

**INVESTIMENTO, REGULAÇÃO E
MERCADO: UMA ANÁLISE DO RISCO NO
SETOR ELÉTRICO**

WENDEL ALEX CASTRO SILVA

2007

WENDEL ALEX CASTRO SILVA

**INVESTIMENTO, REGULAÇÃO E MERCADO: UMA ANÁLISE DO
RISCO NO SETOR ELÉTRICO**

Tese apresentada a Universidade Federal de Lavras como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Administração, na área de concentração em Dinâmica e Gestão de Cadeias Produtivas, para a obtenção do título de “Doutor”.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos dos Santos

**LAVRAS
MINAS GERAIS - LAVRAS
2007**

**Ficha Catalográfica Preparada pela Divisão de Processos Técnicos da
Biblioteca Central da UFLA**

Castro Silva, Wendel Alex.

Investimento, regulação e mercado: uma análise do risco no setor elétrico /
Wendel Alex Castro Silva. -- Lavras : UFLA, 2007.

430 p. : il.

Orientador: Antônio Carlos dos Santos.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Lavras.

Bibliografia.

1. Investimento. 2. Regulamentação. 3. Estrutura de mercado. 4. Estimativa de
risco. 5. Custo de capital . I. Universidade Federal de Lavras. II. Título.

CDD – 332.63

WENDEL ALEX CASTRO SILVA

**INVESTIMENTO, REGULAÇÃO E MERCADO: UMA ANÁLISE DO
RISCO NO SETOR ELÉTRICO**

Tese apresentada a Universidade Federal de Lavras
como parte das exigências do Programa de Pós-
Graduação em Administração, na área de concentração
em Dinâmica e Gestão de Cadeias Produtivas, para a
obtenção do título de “Doutor”.

Lavras em 3 de dezembro de 2007

Prof. Dr. Luiz Gonzaga de Castro Júnior

Prof. Dr. German Torres Salazar

Prof. Dr. Alfredo de Oliveira Melo

Prof. Dr. Haroldo Guimarães Brasil

Prof. Dr. Antônio Carlos dos Santos

UFLA

Orientador:

**LAVRAS
MINAS GERAIS - LAVRAS
2007**

*“Num planger de um sino intitulam-se faíscas velozes nos neurônios da sabedoria que se incute numa neblina psíquica; o seu badalar erradio, as luzes incandescentes de **Asaliah**, que me auxiliem, nas mais sublimes missões de um eterno aprendiz”.*

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE GRÁFICOS.....	ii
LISTA DE QUADROS.....	v
LISTA DE TABELAS	vi
RESUMO	x
ABSTRACT	xii
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Situação problema.....	7
1.2 Metodologia de pesquisa	11
1.2.1 Plano teórico e empírico	11
1.2.2 Estrutura da tese	12
1.2.3 Técnica de coleta e análise de dados	17
2 DISCUSSÕES TEÓRICAS E EVIDÊNCIAS EMPÍRICAS	19
2.1 Algumas discussões introdutórias sobre as abordagens de investimento	20
2.1.1 Análise e adequação ao objeto de estudo.....	26
2.2 Teoria do investimento e a remuneração esperada de capital de MM.....	29
2.2.1 Custo do capital e os impostos sobre os investimentos	44
2.2.2 Limitações do teorema de MM	52
2.2.3 Análise e adequação ao objeto de estudo.....	59
2.3 Mercados eficientes e a abordagem do risco	79
2.3.1 Noções de eficiência de mercado	79
2.3.2 Modelagem do risco em condições de eficiência de mercado	88
2.3.2.1 Modelo de precificação de ativos de capital	98
2.3.2.2 Aplicação do modelo CAPM em análise de investimentos	114
2.3.2.3 Algumas considerações e limitações do modelo CAPM	119
2.3.2.4 Resultados dos testes empíricos do CAPM.....	130

2.4 Questões relevantes sobre as incertezas e as políticas de investimentos	135
2.4.1 Riscos e incertezas nas decisões de investimento	135
2.4.2 Decisões de investimento e a análise da incerteza	138
2.4.3 Avaliação dos erros e tendências das previsões de investimento.....	146
3 CONTEXTUALIZAÇÃO TEÓRICA E ADERÊNCIA AO OBJETO DE ESTUDO	158
3.1 Singularidade entre o mercado de capitais nas práticas de avaliação de investimentos	158
3.2 O mecanismo de regulação e seus efeitos.....	163
3.2.1 Proposta de DEMSETZ	166
3.2.2 Crítica de WILLIAMSON	168
3.2.3 Questões de equilíbrio e qualidade.....	171
3.2.4 Considerações sobre o sistema de preços e delimitação da proposta de trabalho.....	174
4 DELIMITAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO: MUDANÇAS INSTITUCIONAIS, REGULAÇÃO, MERCADO, CENÁRIOS E RISCO...	178
4.1 Desafios e oportunidades no setor elétrico	178
4.1.1 Racionamento energético e seus principais impactos.....	182
4.1.1.1 Variação na demanda e na tarifa de energia elétrica	182
4.1.1.2 Risco de racionamento e impacto econômico sobre as empresas.....	184

4.1.2 Busca do equilíbrio de longo prazo e da estabilidade: mudanças institucionais e estruturais a partir da crise de racionamento	187
4.1.2.2 Regulamentação e funcionamento do Mercado de Leilões de Energia Elétrica	197
4.1.2.3 Instrumentos de equilíbrio de mercado: PLD e complementaridade termelétrica.....	201
4.2 Estrutura de mercado, comportamento e resultados na indústria energética	204
4.3 Questões de equilíbrio: regulamentação <i>versus</i> criação de valor.....	220
4.4 Avaliação das aplicações metodológicas de estimativas de risco no setor elétrico.....	254
4.4.1 Estimativa do custo de capital e o impacto nas avaliações de investimento das empresas de energia elétrica.....	256
4.4.2 Análise comparativa das estimativas do custo de capital no setor de energia elétrica.....	272
4.4.2.1 Resumo das estimativas do custo de capital no setor elétrico.....	296
4.4.3 Aplicação das estimativas em investimentos reais.....	297
4.4.3.1 Resumo metodológico de aplicação das estimativas	299
4.4.3.2 Análise comparativa das estimativas do custo de capital.....	302
4.5 Estimativas de risco do setor elétrico: uma abordagem Comparativa-Implícita	324
4.5.1 Análise <i>comparativa-implícita</i> de risco de <i>portfólio</i> das ações do setor de energia elétrica.....	336
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	358
APÊNDICES	365
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	384
ANEXOS.....	405

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 Reestruturação do setor elétrico.....	4
FIGURA 2 Estrutura de Capital pela Teoria da Irrelevância.....	42
FIGURA 3 Estrutura de Capital e os Impostos	47
FIGURA 4 Tipos de riscos.	100
FIGURA 5 Estimativa da taxa ajustada ao risco.....	161
FIGURA 6 Modelo de Comercialização na CCEE.....	189
FIGURA 7 Equilíbrio no Mercado Spot	229
FIGURA 8 Comparação entre Energias Armazenadas e CMOs (Região Sul; médias móveis de 5 meses)	231
FIGURA 9 Curva de aversão ao risco – 2006/2007 – Nordeste	232
FIGURA 10 Precisão <i>versus</i> exatidão na abordagem do risco	318
FIGURA 11 Exemplo de estimativa não-viesada com baixa precisão e pouca acurácia.....	320
FIGURA 12 Exemplo de estimativa viesada com baixa precisão e pouca acurácia.....	321
FIGURA 13 Exemplo de estimativa não-viesada com alta precisão e elevada acurácia.....	322
FIGURA 14 Exemplo de estimativa viesada com alta precisão e pouca acurácia	323
FIGURA 15 Equação da reta – CAPM	337

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 Evolução da capacidade de geração <i>versus</i> variações da taxa de juros (1996-2007).....	28
GRÁFICO 2 Ponto de mínimo e valor máximo da empresa	39
GRÁFICO 3 Custo de capital e prêmio de risco do endividamento	41
GRÁFICO 4 Custo do capital com e sem impostos.....	48
GRÁFICO 5 Custo do capital com e sem incertezas	50
GRÁFICO 6 Evolução da capacidade instalada em MegaWatt.....	61
GRÁFICO 7 Retorno do investimento <i>versus</i> WACC no setor de energia elétrica	63
GRÁFICO 8 Remuneração sobre o capital das empresas de energia elétrica em % (1998-2005).....	65
GRÁFICO 9a Retorno sobre capital <i>versus</i> WACC das distribuidoras brasileiras de energia	67
GRÁFICO 9b ROE <i>versus</i> retorno estimado dos acionistas das distribuidoras brasileiras de energia.....	68
GRÁFICO 10 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia da Argentina.	69
GRÁFICO 11 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia do Chile.	70
GRÁFICO 12 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia dos Estados Unidos.	71
GRÁFICO 13 Evolução da margem de distribuição média no Brasil.....	72
GRÁFICO 14 World total net electricitt generation, 1980-2004.....	75
GRÁFICO 15 Evolução histórica do valor de mercado das ações das empresas integrantes do índice de energia elétrica (Jan/98 a Dez/2006).....	78
GRÁFICO 16 Reação do preço de um título a uma nova informação	83

GRÁFICO 17 Retorno do portfólio: relação entre o retorno esperado e o risco de uma carteira	107
GRÁFICO 18 Retorno esperado (%) <i>versus</i> Beta.....	110
GRÁFICO 19 Relação entre taxa de retorno e Beta (SML)	118
GRÁFICO 20 Retorno do portfólio: diferenças entre a taxa de emprestar e tomar emprestado.....	121
GRÁFICO 21 Retorno anormal (ϵ) <i>versus</i> Beta.	123
GRÁFICO 22 Leilões de energia elétrica da ASMAE.....	184
GRÁFICO 23 Representatividade dos agentes na CCEE.....	194
GRÁFICO 24 Representatividade e da geração térmica	204
GRÁFICO 25 Equilíbrio em concorrência pura e perfeita	207
GRÁFICO 26 Equilíbrio marginal da firma monopolista	212
GRÁFICO 27 Geração bruta e tarifa energética.....	215
GRÁFICO 28 Elasticidade-preço da oferta	216
GRÁFICO 29 Regulação de preços da firma monopolista	218
GRÁFICO 30 ROIC, WACC e EVA do setor de energia elétrica.....	224
GRÁFICO 31 Produtividade e estatal (Furnas)	225
GRÁFICO 32 Produtividade privada (AES Tietê)	227
GRÁFICO 33 “Spread” (ROIC-WACC)	228
GRÁFICO 34 Growth net hydroelectric power generation (BTU), 1980-2004. 234	
GRÁFICO 35 Growth net geothermal, solar, wind, and wood and waste electric power generation (BTU), 1980-2004.....	235
GRÁFICO 36 Representação unitária das potências por fonte de geração	238
GRÁFICO 37 Variações na oferta e demanda de energia no Brasil	240
GRÁFICO 38 Produção, perda e consumo de energia elétrica em GWH.....	242
GRÁFICO 39 Estrutura de capital e WACC	248
GRÁFICO 40 SML do setor elétrico.	279

GRÁFICO 41 Risco <i>versus</i> retornos com dados ex-post das empresas de energia elétrica.....	281
GRÁFICO 42 Estrutura de endividamento <i>versus</i> custo da dívida das geradoras de energia	288
GRÁFICO 43 Bovespa. Segmento: energia elétrica.....	288
GRÁFICO 44 CIMLP R\$/kW <i>versus</i> Escala do custo oportunidade.....	303
GRÁFICO 45 Efeito de capitalização por pontos % de acréscimo no custo de capital	304
GRÁFICO 46 Custo incremental de longo prazo	306
GRÁFICO 47 Custo incremental de longo prazo	307
GRÁFICO 48 Custo incremental de longo prazo	308
GRÁFICO 49 Custo incremental de longo prazo	309
GRÁFICO 50 Custo incremental de longo prazo	310
GRÁFICO 51 Custo incremental de longo prazo	311
GRÁFICO 52 Custo incremental de longo prazo	312
GRÁFICO 53 Custo incremental de longo prazo	314
GRÁFICO 54 Custo incremental de longo prazo	315
GRÁFICO 55 Escala hierárquica no setor de energia elétrica.....	330
GRÁFICO 56 Elasticidade-Volume Negociado	371

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 Resumo das alternativas estruturais	2
QUADRO 2 Principais análises e objetivos	16
QUADRO 3 Etapas de um projeto de investimento	55
QUADRO 4 Relação entre o custo, a velocidade, a racionalidade e o benefício da informação	87
QUADRO 5 Índices de avaliação de carteira	119
QUADRO 6 Principais estudos sobre a eficiência do modelo CAPM.....	132
QUADRO 7 Resultado de descobertas empíricas na década de 1950	146
QUADRO 8 Resultado de descobertas empíricas nas décadas de 1960 e 1970	147
QUADRO 9 Resultado de descobertas empíricas a partir da década de 1980.	151
QUADRO 10 Matriz de investimento.....	159
QUADRO 11 Características metodológicas de políticas regulatória e tarifária	164
QUADRO 12 Resumo estatístico do racionamento da demanda de energia de acordo com as condições hidrológicas de cada região [2001-2002]	183
QUADRO 13 Gestão da crise energética: medidas classificadas por temas	188
QUADRO 14 Evolução da estrutura de governança do setor de energia elétrica	191
QUADRO 15 Projetos de investimento com aproveitamento hidrelétrico [2006]	245
QUADRO 16 Principais parâmetros para cálculo do CIMLP.....	302
QUADRO 17 Índices e tipos dos principais papéis negociados na BOVESPA	345
QUADRO 18 Índices utilizados na equação de regressão do CAPM.....	346
QUADRO 19 Resumo dos leilões realizados na CCEE.....	373

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 Remuneração estimada do capital: setor de distribuição.....	66
TABELA 2 Análise descritiva dos retornos médios das distribuidoras de energia do Brasil, Chile, Argentina e EUA.....	71
TABELA 3 Brasil: Principales indicadores trimestrales.....	73
TABELA 4 Chile: Principales indicadores trimestrales.....	73
TABELA 5 Argentina: principales indicadores trimestrales.....	74
TABELA 6 Taxa Interna de Retorno.....	116
TABELA 7 Resultados do Programa de Eficiência Energética.....	173
TABELA 8 Crescimento energético no mundo – energia primária.....	179
TABELA 9 Representatividade energética por região.....	179
TABELA 10 Participação hydroenergético no mundo.....	180
TABELA 11 Posição brasileira na geração de energia primária.....	181
TABELA 12 Redução de EBITDA considerando o racionamento no Se/Ne...	185
TABELA 13 Redução de EBITDA considerando o racionamento no Se/Ne e Sul.....	186
TABELA 14 Evolução do número de agentes no MAE/CCEE.....	193
TABELA 15 Evolução dos contratos de energia na MAE/CCEE em MWh....	195
TABELA 16 Previsão de entradas em operação das usinas em obras, por ano e grau de restrição (MW).....	209
TABELA 17 Previsão de entradas em operação das usinas em %.....	210
TABELA 18 Elasticidade da demanda de mercado.....	214
TABELA 19 Grau de concentração do mercado energia elétrica.....	221
TABELA 20 Potencialidade de redução de custos operacionais de Furnas.....	226
TABELA 21 Desdobramento da matriz energética.....	233
TABELA 22 Resumo de cadastros para leilões na CCEE em 2007.....	237

TABELA 23 Ranking dos principais países consumidores de energia por habitante	241
TABELA 24 Parâmetros para estimativa de viabilidade dos empreendimentos hidrelétricos em 2006.....	247
TABELA 25 Taxa Livre de Risco [<i>Yield Maturity</i>].....	258
TABELA 26 Variações do <i>beta</i> para as ações da Telebrás	260
TABELA 27 Retorno esperado da carteira de mercado	261
TABELA 28 Taxa de desconto da Telebrás	261
TABELA 29 Expansão líquida da capacidade instalada em geração de energia elétrica.....	262
TABELA 30 Correlações entre graus de alavancagem e betas de mercado.....	264
TABELA 31 Correlações entre indicadores operacionais e betas de mercado.....	266
TABELA 32 Betas das empresas de energia no período de 1995-2002.....	269
TABELA 33 Estimativa do beta com dados publicados no mercado e ponderado pela participação no índice de mercado.....	274
TABELA 34 Proxy alternativas de mercado (índice IBrX)	275
TABELA 35 Proxy do ativo livre de risco	276
TABELA 36 Estimativas inflacionárias para aplicação do modelo CAPM.....	277
TABELA 37 Dados publicados considerando participação equivalente para cada índice de mercado	277
TABELA 38 Parâmetros para cálculos do custo de capital conforme suposições abordadas na pesquisa do Unibanco.....	283
TABELA 39 Estrutura média de capital das geradoras de energia elétrica no período da análise do Unibanco.....	285
TABELA 40 Custo financeiro médio do setor de energia elétrica	286
TABELA 41 Estimativas recentes da estrutura de capital para o setor de energia elétrica.....	289

TABELA 42 Simulações do custo de capital de acordo com a flexibilidade nas hipóteses e tipos de variável utilizada no modelo	290
TABELA 43 <i>Emerging Markets Bond Index</i> (EMBI)	291
TABELA 44 Custo do capital trazido a valores mais recentes de risco.....	292
TABELA 45 Diferentes abordagens para os valores estimados do custo de capital	296
TABELA 46 Planejamento sobre os acréscimos marginais de expansão	300
TABELA 47 Cálculo do Custo Incremental de Médio de Longo Prazo (CIMPL)	302
TABELA 48 Risco-retorno por ramo de atividade	326
TABELA 49 Beta das empresas americanas	328
TABELA 50 Estatística descritiva do beta do setor de energia.....	331
TABELA 51 Análise de percentil do beta das empresas de energia elétrica....	332
TABELA 52 Betas do setor de energia das empresas americanas [Período de 1997]	333
TABELA 53 Escala de risco setorial das empresas brasileiras [coeficiente angulares]	334
TABELA 54 Composição do IEE no período de análise	344
TABELA 55 Retorno médio dos índices setoriais e de portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência	348
TABELA 56 Beta médio dos índices setoriais e portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência	350
TABELA 57 Estatística “R-quadrado” [parcela do risco sistemático ou risco não-diversificável]	351
TABELA 58 Desvio padrão dos retornos dos índices setoriais e específicos. .	353
TABELA 59 Índice de Sharpe.....	353
TABELA 60 Índice de Treynor	354

TABELA 61 Beta total dos índices setoriais e portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência	355
TABELA 62 Índice de retorno por parcela de risco sistemático	356

RESUMO

CASTRO SILVA, Wendel Alex. **Investimento, regulação e mercado:** uma análise do risco no setor elétrico. 2007. 430p. Tese (Doutorado em Administração) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, MG¹.

Em nosso estudo utilizamos uma abordagem analítica multidisciplinar para examinar algumas questões de investimento na indústria de energia elétrica. Sob esse aspecto, as várias análises ocorridas foram divididas em três diferentes áreas de discussões: a estrutura de mercado, o processo de regulamentação e a avaliação de risco. Tais categorias foram então delimitadas para os propósitos do contexto de investimento em condições de risco. O conhecimento sobre a estrutura de mercado, por exemplo, é de fundamental importância para antecipar os possíveis problemas de incerteza e direcionar as medidas preventivas que possibilitam manter o valor intrínseco de um projeto. Ressaltamos, contudo, que o termo “mercado”, apresentado no texto, possui duas conotações diferentes. A primeira, remeter-nos-ia ao grau de competição existente no setor de energia elétrica. Neste caso, observa-se que a posição de equilíbrio da indústria resultaria da estrutura mercado e das variáveis que concorrem para o desequilíbrio do sistema de preços. Aliás, especificamente, a regulamentação corresponde a um elemento chave para a garantia dos seus resultados. Todavia, enfatizamos que para os tipos de sistemas híbridos onde combinam diferentes interesses podem surgir divergências justamente na escolha e aplicações de alguns métodos, tanto no que diz respeito à formação da tarifas, quanto na avaliação das “expectativas futuras”. Na segunda conotação, passamos a considerar o “mercado de capitais”, local onde geralmente se espelha para a avaliação do custo de oportunidade. Aqui, nossa principal ênfase foi examinar possíveis incongruências em seu cálculo. Ou seja, os diferentes valores do custo “*aproximado*” de capital, surgidos durante nossa investigação, estariam relacionados às questões que envolvem a dinâmica intertemporal e aos aspectos comportamentais tais como o uso *ex-ante* de algumas suposições baseadas em expectativas heterogêneas e/ou enviesadas. Quanto à avaliação do comportamento de risco, constatamos que as empresas que compunham o Índice de Energia Elétrica, na ocasião de nossas observações, estariam tendo um comportamento “moderado”, se assim podemos dizer, em comparação a alguns segmentos, e também, em relação a índices mais específicos listados na BOVESPA. De fato, esses resultados foram também fortalecidos por algumas análises anteriores – financeiras -, que mostravam que as empresas de energia não estariam sobressaindo às expectativas de remuneração do capital. E, dentre as causas, a nossa primeira hipótese recairia na “dosagem” excessiva, por parte

¹ Orientador: Dr. Antonio Carlos dos Santos

do regulador, do atual modelo de regulamentação e controle de poder de monopólio². A segunda, remeteria às aplicações do modelo de precificação e algumas divergências na condução de argumentos metodológicos que certamente resultariam em diferenças relativas, de precisão, nas estimativas do custo de capital. Por fim, asseveramos que a noção de precisão estaria relacionada não só ao grau de eficiência informacional de mercado e/ou capacidade técnica, mas também dependeria de determinados padrões comportamentais na avaliação de risco. Em vista disso, nas intervenções regulatórias, tão necessárias, devem ser observadas as formas de condução na aplicação dos mecanismos de equilíbrio.

² Essas medidas estariam penalizando as principais concessionárias por meio do estabelecimento de um *preço-teto* para a tarifa de energia para o consumo final. Todavia, devido à carga tributária representar cerca de [50%] da conta de luz, o consumidor final tem pagado tarifas mais caras do que a França onde a energia nuclear é a principal matriz. Observando que a energia de fontes hídricas é [25%] mais barata do que as de fontes nucleares. Existem diferenças quanto aos critérios aplicados no segmento de geração, há vista que, o principal instrumento utilizado para controle de tarifas seria a obrigatoriedade de negociação por meio dos CCEARs.

ABSTRACT

CASTRO SILVA, Wendel Alex. **Investment, regulation and market: analysis of the risk for the electric power sector.** 2007. 430p. Thesis (Doctoral in Business Administration) – Federal University of Lavras, Lavras, MG³.

In our study we have made a multidiscipline analytical approach in order to examine some questions of Investment in the Electric Power Industry. Concerning this prospect, the several analysis made were divided into three different areas for discussion: market structure, regulation process and the risk assessment. Such categories were then delineated for the purposes of the context of investment in risk conditions. The knowledge on the market structure, for instance, would be substantial for anticipating the possible problems of uncertainty and to direct the preventive measures which make possible to keep the built-in value of a project. However, we highlight that the term “market” used in this text has two different meanings. The first one would lead us to the degree of competition existing into the electric power sector. In that case, we notice that the position of industry balance would be the result of the market structure and the variables which compete for the unbalance of the price system. Besides, particularly, the regulation corresponds to a key element which guarantees the results. However, we remark that for kinds of hybrid systems where different interests are combined there may be disagreement especially on the choice and application of some methods, as concerning the price formation as well as the valuation of the “expectations”. Now, for the second meaning, we will consider the capital market, which is frequently used for the purpose of opportunity cost valuation. Here, our main goal was to examine the possible incompatibilities of its calculation. That is, the different values of the estimated capital arisen during our investigation would be related to questions involving the intertemporal dynamics fact and to behavioral aspects such as the *ex-ante* usage of some supposition based in heterogeneous expectations. Regarding the risk behavior valuation, we conclude that the companies which constituted the Electric Power Index at the time of our study would be having a “moderate” behavior, so to speak, comparing to some sections, and also relating to some more specific indexes listed in BOVESPA. Indeed, these results have as well been strengthened by some previous analysis – financial ones- which had shown that the electric power companies would not be excelling at the expectations of the profitability of capital. And among the said reasons, the first hypothesis would fall on the excessive “dosage” by the regulator of the current model of

³ Guidance: Dr. Antônio Carlos dos Santos

regulation and control of power of monopoly⁴. The second one would deal with the applicability of the asset-pricing model and some methodological divergences which certainly would result in relative differences of precision, in search of an appropriate measurement of the expected values for the cost of capital. Finally, we assert that the notion of accuracy would be related not only to the degree of market informational efficiency and/or technical capability but would also depend on certain behavioral standards for the risk assessment. Therefore, the way of conducting the application of mechanism of balance must be taken into account in case of occurrence of the so required regulatory interventions.

⁴ These measures would be penalizing the main agents by means of establishing a *basis-price* for the electric power tariff for the ultimate consumption. However, due to the tax burden representing about [50%] on the electricity bill, the ultimate consumer has paid more expensive electricity bills than in France, where the nuclear power is the main source; considering that the electric power generated by hydro sources is [25%] cheaper than the nuclear ones. There are differences concerning to the criteria applied to this segment, since the main instrument used to control the rates would be the obligation of negotiating by means of CCEARs.

1 INTRODUÇÃO

A Indústria de Energia Elétrica Brasileira, desde a década de 1990 vem passando por várias mudanças⁵ envolvendo natureza institucional do setor, inovações tecnológicas, infra-estrutura econômica e significativa reorientação adotada por políticas de iniciativa ao investimento privado.

Partindo também de experiências como da Inglaterra - mediante o desenvolvimento na indústria de geração de energia, desverticalização e regulamentação (Millan et al., 2001), as reformas institucionais do setor elétrico brasileiro⁶ foram fruto de um largo processo de reestruturação, conforme a síntese a seguir:

- a) Introdução do produtor independente e do autoprodutor em maior escala, tendo como objetivos de uma melhor alocação, produção e distribuição de recursos.
- b) Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulamentação e fiscalização de setor.
- c) Desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição, inclusive a comercialização, com o objetivo de criar uma maior pressão competitiva para o setor.

⁵ ABDO, J.M. **A ANEEL as perspectivas para o setor elétrico**. Araraquara, 1998. Slides.
DELGADO, M. A. P. **A expansão de oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo**. Rio de Janeiro: UFRJ: COPPE. Programa de Planejamento Energético, 2003.
FIORI, J.L. **Proposta de modelo institucional**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2003.
TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Metodologias de valoração de danos ambientais causado pelo setor elétrico**. Rio de Janeiro: UFRJ: COPPE. Programa de Planejamento Energético, 2000.

⁶ O processo de mudança institucional do setor elétrico tem como base as premissas neoliberais organizadas sob o tripé: “desverticalização” de setores; “privatização” da economia e “abertura comercial”. São idéias principalmente fomentadas por recomendações das agências multilaterais: Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Banco Mundial.

- d) Introdução da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), gestora dos leilões de energia e responsável pelo universo de comercialização regulada de energia elétrica.

A princípio, seguindo as proposições do Banco Mundial, foi estabelecido o modelo de gestão baseado na “*Propriedade e Operações Privadas, com Regulamentação*”⁷, a partir de quatro possíveis estruturas de mercados que poderiam ser implementadas pelas economias emergentes.

Note-se que, para cada modelo existem diferentes tipos de (1) arranjo de negócios, (2) exigências regulatórias, (3) arranjos contratuais de propriedade para as operações das companhias no setor, e (4) soluções quanto às implicações com os ativos encalhados. O quadro 1 apresenta um resumo dessas alternativas:

QUADRO 1 Resumo das alternativas estruturais

Característica	Modelo 1 Monopólio	Modelo 2 Agência Compradora	Modelo 3 Competição Atacado	Modelo 4 Competição no Varejo
Definição	Monopólio em todos os níveis Não existe escolha	Competição na geração e comprador único Estrutura semelhante a “Monopsônio”	Competição na geração e escolha para distribuidoras Existência de geradores independentes	Competição na Geração e escolha p/ consumidor final Qualquer gerador
Competição na Geração	0	1	1	1
Escolha para Varejista	0	0	1	1
Escolha para Consumidor Final	0	0	0	1

Fonte: adaptado de Hunt & Shuttleworth (1996)

⁷ Síntese do modelo: O Estado interfere quanto ao exame dos pedidos de concessão e em relação à regulação de todo o sistema.

Um ponto de convergência entre os quatro modelos de eletricidade seria o processo de “regulamentação”, visto que este sublinha o elemento chave das relações entre os agentes do setor. Assim, qualquer mudança de modelo exigirá, em contra partida, relações contratuais e legislação adequada.

Por exemplo, a transferência do modelo 1 ou 2 para o modelo 3 ou 4, verifica-se por meio do desenvolvimento de arranjos comerciais ou contratos de negócios, além de cobrança para o uso da rede de transmissão e distribuição.

Pode-se dizer, precisamente, que o marco inicial da modelagem dessa estrutura se deu durante o ano de 1997, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) elaborou um trabalho juntamente com os consultores liderados pela Coopers & Lybrand (1997) estabelecendo as linhas gerais do modelo do setor elétrico⁸.

A preocupação básica seria então implantar a “competição” onde fosse possível [geração e comercialização], e a “regulamentação” onde fosse necessário [monopólios naturais: transmissão e comercialização]⁹, conforme Figura 1.

Em 1996 e 1997 também foram privatizadas cerca de dez distribuidoras de energia e, para 1998, previa-se a continuidade do programa de privatizações, com a venda de geradoras de energia e de uma outra grande quantidade de empresas distribuidoras.

Seguindo as reformas, foram implementadas operações de controle por meio de um órgão regulador - a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e um órgão responsável pela otimização do sistema - Operador do Sistema Independente (NOS), que estabelecem formas de conduta atuação no mercado de energia elétrica.

⁸ Um passo importante para o início do processo de reestruturação do setor brasileiro de energia elétrica veio com a Lei nº 8.631 e Decreto nº 774 de 1993. (ANEEL, 2007)

⁹ Existe uma tendência de ampliação da participação da iniciativa privada com o leilão de concessões de linhas de transmissão.

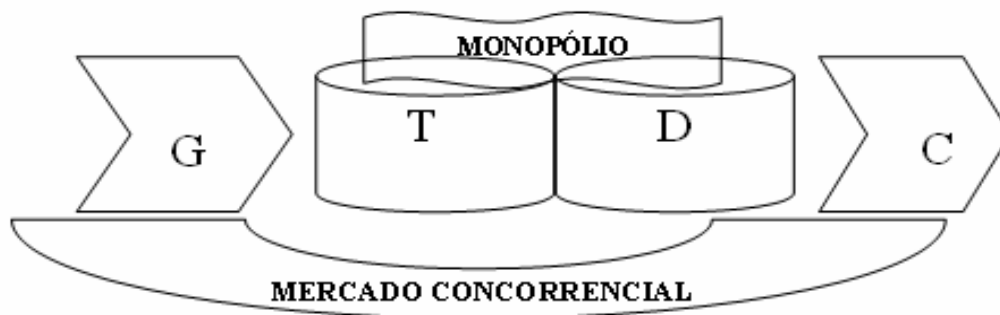


FIGURA 1 Reestruturação do setor elétrico
 G = Geração T = Transmissão D = Distribuição C = Comercialização
 Fonte: elaborado pelo autor

Do ponto de vista estratégico, a partir do processo de reestruturação, as empresas de energia elétrica obedeceriam a um movimento duplo de motivação global¹⁰.

Assim, nos espaços nacionais, procuram-se afirmar como empresas de multiserviços ao adquirirem configuração institucional horizontal. No âmbito internacional, elas encontram a possibilidade de explorar as suas especialidades nos mercados emergentes dos países em desenvolvimento *vis-à-vis* os amplos programas de privatização e desregulamentação vigentes nesses mercados¹¹. Cabe ressaltar que esses investimentos têm buscado compensar as possíveis perdas de receitas no mercado interno, em parte, devido à criação de um ambiente concorrencial.

Já do ponto de vista histórico, a saturação da intervenção econômica havia dado sinais de crise desde a década de 1970 nos países mais

¹⁰ Chevalier & Salaün (1995) *apud* Rosa et al. (1998).

¹¹ É importante observar que esse tipo de iniciativa também se constitui um tipo de risco estratégico que só é eliminado pela diversificação dos investimentos em diferentes economias.

industrializados. Em princípio, iniciou-se com a deteriorização da infraestrutura pela perda da capacidade de reinvestimento. Além disso, por causa dos resultados de fatores sociais, econômicos, tecnológicos e institucionais, esgotaram-se as possibilidades de economias de escala e de escopo.

Todavia, os decréscimos de demanda poderiam ser novamente alimentados com políticas expansionistas de investimento, mudanças estruturais e também com a tendência à viabilização de uma maior participação da iniciativa privada. A esse respeito, observa-se que a reforma em curso no setor elétrico ainda tem mantido boa parte da propriedade estatal na geração, embora exista uma tendência geral para introdução de concorrência privada como a autoprodução, a co-geração e a produção independente.

Portanto, a partir dessas características, dois pontos se tornaram relevantes para aumento da competitividade no setor: (1) A desverticalização do sistema, impondo melhor investimento em redes de transmissão permitindo maior integração e, (2) a criação de um embrião a uma provável e futura “bolsa de energia” - o mercado atacado de leilões - aumentando, desse modo, a competição nos preços.

Sobre as questões de investimento, segundo a ANEEL, as maiores oportunidades que vêm surgindo na indústria de energia estão relacionadas à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada, à construção de redes de transmissão e à privatização de ativos de sistema de distribuição e de geração. Existe também, uma maior preocupação quanto à descentralização de áreas como a universalização do atendimento às comunidades isoladas, principalmente da região Norte e também ao meio rural.

Seguindo as implicações econômicas de tais mudanças e, principalmente, com o desenvolvimento do modelo de comercialização no

MAE/CCEE¹², verifica-se que o planejamento de longo prazo passa a ser um instrumento cada vez mais relevante aos agentes da Indústria de Energia Elétrica. Sob tal circunstância, a busca de adequação dos processos de tomada de decisões em seus projetos de investimento poderá também conduzir a questões como o redimensionamento das possibilidades estratégicas de investimento por causa das condições econômicas e as novas alternativas emergentes no setor.

Não obstante, as relações subjacentes entre a oferta e a demanda, políticas regulatórias, desenvolvimento tecnológico, dos quais grande parte não são de conhecimento dos investidores, têm tornado esse tipo de investimento irreversível; do mesmo modo em que são fontes de incerteza no momento da decisão de investir (Dyner & Larsen, 2001).

Uma outra particularidade desse processo seria a dinâmica da relação intertemporal. Ou seja, decisões tomadas hoje somente produzirão resultados no “futuro”. Assim, dentro da dimensão presente-futuro existirão mudanças de cenários, mudanças de relações dos agentes e tecnológicas, o que torna a capacidade de previsão do futuro fundada num conhecimento ainda muito imperfeito do ambiente econômico (Brasil & Fleuriet, 2003).

Dependendo da dimensão de tempo e dos tipos de investimento, extraídos dos atuais critérios de rentabilidade, os retornos poderão variar enormemente¹³ às expectativas iniciais. Neste sentido, um processo de reestruturação tipo o do setor de energia elétrica, deverá ser pautado por um comportamento de investimento, o qual merece nossa especial atenção.

¹² Durante os anos de 2003 e 2004 o governo introduziu algumas mudanças no Setor Elétrico, sustentado pelas Leis n.º 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi instituída para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). (ANEEL).

¹³ Dixit & Pindyck (1994) argumentaram que na maioria dos mercados, os preços futuros são sempre incertos, e quantidade de incerteza aumenta com o horizonte de tempo. Em outras palavras, a expectativa de preços futuros deve ser igual ao preço corrente. E a variância do futuro deve ser maior quanto mais distante olhamos.

1.1 Situação problema

Uma das questões singulares em finanças seria reconhecimento de que o objetivo principal de uma empresa de negócio é a criação de valor para os acionistas. Contudo, tal objetivo deverá ser alcançado se os gestores identificarem boas oportunidades de investimento e, ao mesmo tempo, buscarem condições viáveis para sua execução. Nessa direção, um projeto irá criar valor quando o retorno sobre o capital dos acionistas aplicado nesse ativo for superior ao custo por eles exigido.

Para se avaliar as expectativas de retorno de um investidor, geralmente se utiliza da abordagem do custo de oportunidade, associado ao retorno de um investimento alternativo “equivalente”. Todavia, uma grande dificuldade reside na definição da equivalência e, especialmente, os problemas de ajuste pelo risco de cada negócio.

Além disso, a moderna teoria de investimento de capital tem dado interesse em cima de um caso especial onde o “risco diversificável” não afeta a contribuição de um projeto para o valor da firma. Contudo, ao se ignorar o impacto de novos projetos em cima de risco total para a firma, pode-se conduzir a uma avaliação inapropriada dos projetos de investimento.

É importante ressaltar que, normalmente, as empresas fazem uma subdivisão dos gastos com capital. Assim, uma maior complexidade do processo de investimento se circunscreveria por meio das seguintes etapas: (1) definição do investimento, (2) geração de idéias, (3) definição de cenários: planejamento e previsão, (4) avaliação de alternativas, (5) pré-avaliação checando o aprimoramento dos dados, (6) tomada de decisão, (7) implementação, (8) monitoramento (9) *Setup* dos equipamentos, (10) início das operações, (11) auditoria de conclusão, (12) estabilização das operações.

Porém, o número de pesquisas que abordam diretamente cada passo tem sido totalmente diferentes. De fato, as principais pesquisas na área estão focadas no quarto passo: “avaliação de alternativas de investimento”.

Observa-se que, devido a tal circunstância, numerosos métodos têm sido apresentados e discutidos na teoria. Não obstante, a academia tem focado exaustivamente em mostrar que os modelos tradicionais, baseados em fluxo de caixa descontados, não conseguem lidar adequadamente com certas fontes de valores estratégicos associadas ao investimento.

Em geral, as principais fontes de valor são: (1) as flexibilidades operacionais associada ao projeto de investimento, (2) a sinergia do projeto com as atividades atuais da empresa ou com outros projetos implantados simultaneamente, e (3) a interdependência temporal entre o investimento feito hoje e as futuras oportunidades de investimento¹⁴.

De todo modo, em função disso, devemos supor que mesmo a melhor das decisões nem sempre é garantia de sucesso. Assim, o que se torna relevante em nossas observações são as condições necessárias para se testarem a validade de alguns métodos de análise. Ou seja, uma importante lacuna a ser preenchida em estudos de investimento corresponde a um melhor entendimento do comportamento das firmas diante de seus cenários, ou negócios e a condução de suas avaliações sob condições de “risco”.

Considera-se, nesse aspecto, que todo investimento é uma fonte intrínseca de risco, tanto pelo fato de ser fundamentado por elementos preditivos, quanto pelo seu efeito multiplicativo [ou divisional].

Cabe ressaltar que, geralmente as empresas fazem parte de setores com estruturas específicas, com recursos considerados também específicos, e ainda, sob a presença de regras consideradas necessárias ao equilíbrio sistêmico, como é o caso da Indústria de Energia Elétrica.

¹⁴ Galesne et al. (1999).

Por sua vez, as principais práticas e pressupostos de finanças que envolvem as políticas de investimentos se delimitam nas seguintes questões:

- 1) Historicamente os investimentos têm sido associados à hipótese neoclássica de que o objetivo da firma é a maximização de valor e, em particular, com a visão de que os “investimentos são governados pelas expectativas” (Tinbergen, 1939). Como resultado, as principais metodologias de investimento são distintas não por questões ideológicas, mas pela eficácia em mensurar tal variável.
- 2) É possível supor que exista considerável eficiência nos mercados, de maneira que os preços dos ativos possam refletir o consenso geral sobre todas as informações disponíveis. Entretanto, mesmo que os agentes de investimento tenham acesso às fontes semelhantes de informação, existem questões psicológicas ou certas condutas que podem diferenciar, ou não, as crenças em relação aos retornos do investimento¹⁵.

Nessa direção poderíamos questionar até que ponto esses pressupostos influenciariam os resultados finais dos investimentos em ativos, visto que¹⁶:

- a) Existem diferentes metodologias de mensuração das expectativas de retornos e de riscos dos projetos de investimento.
- b) As diversas categorias de risco podem influenciar de maneira idiossincrática os resultados dos projetos em si.

¹⁵ Uma importante premissa das condutas de investimento seria: se investidores possuem acesso a fontes semelhantes de investimento, suas expectativas se tornam homogêneas.

¹⁶ Cabe ressaltar que essas suposições iniciais, apesar de genéricas, foram auxiliadoras para percepção do problema teórico.

- c) Nem todos os riscos de um projeto de investimento podem ser diversificados. E, uma vez que existem vários fatores condicionantes, tais como a restrição orçamentária e os custos de transação, faz sentido, também, pensar na capacidade limitada de diversificação de algumas empresas ou setores.
- d) Finalmente, quanto se trata de questões específicas, como é o caso da regulamentação, existe maior complexidade nas práticas de avaliação, pois nem sempre estarão de encontro com as principais premissas de investimento.

Assim, quando se trata de estimativas em relação ao futuro “probabilístico”, freqüentemente os investidores, as empresas, e também as agências regulatórias atuam sobre os riscos e incertezas a partir do estabelecimento de um comportamento padrão. Em termos gerais, isso se manifestaria mediante o emprego de algumas técnicas na avaliação de suas expectativas. Todavia, a formulação e aplicação de instrumentos apropriados requerem maior conhecimento sobre o ambiente de negócio, a estrutura de mercado, os fatores institucionais e as várias formas de se conduzir determinadas metodologias.

Sobre este aspecto, consideraremos como problema de pesquisa a aderência entre as questões de estimativas das expectativas de retorno ajustadas ao risco e as especificidades de alguns setores, ou classe de risco. Em vista disso, ao longo do texto iremos segregar nossa análise nos seguintes objetivos específicos:

- a) Estabelecer alguns fundamentos ou embasamentos teóricos para exame das decisões de investimento com condições de risco.

- b) Examinar as abordagens de mercado, o modelo de regulação atual, e algumas implicações para os investimentos na indústria de energia elétrica.
- c) Analisar o risco no setor elétrico por meio de uma abordagem comparativa dos índices de portfólio, além do exame sobre algumas condutas na aplicação do método de avaliação do custo de oportunidade de capital do setor.

Sobre a relevância do estudo, em síntese, acreditamos que as políticas de investimento das empresas de energia elétrica estão representadas por um número considerável de projetos, tornando-as constantemente expostas aos riscos e incertezas. Portanto, a não observância de certos critérios, até mesmo comportamentais, poderá levar à “superestimações” e/ou “subestimações” dos resultados. Além disso, as relações de preços ficariam mais comprometidas, se existirem visões distintas no tratamento das questões de riscos entre as empresas, o mercado acionário e o agente regulador.

Observamos, entretanto, que em nossa proposta não se fará distinção dos diferentes segmentos presentes nessa indústria. Consideraremos para todos os efeitos apenas as empresas de energia; sejam elas geradoras ou distribuidoras. Por outro lado, acreditamos que uma análise mais estratificada seria mais consistente.

1.2 Metodologia de pesquisa

1.2.1 Plano teórico e empírico

O modelo explicativo desse trabalho seguiu duas vertentes metodológicas, uma de natureza dedutiva que parte de um caso real, no qual se buscará selecionar aquelas variáveis teóricas mais pertinentes ao objeto de estudo. E, a outra de natureza indutiva, que consiste em reunir informações

quantitativas sobre as diversas variáveis de natureza econômica, que, estatisticamente manipuladas, conduziram à formulação de algumas relações sistematizadas.

Concomitantemente, os métodos teóricos ou dedutivos e os métodos estatísticos ou indutivos não constituem instrumentos alternativos de análise; antes, complementam entre si¹⁷. Desse modo, na condução da pesquisa observa-se a seguinte estrutura metodológica:

1.2.2 Estrutura da tese

Para desenvolvimento metodológico estruturamos este trabalho, além dessa parte introdutória, nos seguintes capítulos, conforme descrição:

No item 2, seção 2.1, inicia-se uma breve discussão das principais abordagens de investimento. Procuramos com isso, contextualizar alguns dos fatores determinantes na direção dos investimentos em economias de mercado.

Quanto aos instrumentos de investigação empírica utilizados neste capítulo, além do levantamento bibliográfico, introduzimos uma breve análise de dados, que preferimos denominá-la de “análise e adequação ao objeto de estudo”. Esse critério serviu como fechamento de discussão que antecede ao objeto da análise¹⁸.

Na verdade, são algumas verificações que visam a esclarecer determinadas relações causais, dúvidas metodológicas e/ou conceituais.

Na seção 2.2 nossa atenção estará voltada à teoria de investimento de Midigliani & Miller. O principal método de investigação foi o descritivo. Assim, através desse, buscamos rever a abordagem do investimento onde a taxa média

¹⁷ O desenvolvimento de modelos microeconômicos dedutivos é influenciado por procedimentos indutivos tanto quanto se pretende testar a validade de uma teoria que eventualmente venha a ser formulada como oportunidade em que as evidências empíricas acumuladas nos estudos indutivos são de grande valia (AWH (1976) *apud* Garófalo & Carvalho 1990, p. 23) *apud* Delgado (2003).

¹⁸ Observamos que, algumas análises foram suportadas com resultados já publicados.

de rentabilidade esperada passara a influenciar o comportamento de investimento das empresas, contrapondo as proposições de alguns expoentes da teoria neoclássica que acreditavam ser a taxa de juros a principal responsável pela acumulação de capital.

A partir dessa fundamentação teórica, na seção 2.2.3 procuramos deduzir determinadas lógicas de investimento diante das expectativas racionais na Indústria de Energia Elétrica, sob duas variáveis [*proxies*]: rentabilidade histórica do capital *versus* expectativa de crescimento. Do ponto de vista metodológico, foram utilizados dados secundários de pesquisas existentes. Todavia, quando buscamos aprofundar nas relações causais utilizamos fontes primárias para as nossas análises.

Na seção 2.3 procedemos com uma abordagem de referência à análise do “risco” normalmente empregada em condições de mercados eficientes. Nestes termos, foi nosso objetivo descrever um dos nossos principais instrumentos de verificação aqui empregado, o modelo CAPM.

Ocorre que, seu perfeito entendimento é decorrente da necessidade de uma melhor compreensão desse método e de suas idéias subjacentes. Assim, além do arcabouço teórico, sob o exame de seus fundamentos, iremos aplicá-lo total ou parcialmente em algumas passagens desse texto. E, isso irá acontecer principalmente na fase em que segue o levantamento do risco para a Indústria Energética.

Na seção 2.4 discutiremos sobre as incertezas e os possíveis impactos nos resultados dos fluxos de caixa em projeto de investimentos. Note-se também, que tais questões devem ser influenciadas pelo ambiente econômico, pela estrutura de mercado e pela elasticidade da demanda. Assim, se necessário, é possível fazer uma importante conexão com as discussões inseridas na seção 4.2.

Outro ponto de grande relevância em nossa análise é o fato de se ter encontrado na literatura alguns estudos que apontavam para os possíveis erros de tendência nas estimativas dos projetos de investimento quando estes são conduzidos em ambientes de incerteza, veja na seção 2.5. Assim, necessariamente, entendemos que tal discussão deveria ser mais bem explorada em estudos de investimento, principalmente em relação ao comportamento dos agentes.

No item 3 foram introduzidas algumas discussões específicas da abordagem de regulação em economias de mercado. É conveniente destacar que nosso interesse seria demonstrar a problemática dos sistemas híbridos nas questões de avaliação de investimento. Especificamente percebemos, entre outras coisas, que as noções sobre as estimativas de risco seriam suportadas por análises subjacentes a duas vias fundamentais: criação de valor das empresas em serviços de utilidade pública, e equilíbrio entre as necessidades sociais e empresariais. Além desse *trade-off*, se houverem determinadas posturas viesadas na condução dos sistemas de preços, tais como aplicações hipoteticamente subjetivas, estaremos propícios ao surgimento de erros de estimativas e tendências em demorado nas decisões de investimento no setor em epígrafe.

A partir de então, as discussões específicas da Indústria de Energia Elétrica tomarão maior aderência frente às atuais práticas em condições de risco. Assim na a seção 4.1 será objeto de nossa análise o processo de mudança e a sua reorganização que envolveu o aperfeiçoamento institucional, além da criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [CCEE].

Cabe ressaltar que, por detrás da sistemática de investimento, estão os leilões de energia elétrica conduzidos pela CCEE. E, da mesma forma que esta constitui um avanço como instrumento de equilíbrio de mercado, tem função de nortear o processo de “complementaridade” da base energética.

Portanto, ao final dessa seção, queríamos deixar para o leitor a sensação de que este tipo de reorientação pode ser interpretado como um exame indireto das ações preditivas ou reativas frente às incertezas ambientais, com impacto direto no risco regulatório.

Ainda, na seção 4.2 apresentaremos os principais aspectos relativos à estrutura de mercado da Indústria de Energia Elétrica. Suscitamos tal análise, pois acreditamos que essas informações são de grande importância para a definição de estratégias de investimento no setor. Além disso, a identificação de alguns fundamentos econômicos se torna suficiente para introduzir futuras discussões sobre as relações de mercado entre seus agentes, principalmente, sob a sensibilidade na demanda e oferta diante dos preços relativos.

Quanto aos resultados da indústria, na seção 4.3 nós apoiamos em estudos já realizados, para em seguida consubstanciar e ampliarmos às explicações de alguns fatores causais.

Posteriormente, nas seções 4.4 e 4.5 dedicamos exclusivamente à análise do risco no setor energético, a começar pela problemática das estimativas do custo de oportunidade de capital. Assim, inicialmente, concentramos na sua definição econômica de maneira a refletir sua principal aplicação nas políticas de investimento. Em seguida, analisamos algumas concepções metodológicas utilizadas na aproximação da taxa de desconto, ajustada ao risco, e suas possíveis implicações para os investimentos reais nessa Indústria. Por fim, formulamos um método de análise de risco que se estende aos principais índices setoriais, divulgados pelo mercado de capitais, em comparação ao índice de energia elétrica. Isso foi uma maneira considerada menos tendenciosa que encontramos para se avaliar o risco na indústria de energia elétrica.

Esperamos, desse modo, direcionar algumas sugestões para novos estudos e investigações em finanças de empresa, especificamente, sobre os

problemas de estimativas de risco quando se relacionam uma estrutura teórica a modelos empíricos nas abordagens de investimento.

Em fim, podemos dizer que, o motivo de toda a nossa discussão foi uma singela intenção de abordar sobre algumas práticas de avaliação de investimento em ambientes regulados. Grosso modo, também estamos admitindo que qualquer forma de investimento seja um risco. Ou que, pelo menos sofra influência de tal variável ao longo do tempo.

Assim, a partir dessa questão norteadora, foram direcionadas as principais análises e objetivos presentes nesse texto, de acordo com a síntese apresentada no Quadro 2.

QUADRO 2 Principais análises e objetivos

Capítulo 2	Capítulo 3	Capítulo 4
Dimensões teóricas e Evidências Empíricas.	Contextualização teórica e aderência ao objeto de estudo	Delimitação do objeto de estudo: Mudanças Institucionais, Regulação, Mercado, Cenários e Risco
<p>Objetivo: estabelecer alguns fundamentos teóricos para análise das avaliações de risco no setor de energia elétrica.</p> <p>Principais análises: investigar algumas abordagens teóricas de investimentos, além da descrição dos fundamentos teóricos do modelo de precificação de ativos, geralmente empregado nas estimativas da taxa retorno ajustada ao risco. Foi também prioridade nessa seção, questões comportamentais tais como problemas de erros nas estimativas de avaliação em cenários de incerteza.</p>	<p>Objetivo: promover maior aderência entre as abordagens teóricas situadas no texto e o caso em epígrafe.</p> <p>Neste aspecto, foram lançadas algumas considerações sobre determinadas relações existentes em ambientes econômicos considerados híbridos. De fato, julgamos que as diferenças de interesses podem trazer algumas divergências nos sistemas de preço. Além disso, pode surgir um comportamento padrão, posto de viés, quando seus diferentes agentes estão empregando determinadas avaliações ou estimativas.</p>	<p>Mercado e Regulação.</p> <p>Objetivo: examinar as principais implicações dessas duas abordagens para o comportamento de investimento na Indústria de Energia</p> <p>Principal análise: descrever as recentes mudanças institucionais, a estrutura de mercado e os alguns resultados das principais empresas nesse setor frente.</p> <p>Abordagem do risco no Setor Elétrico</p> <p>Objetivo: examinar algumas aplicações metodológicas ao principal modelo de avaliação da taxa ajustada ao risco e possíveis implicações para os resultados das empresas.</p>

Continua...

QUADRO 2 Continuação.

Capítulo 2	Capítulo 3	Capítulo 4
		Principal análise: verificar algumas incongruências existentes nas estimativas realizadas por meio do modelo de precificação de ativos, posteriormente, apresentar uma aplicação metodológica própria para comparação de risco.

1.2.3 Técnica de coleta e análise de dados

Os dados para as diferentes análises introduzidas ao longo do texto, além das discussões mais específicas do setor de energia elétrica, foram em grande parte extraídos das bases disponibilizadas pela (o):

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica; <<http://www.aneel.gov.br>>
- Banco Central do Brasil – Sistema Gerenciador de Séries Temporais (SGS); <<http://www.bcb.gov.br>>
- BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo; <<http://www.bovespa.com.br>>
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; <<http://www.ccee.org.br>>
- EIA – International Energy Data and Analysis; <<http://www.eia.doe.gov>>
- IP – Investidor Profissional; <<http://www.investidorprofissional.com.br>>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética; <<http://www.epe.gov.br>>
- IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada <<http://ipeia.gov.br>>

- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico <<http://ons.org.br>>
- Risktech.com – Portal de Tecnologia em Risco <<http://www.risktech.com.br>>
- CanalEnergia – Portal Especializado do Setor Elétrico <<http://canalenergia.com.br>>

Para tratamento dos dados, nossa metodologia obedeceu ao conteúdo de análise vinculado ao tema abordado em cada item ou seção. Portanto, a partir dessa característica, realizamos diferentes aplicações baseadas em informações específicas que demonstrassem determinadas relações causais com o objeto de estudo.

Quanto à abordagem estatística, foram todas realizadas com o auxílio de um *software*. Especificamente, contamos com a ajuda do PHStat2 – *statistics add-in system for Microsoft® Excel – versão 2.7*, que é um aplicativo auto-explicativo fornecido pela PRENTICE HALL, e disponível no site <<http://www.prenhall.com/phstat>>.

Justificamos que a opção pela utilização dessa ferramenta foi por conveniência e, a partir de sugestões introduzidas pela leitura do principal manual de operações estatísticas utilizado neste texto: Levine et al. (2005).

2 DISCUSSÕES TEÓRICAS E EVIDÊNCIAS EMPÍRICAS

Neste capítulo iremos enfatizar sobre a principal fundação analítica, existente, para o desenvolvimento das metodologias de investimento, em ambientes de risco.

À luz da moderna teoria do investimento de MODIGLIANI-MILLER, pudemos então estabelecer alguns parâmetros a cerca do comportamento racional dos investidores e suas expectativas de maximização do retorno. Grosso modo, essa abordagem veio superar todas as outras anteriores que prestaram a explicar o comportamento do investimento.

Dentre as várias contribuições, a ampliação do modelo de desconto de fluxo de caixa como técnica de rentabilidade, a partir de um componente temporal ajustado ao risco, talvez seja a mais importante na visão desse trabalho. Além disso, entendemos que esses autores neoclássicos posicionaram para o centro das discussões dos fatores determinantes de investimentos a variável clássica “lucro esperado”.

Por sua vez, nossa preocupação será estendida às metodologias de avaliação do risco para a abordagem do custo de capital do acionista. A formulação desses conceitos serve como subsídio teórico para a análise de risco no setor de energia que será apresentado nas seções 4.4 e 4.5 desse mesmo texto.

Por fim, na seção 2.4 trataremos de algumas questões relevantes sobre as incertezas ambientais. Logo em seguida, tomaremos como base as questões de precisão nas previsões de fluxo de caixa e, sobretudo, dos problemas de tendências nas estimativas de gastos de investimento de capital. Esse fato é relevante, haja vista grande parte dos investimentos no setor de energia ser de longo prazo, o que dificultaria ainda mais qualquer análise de rentabilidade.

Poder-se-ia, inclusive, sugerir a existência de algum tipo de viés de otimismo, ou *vice-versa*, nos programas de investimento por parte de seus

gestores. Assim, além das questões de aplicações metodológicas, certos padrões comportamentais devem ser observados com a devida cautela. Por exemplo, é possível sugerir que a conduta de “aversão ao risco” dos investidores condicione determinadas ações gerenciais. Até certo ponto, isso conduziria a um excesso de otimismo nos projetos de investimento.

2.1 Algumas discussões introdutórias sobre as abordagens de investimento

Observa-se que a acumulação de capital tem papel importante na análise econômica, seja de curto ou de longo prazo. E apesar de várias contribuições nesta área, a teoria de investimento continua com muitas indagações. Dentre os assuntos que despertam mais interesse, a discussão sobre os fatores determinantes do investimento no desenvolvimento e aumento produtivo é, talvez, a principal questão dos estudos de economia de empresa.

Pode-se dizer também que, a dinâmica do capital está, sobremaneira, na dependência do volume e direção dos investimentos intertemporalmente realizados. Além disso, é de total conhecimento das empresas, que o aumento da produção relaciona à sua acumulação, diante dos três fatores históricos pré-estabelecidos: o capital, o trabalho e os recursos naturais.

Note-se ainda, que esses se tornam qualitativamente variáveis, por meio de recursos tecnológicos, tais como educação e capacidade empresarial que, de maneira cíclica, geram o desenvolvimento econômico, fator essencial para o processo de acumulação de capital.

Dentro da abordagem teórica, a partir das formulações iniciais de Keynes, a economia tem utilizado uma categoria conceitual para o resultado econômico dos investimentos de empresa.

A eficiência marginal do capital, ou a taxa de desconto é que iguala o fluxo de receitas esperado ao custo do investimento. Se a taxa for superior ao custo de se obter empréstimos para realizar o investimento ou custo de

oportunidade de se imobilizar recursos, o empresário tomaria a decisão de investir (Lopes et al., 2000).

Keynes (1992) observa que a eficiência marginal do capital é instável, uma vez que é calculada a partir de “expectativas dos empresários”, cuja base para a formação é precária, haja vista o conhecimento futuro ser limitado e condicionado a um ambiente de incertezas sobre as condições vigentes de longo prazo.

Assim, a Eficiência Marginal do Capital pode altera-se tanto por pressões na indústria de bens de capital, ou serviços, como mudanças no estado de espírito dos empresários. Com isso, o investimento tende a sofrer fortes oscilações, impactando o nível de demanda agregada e a atividade econômica¹⁹.

A teoria keynesiana considera que os investimentos são dependentes da taxa de lucro “prevista”, e da taxa de juros dado o nível de renda. A eficiência marginal do capital seria decrescente à acumulação de capital. Dentre as várias razões apresentadas, Keynes (1936) observa que, em parte, as perspectivas de lucro caíam na medida em que a oferta de capital aumenta.

Para Keynes haveria uma relação inversa entre a eficiência marginal do capital [retorno esperado] e o volume de investimentos. É possível imaginar que uma empresa disponha de um conjunto de projetos de investimento com diferentes taxas declinantes de lucro. Quanto maiores fossem os investimentos efetivamente realizados, maiores o decréscimo na escala de rentabilidade.

Outra relação também importante da teoria de Keynes é considerar que uma empresa investiria até o ponto em que a eficiência marginal do capital igualasse a taxa de juros de mercado. Sobre esse aspecto, diante de seus programas de investimentos, a empresa executará aqueles com retornos superiores à taxa de juros do mercado; mantida a relação inversamente

¹⁹ Para estabilizar a economia, Keynes propõe uma atuação mais efetiva do Estado, tanto por meio de gastos públicos, que compensem a falta de demanda privada, quanto pelo direcionamento e incentivos aos investimentos, via redução de carga tributária.

proporcional com os retornos dos projetos de investimento. Nestes termos, a função investimento se definiria como inversa à taxa de juros conforme a expressão:

$$I = f\left(\frac{I}{j}\right) \quad (1)$$

De fato, essa afirmação ou hipótese inicial já possuiria base teórica desde os economistas clássicos que consideravam o volume de investimento como sendo fundamentalmente dependente da taxa de lucros (Bresser-Pereira, 1991). Assim, uma economia entraria em estagnação quando os capitalistas deixassem de investir, dada à redução da taxa de lucro prevista, pela lei de rendimentos decrescentes.

Segundo o modelo ricardiano²⁰, os empresários investiriam em função da taxa de lucro. Sua motivação para acumular capital diminuiria juntamente com o lucro, e ou desapareceria quando os rendimentos estiverem tão baixos a ponto de não proporcionarem compensação adequada dos seus esforços, e para o risco que eles necessariamente correm ao empregar produtivamente seu capital (Ricardo, 1971).

Com relação ao pensamento marxista, o lucro teria seu papel estratégico para determinação do investimento. Considera-se, nesse aspecto, que uma economia capitalista entraria em estagnação devido ao declínio da taxa de lucro.

Para Marx (1968) o mais importante era o volume de lucro absoluto ou da mais-valia em relação à taxa de lucro. Segundo ele os fatores que determinavam o montante de mais-valia [lucro absoluto] concorrem para a magnitude da acumulação, uma vez que este devia transforma-se em sua quase

²⁰ Ricardo previa a ocorrência de um estado estacionário, resultante do crescimento populacional e responsável pelo cultivo de terras cada vez mais inférteis. Ao chegar em determinado limite o lucro seria tão baixo a ponto de não proporção adequada para seus esforços.

totalidade em acumulação de capital, como condição de sobrevivência do capitalismo. Na verdade, a obtenção de lucro e a acumulação do capital são fatores interligados, na medida que as empresas não apenas acumulam capitais utilizando o lucro, mas também lucram para acumular capital.

Nestes termos, os dois componentes principais do lucro absoluto, capital e renda consumida pelo capitalista não são de origens distintas, pois dependem do mesmo excedente e têm consequência em comum. Sob esse aspecto, Kalecki (1971), por exemplo, procurou demonstrar que a acumulação de capital e renda na medida que se constitui em demanda efetiva garantem a realização do lucro.

Assim, os investimentos são necessários para o acionista não apenas porque ele poderá aumentar o seu volume de lucros, ou por estar em dia com o progresso tecnológico, mas são formas indiretas em que empresas capitalistas objetivam o lucro (Bresser-Pereira, 1991).

As empresas capitalistas devem, no entanto, dar três destinos aos seus resultados [mais-valia]: acumular, consumir ou entesourar. Se os lucros são baixos as empresas terão menos estímulos a investir. Para Sweezy (1962) segundo o pensamento marxista, empresas estarão “interessadas em elevar ao máximo a taxa de lucro, pois esse é objetivo imediato que tem em vista ao empregar o capital da produção”. Se o acúmulo de capital segue o lucro, qualquer retenção ou interrupção no processo de circulação refletirá no fenômeno de superprodução, o que afetará diretamente nos investimento de empresas.

Aqui parece ser um ponto importante de discussão, pois, se para os clássicos o lucro está no centro do sistema capitalista, a taxa de juros teria função secundária no comportamento do investimento. Em Ricardo (1971), por exemplo, apesar de considerar a taxa de juros governada pela taxa de lucro, suas variações seriam provocadas por outras causas. Todavia, essas variações não afetariam os investimentos por serem suficientemente limitadas.

Por considerar a taxa de juros como variável secundária Marx (1957) também não a relacionou com a acumulação de capital [investimentos], pois estariam dentro da mais-valia como uma rubrica particular para uma parte do lucro que um capitalista ativo [empresa de negócios] deve pagar ao capitalista não ativo [fornecedores de fundos].

Haveria dois motivos pela qual a taxa de juros não era tão relevante para os clássicos. Primeiro, por considerar a taxa de juros uma parcela pequena da taxa de lucro, que tende a baixar quando uma economia atinge níveis de desenvolvimento causado pelo acumulo de capital. Segundo, o juro seguiria as flutuações do lucro, dessa forma, caberia ao lucro condicionar a acumulação de capital. Em palavras de Marx (1957): “o juro aumentará ou baixará com o lucro total que é determinado pela taxa geral de lucro e por suas flutuações”.

No entanto, pela concepção neoclássica a taxa de juros se transformou no centro do sistema capitalista. Através Böhm-Bawerk (1947), um dos expoentes do marginalismo, a taxa de juros e lucro foram englobados em um único fenômeno que praticamente obedeciam às mesmas leis. Para ele juros são resultados de mecanismos psicológicos que levam o indivíduo a subavaliar o futuro e valorizar o presente.

A taxa de juros era determinada pela oferta de poupança e a demanda de investimentos. Quanto maior a taxa de juros maior a poupança e menor o volume de investimento. As flutuações do investimento estariam relacionadas às flutuações da taxa de juros. Visto que a taxa de juros funcionaria como preço [custo] do capital.

Marshall (1920), por exemplo, expôs que a taxa de juros seria uma recompensa pelo sacrifício de esperar ou adiar o gozo dos benefícios materiais que a riqueza pode proporcionar. Se as taxas de juros se elevam, o capital produtivo é abandonado em troca de recompensas da poupança. Nestes termos, a procura pelo investimento é tão maior quanto menor forem taxas de juros.

Portanto, a acumulação do capital estaria governada pelo preço do capital, que refletiria a espera do capitalista.

Entre os *neokeynesianos*, Samuelson (1964) afirmou que a sociedade [empresa de negócios] usa os juros para destacar os investimentos que são mais urgentes e econômicos. Quando a taxa de juros é alta, apenas os projetos com produtividade líquida podem se justificar. Apesar do conceito de produtividade líquida ser compatível com o conceito de eficiência marginal do capital em Keynes, ou seja, a taxa de lucro prevista em novos investimentos, a taxa de juros é a variável que efetivamente importava naquele momento.

Autores como MCDougall & Dernburg (1963) avaliam que a função investimento com dependência dos juros não estaria sendo verificada em estudos empíricos. Os autores macroeconômicos observaram também que o nível dos investimentos é altamente correlacionado com o nível de lucros.

Após o exposto, ao comparar as três abordagens anteriores, pode-se afirmar que a taxa de lucro era fator determinante para os olhares dos economistas clássicos. Para os neoclássicos, entretanto, a taxa de juros tinha papel principal para o comportamento do investimento. De acordo com a teoria dominante, apesar das interlocuções de Keynes sob a eficiência marginal do capital, a maior ênfase estaria no sistema de preços, ou seja, caberia ao preço do capital determinar o volume dos investimentos privados.

Por outro lado, Keynes e sua Teoria Geral haviam aberto brechas na teoria neoclássica que permitissem o desenvolvimento de outras abordagens tais como a teoria neoclássica do investimento²¹. Uma importante constatação estaria na inelasticidade da poupança em relação à taxa de juros, e maior elasticidade em relação à renda (Bresser-Pereira, 1991).

²¹ Para mais detalhes veja, por exemplo, Jorgenson & Siebert (1968).

2.1.1 Análise e adequação ao objeto de estudo

Após o exame de algumas abordagens de investimento presentes na literatura, ficamos interessados em verificar a sensibilidade do investimento em relação ao comportamento dos juros no setor de energia elétrica.

O nosso objetivo inicial é testar com que grau as mudanças marginais das taxas de juros estariam influenciando nas mudanças marginais dos investimentos, assumindo-se que, quanto maior as taxas de juros, menor seriam os volumes de investimento no setor.

Para tal propósito, os dados foram obtidos do banco de dados do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEADATA), e correspondem ao período de (1996-2007). Esse período é considerado relevante, pois engloba todo o processo de mudança ocorrida recentemente no setor de energia elétrica.

Dentre os elementos selecionados na amostra, utilizou-se a Geração de Energia Elétrica – Hidráulica, como “*proxy*” da variação da capacidade instalada. Essa posição foi assumida em decorrência da possibilidade remota de encontrar os verdadeiros valores que representassem a variação do capital no mesmo período²².

Para examinar a sensibilidade entre os investimentos e a variação da taxas de juros considerou-se tanto a taxa SELIC quanto a TJPL²³. A taxa SELIC, ou taxa básica da economia brasileira fixada pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central reflete nas condições de liquidez no mercado monetário [oferta *versus* demanda de recursos], o que, essencialmente influenciaria o risco nas operações de fornecimento de crédito. Por outro lado, a TJLP é um indexador oficial para operações financeiras calculado sobre a lucratividade dos títulos da dívida externa do Brasil, bem como, quando sua emissão no mercado primário, as dos Títulos da Dívida Mobiliária Interna Federal. Outra importante

²² Observamos que para uma análise efetivamente mais aprofundada deveríamos considerar os diferentes segmentos dessa indústria. No entanto, isso não foi possível.

²³ Taxa de Juros de Longo Prazo [TJLP] e Sistema Especial de Liquidação e de Custódia [SELIC].

função da taxa seria a de corrigir financiamentos feitos junto ao BNDES. Por essa razão, essas duas taxas correspondem a importantes mecanismos para o equilíbrio de preços.

A metodologia de análise do modelo de regressão utilizada nessa seção seguiu o seguinte modelo linear:

$$K_{j,t} / K_{j,t-1} = \beta_j (i_{j,t} / i_{j,t-1}) + \mu_{j,t} \quad (2)$$

Onde, K é o valor da produção no final do período t e $t-1$ e i taxa de juros no período t e $t-1$. β é o coeficiente angular e μ o erro aleatório.

Com efeito, o gráfico a seguir indicaria um comportamento de investimento inversamente proporcional ao decréscimo das taxas de juros. Parece que as empresas, por meio de suas expectativas de resultados, nos últimos anos têm reagido positivamente às variações na taxa de juros. Entretanto, do ponto de vista estatístico, os resultados não foram suficientes para afirmar sobre o grau de exato de sensibilidade entre a acumulação de capital e as variações da taxa de juros.

Na comparação da evolução da capacidade de geração com a variação acumulada da taxa SELIC, o coeficiente angular foi calculado em $[-0,2318]$, revelando que o investimento no setor e os juros se relacionam inversamente. No entanto, devido ao R^2 ter configurado em um valor muito baixo, $[0,118]$, pode-se afirmar que, pelo menos durante o período observado, outras variáveis intervenientes estariam influenciando no processo de acumulação de capital das empresas de energia elétrica.

Ainda, como toda taxa de juro nominal a Taxa SELIC pode ser decomposta *ex-post* em duas parcelas: taxa de juros reais e taxa de inflação no período considerado. Portanto, ao deflacionar os dados pelo IPCA, usando como

base Janeiro de 1996, foi possível verificar uma ligeira redução no coeficiente angular, [-0,2885], ao mesmo tempo em que o R^2 apresentou um aumento relativo, [0,2687], com maior significância em relação aos valores comparados à taxa nominal.

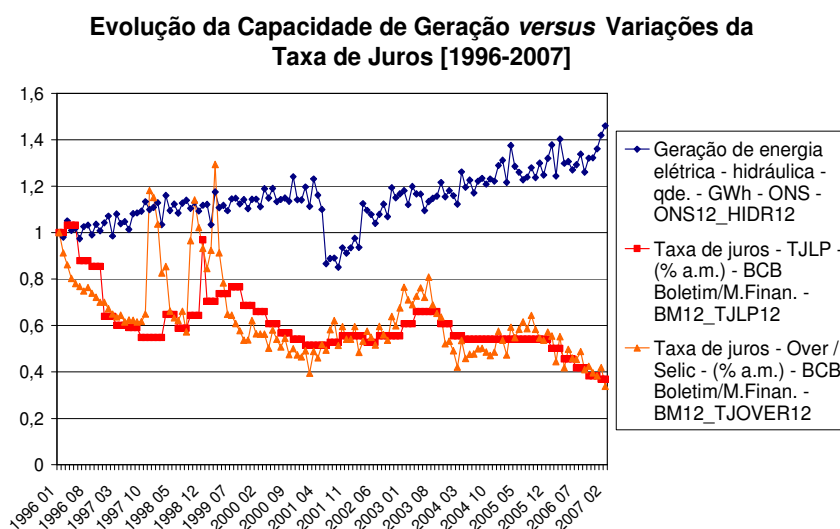


GRÁFICO 1 Evolução da capacidade de geração *versus* variações da taxa de juros (1996-2007).

Fonte: IPEA (2007).

No tocante a TJPL, seu coeficiente foi ainda menor do que a SELIC, [-0,42538], o que revela uma maior sensibilidade dos investimentos a essa taxa juros. Do mesmo modo, é possível verificar que o coeficiente R^2 apresentou um valor maior em relação ao fornecido pela SELIC, [0,227]. Mesmo assim, julgamos procedente considerar que esta variável muito pouco contribui para determinar os investimentos no setor devido o grau de significância apresentado²⁴.

²⁴ Testes estatísticos: SELIC (p-value 4,6E-05 < 0,05 e F = 17,7614 > 3,84) e TJLP (p-value 5,56E-09 < 0,05 e F = 38,921553 > 3,84).

Esses resultados de fato estão de acordo com autores como Kalacki (1985), pois segundo esse autor a taxa de juros desempenharia papel secundário nas decisões de investimento.

Quanto às diferentes taxas, o autor considera que a taxa de juros relevante para as decisões de investimento é a de longo prazo. Esta seria determinada no mercado de empréstimos de longo prazo, e apresentaria uma constância ao longo do ciclo econômico, o que ocorre pelo comportamento contra-cíclico do prêmio de risco. Assim, quando a economia está aquecida, o grau de confiança dos fornecedores de fundos é maior, aceitando um menor prêmio pelo alongamento de prazos, sendo que o inverso aconteceria durante as recessões econômicas.

A seguir discutiremos sobre uma abordagem mais operacional para as decisões de investimento.

2.2 Teoria do investimento e a remuneração esperada de capital de MM

Para Modigliani & Miller (1958)²⁵ a tomada de decisão racional em investimento é seguida de dois critérios: (1) a maximização de lucros e, (2) maximização do valor de mercado. De acordo com o primeiro critério, os ativos são adquiridos se isso aumentar o retorno líquido dos proprietários. Pelo segundo, um ativo é adquirido se ele adiciona mais valor ao patrimônio do proprietário.

Alternativamente, tem-se a seguinte restrição: E [Rendimentos] > c [Custo de capital].

Seguindo esse argumento lógico, MM partiram da hipótese de que os investidores são racionais no sentido de agir, visando à maximização do retorno dos investimentos. Desse modo, em qualquer decisão de investimento deveriam

²⁵ Para efeito de simplificação, em alguns trechos, utilizaremos a sigla MM.

ser incorporados aos critérios de análise, tanto os benefícios quanto os seus custos incorridos.

Como contribuição, MM desenvolveram uma teoria em que a taxa de juros perdera praticamente a sua importância na teoria da acumulação do capital, sendo substituída pela taxa média esperada de lucro dos investimentos, ou, oportunidade do capital. Essa taxa, por sua vez, é definida como sendo o custo de capital para as empresas, por tanto, não correspondendo a taxa de juros, mas à taxa média esperada dentro de uma classe de risco.

Para MM os investidores compartilhavam de expectativas homogêneas a respeito dos lucros futuros das empresas dentro de uma classe de risco. A média $E(x)$ e a variância $(\sigma^2 x)$ dos retornos correspondem aos índices dessas expectativas e, o fluxo de renda intertemporal que seria avaliado pelo seu valor médio por unidade de tempo, corresponde a uma variável aleatória sujeita a uma distribuição de probabilidade.

Adotando as suposições anteriores, poder-se-ia redeclarar essas definições analiticamente. Desse modo, os ativos de uma empresa de negócios segundo a concepção e existência de uma classe de risco, gerariam os fluxos a seguir:

$$X_i(1), X_i(2) \dots X_i(t)$$

Cujos elementos são variáveis aleatórias sujeitas a uma mesma distribuição de probabilidade:

$$X_i [X_i(1), X_i(2) \dots X_i(t)]$$

Onde, o retorno para i empresas [ou projetos] é definido como²⁶:

$$X_i = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T X_i(t) \quad (3)$$

MM também consideravam que as decisões de investimento seriam sustentadas baseando-se em comparações de seus riscos ajustados a taxa de juros de mercado [*taxa de juros + prêmio de risco*]. Não sendo satisfatória, no entanto, as explanações sobre o que determinava o tamanho do “*prêmio de risco*” e como ocorriam as variações em resposta à mudança das outras variáveis.

De fato, na medida que o objetivo da maximização do valor de mercado estava diretamente relacionado à maximização do retorno, a abordagem entre a eficiência marginal do capital [lucro previsto] e o equilíbrio entre a taxa de juros de mercado cairia por terra. Seria preciso que essa taxa apresentasse, pois, menor ou igual ao custo de capital, caso contrário, o valor de mercado dos novos investimentos declinaria (Modigliani & Miller, 1958).

Ao incluir esse novo ponto de vista para a teoria do investimento, MM abrigaram em pressupostos mais gerais da própria teoria neoclássica, segundo os quais as decisões de econômicas poderiam ser tomadas no mercado. E, além dos neoclássicos, sua teoria do custo de capital beneficiou ao desenvolvimento das finanças de empresas, inicialmente nos EUA e logo após, em vários países. Para essa corrente de pensamento menos interessava como o processo de acumulação ocorreria e, sim, como deveria ser esse processo.

O funcionamento dessa teoria era racionalmente menos abstrato. Seguindo seus pressupostos, as decisões de investimento e a política de

²⁶ Sendo, X_i uma variável aleatória com uma distribuição de probabilidade $\Phi_i(X_i)$ cuja forma é determinada unicamente por \bar{X}_i . A expectativa de retorno é definida como $\bar{X}_i = E(x_i) = \int x_i X_i \Phi(X_i) dX_i$ (Modigliani & Miller, 1958).

financiamento passaram a figurar em um mundo de “incertezas”, enquanto relacionados aos dois critérios racionais de tomada de decisão de investimento: maximização de lucros e maximização do valor de mercado da empresa.

A principal consequência estaria nas expectativas sobre os retornos futuros dos novos bens de capital, pois ficaria claro que seguiriam uma pluralidade de resultados “mutuamente exclusivos” tomados por meio de sistema de distribuições de probabilidades.

Operacionalmente, a aceitação de um investimento ocorreria na medida que os benefícios dos investimentos propostos excedessem os custos dos fundos que são necessários para realizá-los.

Em geral, o custo desses fundos ou custo de capital pode ser explícito ou implícito: o custo explícito de qualquer fonte de capital é a taxa de desconto que equaliza o valor presente dos “fluxos de caixa” que derivam do aproveitamento da oportunidade financeira de investir com o valor presente das saídas de caixa. Os custos implícitos são custos de oportunidades das diferentes alternativas (Portefield, 1965).

A partir daí, a decisão de investir, pela lógica financeira, se reduziria a um problema de algoritmo, e não se limitaria apenas à taxa de juros de mercado, mas ao custo de capital que fundamentalmente é um custo de oportunidade dos investimentos alternativos.

Segundo Galesne et al. (1999) a existência de diversos conceitos, mesmo que aparentemente com mesmo significado, utilizados de forma distinta para definição da taxa de desconto do “fluxo de caixa”, pode criar dificuldades para a compreensão da idéia que se quer transmitir em determinados contextos²⁷.

Em nosso caso, por exemplo, o custo de oportunidade do capital, ou simplesmente, custo de capital, é o custo de oportunidade de uso do fator de produção *capital*, ajustado ao “risco” do empreendimento. Ou seja, é a

²⁷ Sobre essa questão ver também Brealey & Myers (1991: 462).

remuneração alternativa que pode ser obtida no mercado, para empreendimentos na mesma classe de risco (Galesne et al., 1999).

Nessa situação certamente, o custo do capital, se equipara à taxa de lucro prevista dos investimentos alternativos. Assim, sob a hipótese de mercados eficientes, as empresas investiriam sempre diante de oportunidades de investimentos mais lucrativos, tendo como parâmetro as oportunidades alternativas de investimento que existiriam normalmente no mercado, ou paralelamente, conseguissem se financiar com um custo de capital menor do que a taxa de lucro de seus empreendimentos.

Com isso, a teoria neoclássica do custo do capital, definitivamente, reduziu a importância da taxa de juros no tocante ao processo de investimento e acumulação do capital, ao colocá-la com um problema de segunda ordem. Em seu lugar surge uma teoria que compara duas taxas de lucro previstas²⁸: a do investimento que está sob consideração e a taxa média de lucro, que define o valor de mercado da empresa.

De forma relacionada, observa-se que a questão da “relevância dos lucros” como variável significativa do comportamento de investimento, retorna novamente ao centro da teoria econômica a partir das considerações de Modigliani & Miller (1958)²⁹.

Uma maneira de expressar essas idéias formalmente é assumindo o postulado das proposições I e III de Modigliani & Miller (1958):

Pela proposição I MM advogaram que: “o valor de mercado da firma [investimento] será independente da sua estrutura de capital e é dado pela

²⁸ Young & O’Byrne (2003) identificaram duas lições importantes sobre o custo de capital: uma que o custo de capital é baseado em retornos esperados, e não em retornos históricos; outra que o custo de capital é um custo de oportunidade que reflete os retornos que os investidores esperariam de risco similar.

²⁹ Apesar de a teoria do custo do capital de Modigliani-Miller [economistas keynesianos] apresentar um golpe para o *mainstream*, não foi surpresa que essa também seja incorporada à teoria ortodoxa como um desenvolvimento da teoria baseada na taxa de juros.

capitalização dos retornos esperados a uma taxa k_0 , determinada em função da classe de risco da firma”.

Pela proposição III MM advogaram que: “a taxa de retorno mínima para o investimento da firma será k_0 , que independe totalmente do tipo de título [i.e. ações ou debêntures etc.] para financiar esse investimento”.

A junção dessas proposições forma o postulado da independência das políticas de investimento e financiamento. Um aspecto essencial a ser observado é que, tais políticas são vistas como independentes e podem ser implementadas em separado.

Além da independência de decisões, a aceitação do teorema de Modigliani & Miller (1958); Miller & Modigliani (1961) possibilitou que os investimentos empresariais fossem explicados por variáveis mais empíricas, como os preços dos ativos e a tecnologia. Enquanto que, de acordo com a teoria ortodoxa, a questão do investimento dependia de simples comparação entre a eficiência marginal do capital e a taxa de juros que a empresa deveria pagar para realizar novos investimentos.

Seguindo o postulado da independência das políticas de investimento e financiamento em mercados perfeitos, pode-se inferir que quando se trata de investimentos uma empresa real estaria mais preocupada com a lucratividade “prevista” do que com a taxa de juros do mercado³⁰.

Há várias razões lógicas ou indícios de caráter empírico que comprovem essa suposição. As empresas geralmente trabalham com um diferencial muito grande entre a taxa de juros e o mínimo de lucro esperado [taxa mínima de atratividade] em um determinado investimento (veja os resultados de uma pesquisa da CNI no Apêndice A).

³⁰ De acordo com os argumentos racionais da lógica ortodoxa, os investimentos seriam realizados em virtude de uma margem prevista sobre a taxa de juros que iria decrescendo até o limite dessa taxa. A julgar pela simplicidade da hipótese, as empresas deveriam realizar seus investimentos por meio de tal lógica. Em prática isso não acontece.

A principal hipótese seria a de que diante de suas políticas de investimentos de capital, as empresas geralmente trabalham com grau de incerteza elevada, mesmo que as ações sejam planejadas. A elevação da incerteza deverá exigir, segundo a abordagem do custo de capital, maior margem de segurança, ou expectativas mais elevadas de lucro (Bresser-Pereira, 1991).

Conceitualmente, as incertezas são fontes de risco e correspondem a uma parcela inesperada da taxa de retorno. Tal parcela é dividida em dois componentes segundo sua origem: (1) os que derivam de tipos de incerteza quanto às condições ambientais e macroeconômicas -, esses riscos geralmente afetam um grande número de ativos; (2) e os que afetam um único tipo de ativo ou classe de empresa (Ross et al., 2002). Como exemplo dessas fontes específicas, os prazos de implantação dos novos projetos de investimentos e a dinâmica intertemporal de cada projeto seriam componentes relevantes na ampliação das incertezas.

Além do desenvolvimento de um aparato para proceder com fluxos incertos, MM também conseguiram abordar o coração do problema do custo de capital ao derrubar a hipótese de que a firma não pode emitir “*bonds*”. Na verdade, ao considerarem a hipótese de que nenhuma combinação seja mais atrativa do que qualquer outra, Modigliani & Miller (1958) propuseram a chamada “teoria da irrelevância” na qual o custo ponderado de capital independe das fontes de financiamento usadas na política de investimento, ou seja, ele será constate para qualquer nível de alavancagem³¹.

A condição restritiva sob a qual é válido esse teorema é a consideração da hipótese de “mercados perfeitos” onde os retornos são iguais e constantes para cada classe de risco [por exemplo, o setor de energia elétrica]. Sob tal

³¹ O artigo de Modigliani & Miller (1958) teve como tese já iniciada em 1938 por Willians (1938) e, em certa medida, por Durand (1952).

circunstância, a melhor expectativa possível de preço dos títulos [ou, ativos reais] é o preço médio do título em questão.

De todo modo, isso se torna possível devido às expectativas homogêneas dos investidores em mercados considerados eficientes, pois, as informações são amplamente acessíveis e sua obtenção se dá a “custo zero” [i.e. os custos de transação são nulos ou são negligenciáveis e iguais para todos os agentes]. As informações são completamente “precificadas”, portanto, qualquer estratégia baseada em informações particularizadas não renderá valores presentes maiores do que aqueles que se podem auferir numa estratégia baseada pela hipótese de mercado eficiente (Brasil, 1997).

Seguindo a proposição I de Modigliani & Miller (1958) é possível então definir que:

- $VM_U \equiv PL_U$ = valor de mercado de uma empresa sem dívidas [projeto sem dívidas]
- PL_U = valor de mercado do capital próprio de uma empresa sem dívidas
- $VM_L = PL_L + E$ = valor de mercado de uma firma alavancada [projeto com utilização de fontes externas]
- PL_L = valor de mercado do capital próprio de uma firma com dívidas [projeto com utilização de fontes externas]
- E = valor de mercado dos títulos de dívida de uma firma
- \bar{X} = retorno médio [expectativa de retorno]

$$VM_U = \frac{\bar{X}}{k_o} \quad (4)$$

$$VM_L = PL_L + E = \frac{\bar{X}}{k_o} \Rightarrow VM_U = VM_L \quad (5)$$

Se $VM_U \neq VM_L$, então é possível para os acionistas da firma sobreavaliada encontrar melhor portfolio por meio da venda de suas ações da firma subavaliada. Tal processo de arbitragem terminará quando $VM_U = VM_L$.

Pela teoria de Modigliani & Miller (1958) VM_U e VM_L não poderiam ter valores diferentes só porque possuem estruturas diferentes de capital. Os investidores racionais fariam operações de arbitragem, vendendo ações da empresa alavancada e comprando da empresa sem dívida. Essas operações continuam até que os preços da empresa alavancada declinem e as ações da empresa sem dívidas subam, provando um equilíbrio de preços³².

Outra forma explicativa do teorema de MM seria pela propriedade da lei de “conservação de valor” o qual estabelece que um ativo seja preservado, independentemente da natureza dos direitos que sobre ele incidirem. Daí, a proposição I: o valor é determinado pelo lado esquerdo do balanço pelos ativos reais, e não com base na proporção de dos títulos de dívida e de capitais próprios emitidos pela empresa (Brealey & Myers, 1997). Se a lei se mantém, a escolha na composição das fontes de recursos se torna irrelevante, desde que não afete a escolha do investidor.

Em geral, a aceitação de uma estrutura não afeta a escolha, ou *vice-versa*, remete à condição implícita de que tanto empresa quanto indivíduos podem contrair dívida ou conceder empréstimos à mesma taxa de juro sem risco. Sendo assim, os indivíduos podem “desfazer” os efeitos de quaisquer alterações na estrutura de capital da empresa. Essa idéia seria um contraponto aos

³² Conforme Brealey & Myers (1997), as condições de arbitragem aconteceriam desde que os investidores possam, por conta própria, tomar ou ceder fundos nas mesmas condições que as empresas. Só assim, poderão desfazer os efeitos qualquer alteração na estrutura de capital da empresa.

defensores da estrutura ótima de capital. Ou seja, aqueles que defendem a existência de uma estrutura de capital que maximiza o valor da empresa [ou, projeto de investimento]³³.

Sobre esse prisma, o custo de capital seria uma média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, e títulos híbridos, utilizados por uma empresa para financiar suas necessidades financeiras.

A maximização se dá quando essa taxa é considerada mínima para o investimento. Uma melhor formalização dessa proposição foi dada por Brasil (1997):

Onde, k_0 = custo médio ponderado do capital³⁴, k_i = custos das dívidas e k_e = custo do capital próprio. Segue que:

$$\min\{k_0 = k_0(k_e, k_i, E, PL)\} \quad (6)$$

Sujeito a

$$k_e = k_e \left(\frac{E}{PL} \right) \quad (7)$$

$$k_i = k_i \left(\frac{E}{PL} \right) \quad (8)$$

³³ Solomon (1963b; 1963a).

³⁴ Apesar de a estrutura de capital da firma refletir a proporção entre seus débitos e o capital dos acionistas, sendo os primeiros formados por contratos de curto e longo prazos, debêntures etc., e o segundo por ações ou quotas, para efeito didático considera-se a existência apenas de dois títulos: São eles: as debêntures não conversíveis, representando o endividamento da empresa e as ações ordinárias, representando o capital próprio.

A abordagem da estrutura ótima depende de algumas suposições de aspecto comportamental:

A primeira relaciona a taxa k_i e o grau de endividamento E/PL . A função da densidade de k_i deve ser tal que, para pequenos valores do grau de alavancagem, ela permaneça constante. Em outras palavras, pequenas proporções de dívida não afetariam as expectativas dos credores quanto ao retorno de seus capitais. Por outro lado, níveis elevados de endividamento levam aos tomadores a aceitarem maiores riscos, o que refletiria na taxa de juros.

Na segunda, pressupõe-se que a taxa k_e seja constante para pequenos valores da relação E/PL (Brasil, 1997). Admite-se que as expectativas dos lucros gerados dos empresários sejam suficientes para fazer frente às despesas financeiras e assegurar dividendos satisfatórios. Entretanto, quando o exigível aumenta os investidores se sentem menos seguros levando um aumento em k_e . Esses pressupostos seriam suficientes para fazer com que a curva da taxa k_0 tenha ponto de mínimo que maximiza o valor da empresa $[VM_{máx} = \bar{X}/K_{0(min)}]$.

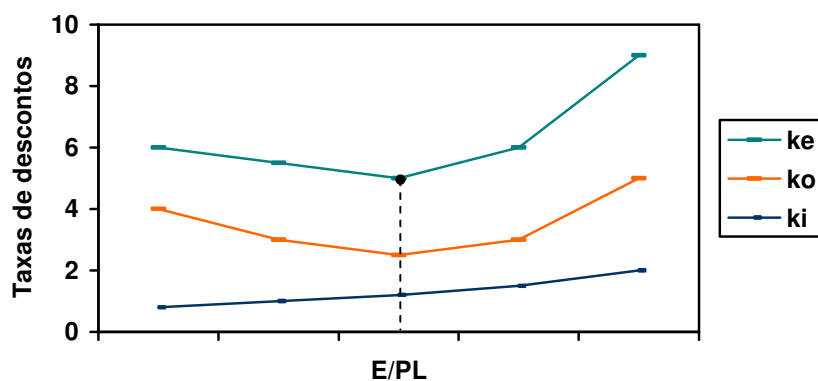


GRÁFICO 2 Ponto de mínimo e valor máximo da empresa

Note-se, porém, que as suposições em torno da estrutura ótima de capital são intuitivas e incipientes³⁵ em termos da construção de um modelo de otimização. Elas impõem comportamentos para as taxas requeridas que, apesar de viáveis, são difíceis de serem quantificadas a cerca do grau de alavancagem em que os agentes teriam maior remuneração pelo risco. Sendo assim, a validação dessa proposta ficaria exclusiva do campo empírico.

Segundo demonstrações, o valor mínimo de k_0 é dependente de comportamento estipulado para as taxas k_e e k_i que deverão ser crescentes de acordo com o aumento da relação E/PL . Em algum ponto haveria convergência para um valor mínimo de k_0 . Entretanto, seriam negligenciáveis seus diversos formatos ou múltiplos resultados que poderiam ocorrer.

A teoria de Modigliani & Miller (1958) apresenta uma divergência entre a abordagem da estrutura ótima. Ou seja, com a introdução ao pressuposto do mercado eficiente e a possibilidade de fazer operações de arbitragem, a taxa k_e incorpora um prêmio de risco pelo endividamento da empresa.

Conforme a proposição II, a taxa de retorno esperada para as ações de uma firma é igual à taxa k_0 mais um prêmio de risco financeiro igual à relação E/PL vezes o spread k_0 e k_i . Isso pode ser provado através do modelo a seguir:

$$k_e = k_0 + E/PL(k_0 - k_i) \quad (9)$$

Na abordagem de MM o custo médio ponderado de capital k_0 se mantém fixo por causado valor constante de k_i mesmo com o crescimento do

³⁵ Brasil (1997).

endividamento da empresa. As condições para tal efeito apóiam-se no pressuposto de mercados de capitais eficientes.

Em contrapartida, o comportamento do custo de capital próprio k_e cresce linearmente com o crescimento da dívida, sugerindo que os investidores são vulneráveis ao risco financeiro decorrente dela. Nestes termos, exigirão maior prêmio pela compra dos títulos da empresa. A outra hipótese crucial apóia-se na suposição de que os investidores podem tomar emprestado a mesma taxa k_i pelas empresas.

Alternativamente, se os indivíduos puderem captar somente a taxas mais altas, poder-se-ia facilmente demonstrar que as empresas criariam valor tomando dinheiro emprestado. Esse é, evidentemente, o principal argumento da proposição I de MM (Ross et al., 2002). Seguindo esse raciocínio, admitiríamos que a taxa média ponderada não se modificaria. Em consequência, o valor de mercado da empresa [ou, projeto de investimento] será sempre o mesmo, uma vez que é resultado de uma capitalização perpétua dos fluxos de caixas a uma taxa k_0 constante:

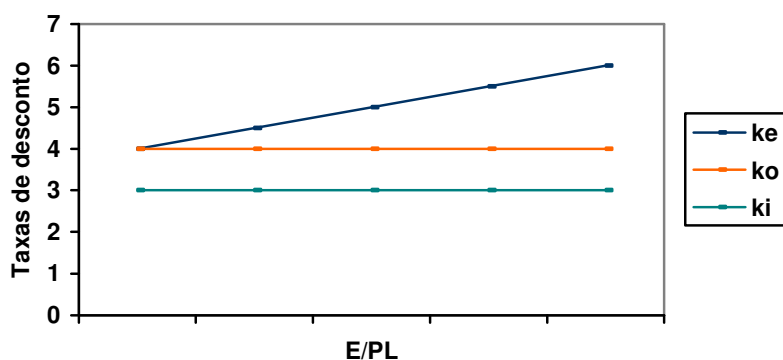


GRÁFICO 3 Custo de capital e prêmio de risco do endividamento

Quanto aos efeitos estruturais, para fins de simplicidade, poder-se-ia, pela lei da conservação de valor, abordar de forma exemplificativa a metáfora da pizza utilizada por Ross et al. (1995). Segundo esses autores “a pizza” em questão é a soma dos valores dos direitos financeiros sobre a empresa [dívida + título]. Observem a figura 2, ela representa uma empresa ou projeto de investimento:

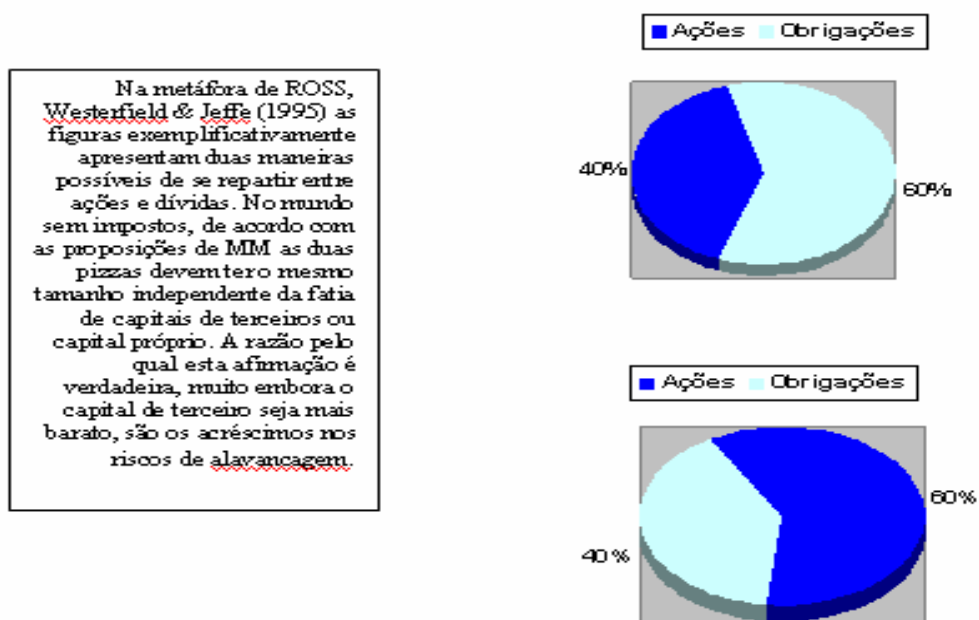


FIGURA 2 Estrutura de Capital pela Teoria da Irrelevância
Fonte: Ross et al. (1995)

A metáfora da “pizza” considera a “irrelevância” da estrutura de capital para a criação do valor de empresa e/ou acionista. Sobre esse aspecto, Brealey & Myers (1997) argumentam que a situação na qual um gestor financeiro busca combinações de valores mobiliários no intuito de maximizar o valor de mercado da empresa [ou, projeto de investimento] é simplesmente um problema de marketing.

De fato, a metáfora da “pizza” reexamina o principal problema da estrutura de capital, ou seja: “qual seria a proporção entre capital de terceiros e capital próprio que maximizasse o valor da riqueza dos acionistas?”. De acordo com a proposição I de Modigliani & Miller (1958) a resposta seria que o gestor financeiro deveria deixar de se preocupar com isso, pois em mercados eficientes, uma dada combinação de valores mobiliários é tão boa como outra.

Em outras palavras, MM mostraram que sem impostos ou imperfeições dos mercados financeiros, o custo de capital não depende do financiamento. Os efeitos recairiam apenas no custo de oportunidade do capital próprio [equação 31 e proposição II]. Então, independentemente do grau de alavancagem o custo ponderado seria constante:

$$k_0 = k_i \frac{E}{VM} + k_e \frac{PL}{VM} \quad (10)$$

As frações do modelo equivalem ao peso da dívida e do capital próprio sobre o valor de mercado da empresa. Cabe ressaltar que o custo de oportunidade do capital ou taxa de rentabilidade, geralmente, não é encontrada diretamente pela internet, ou qualquer outra fonte. É comum que os gestores financeiros invertam o problema começando com a estimativa de k_i e k_e para, a seguir inferir k_0 ³⁶.

³⁶ k_i e k_e são taxas de rentabilidade dos capitais de terceiros e capitais próprios da empresa. Para determinação de k_i Keynes (1965) foi radical ao dizer que a taxa de juros é uma questão de curto prazo no plano estritamente monetário. Ao contrário dos neoclássicos que entenderam como um problema de poupança e investimento. Todavia, sem participar da polêmica, o que importa é saber que a taxa de juros está intimamente relacionada à taxa de lucro de longo prazo. Como veremos mais adiante, o valor de k_e pode ser encontrado utilizando o modelo de precificação de ativos (CAPM) desenvolvido por [Treyner (1961), Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966)]. Admite-se que $[k_e = k_m + \beta(k_m - k_f)]$. Sendo k_m a rentabilidade da carteira de mercado (ações), β o coeficiente (beta) que mede a contribuição individual de cada ativo para o risco de uma carteira diversificada e k_f é a taxa sem risco de um título de renda fixa do governo.

Seguindo a preposição III de Modigliani & Miller (1958), teremos, então, como ponto de corte para investimento k_0 que, em condições restritivas de mercados eficientes e da hipótese de um mundo sem impostos, esta taxa não sofre efeito em consequência a escolha das fontes de financiamento [equação 4]. Como resultado, admiti-se que qualquer empresa pode utilizar diferentes métodos de decisão de investimento sem se preocupar com as fontes de financiamento, sob a hipótese de que os fundos externos são perfeitos substitutos, vis-à-vis, dos fundos internos.

A idéia subjacente ao ponto de corte para o investimento refere-se às aplicações da abordagem do cálculo do valor presente dos fluxos de caixa futuros, ou seja, k_0 reflete o risco de uma empresa em uma determinada classe. Entretanto, a equação (10) omite os benefícios fiscais que se obtêm com despesas com juros.

2.2.1 Custo do capital e os impostos sobre os investimentos

Ao considerar a presença do imposto de renda de pessoa jurídica Modigliani & Miller (1963) chegaram a seguinte conclusão a respeito das relações entre estrutura de capital e o valor de mercado da empresa. Sendo definido:

- \bar{X}_u = Lucro tributável de uma empresa sem dívidas
- \bar{X}_L = Lucro tributável de uma empresa alavancada
- t = Alíquota de impostos
- FC = Fluxo de caixa
- iE = Remuneração da dívida

Para uma empresa [ou projeto] sem dívida, o fluxo de caixa para os investidores é igual a $[FC = \bar{X}_u(1-t)]$. Para uma empresa com dívidas, o lucro tributável é igual a $[\bar{X}_L - iE]$. Resultando em um o fluxo líquido para os investidores igual a:

$$CF = \bar{X}_L(1-t) + t.i.E \quad (11)$$

De acordo com o modelo, o termo $t.i.E$ corresponde ao fluxo de caixa adicional aos investidores na empresa com dívida. Corresponde também ao fluxo de caixa que deixou de ser recebido pela Receita Federal. Nestes termos, o valor de mercado da empresa [ou, projeto de investimento] sem dívida será:

$$VM_u = \bar{X}_u(1-t)/k_0 \quad (12)$$

Para uma empresa genérica com dívidas, esse valor será de:

$$VM_L = VM_u + (t.i.E)/k_i \text{ para } k_i = i \text{ temos} \quad (13)$$

$$VM_L = VM_u + t.E \quad (14)$$

Considerando a proposição de MM com imposto de renda, uma empresa ou projeto de investimento terá maior valor presente devido ao montante de $t.E$ ou benefício fiscal. Quanto mais alavancada uma empresa se torna, maior será o seu valor. Pode-se dizer que exista uma vantagem fiscal na utilização de capitais de terceiros, enquanto uma empresa espera se situar em uma alíquota positiva de

imposto. Isso poderá ser obtido ao descontar os fluxos de caixa do benefício fiscal à uma taxa de juros $k_i = i$ ³⁷.

A primeira parte da expressão (13) é o fluxo de caixa de uma empresa sem dívida. A segunda parte dos fluxos depende da razão entre capitais de terceiro e capitais próprios. O quociente elevado reduzirá os impostos devidos, e conseqüentemente aumentará o valor de mercado da empresa ou projeto de investimento. Assim, as forças que atuam no sentido de maximização do valor da empresa devem levá-la para uma estrutura de capital integralmente composta por capitais de terceiros (Ross et al., 1995).

Modigliani & Miller (1963) mostraram que o custo ponderado médio do capital, ou simplesmente k_o^* , após descontado o efeito do imposto $[k_o - t(k_o - k_i)E/VM_L]$ é uma função decrescente da relação dívida/capital próprio. Considerando tal formulação, tem-se que:

$$k_o^* \leq k_o$$

As vantagens fiscais refletiriam numa taxa de atualização ou custo ponderado de capital inferior. A princípio essa formulação funcionaria para empresa como um todo. Entretanto, a taxa será correta para projetos que tenham risco idêntico à empresa e, incorreta para projetos com riscos inferiores ou superiores à empresa.

Com essa correção de Modigliani & Miller (1963), a estrutura ótima de capital passa a ser aquela em que todas as fontes de financiamento são títulos de dívida. Seria o caso extremo em que os proprietários de um investimento seriam os credores e não os acionistas (Brasil, 1997).

³⁷ Para uma análise mais aprofundada, ver por exemplo, Miles & Ezzel (1980).

Pelo princípio da “conservação de valor” enfatizada por Brealey & Myers (1997) verifica-se que o argumento principal continua apesar da escolha na composição das fontes de recursos se tornarem relevantes. O investidor terá preferência à estrutura que a Receita Federal fique menos satisfeita. Portanto, a opção por maior endividamento leva a um acréscimo no valor das ações com dívidas. Exemplificativamente, a metáfora da pizza apresenta três grupos de direitos ao invés de dois: proprietários, credores e impostos:

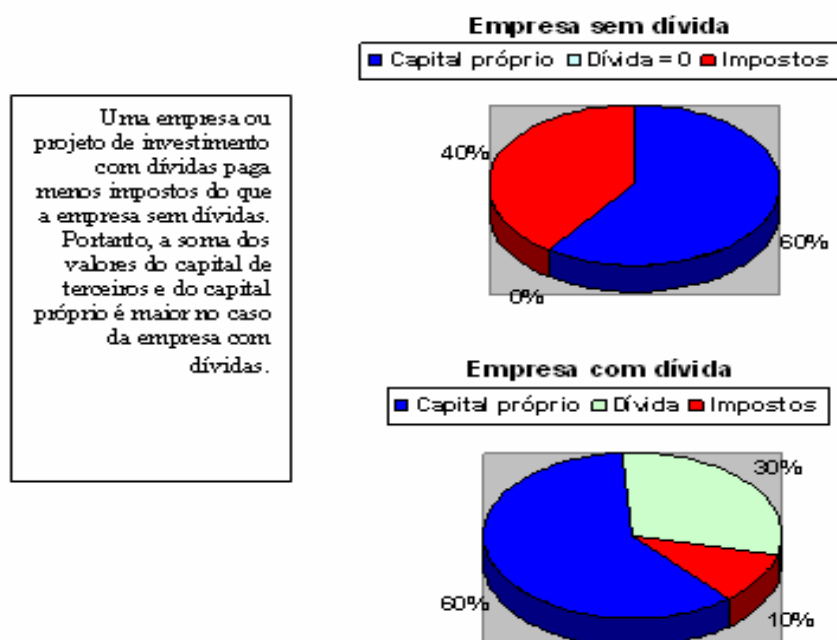


FIGURA 3 Estrutura de Capital e os Impostos
Fonte: Ross et al. (1995).

Em relação aos limites de financiamento, Modigliani & Miller (1963) defendem que os gestores tenham mais cautela, uma vez que o excesso de capitais de terceiros tiraria o poder de obtenção de novas fontes financiadoras de investimentos lucrativos. Além disso, segundo Brasil (1997), os gestores

ficariam sem liberdade decisória e a estabilidade de seus cargos ficaria prejudicada.

A idéia subjacente ao modelo do custo médio ponderado mais o benefício fiscal é intuitivamente atrativo. O novo projeto de investimento deve ser suficientemente lucrativo para suportar os juros [após os impostos] do empréstimo contraído para o seu financiamento e a remuneração do capital próprio.

Comparando o comportamento de k_0 , para situações com e sem impostos, dentro do teorema de Modigliani & Miller (1958; 1963) observa-se que essa taxa permanece constante sem o benefício fiscal. Admitida a existência dos impostos, k_0 decrescerá linearmente com o aumento da relação E/PL :

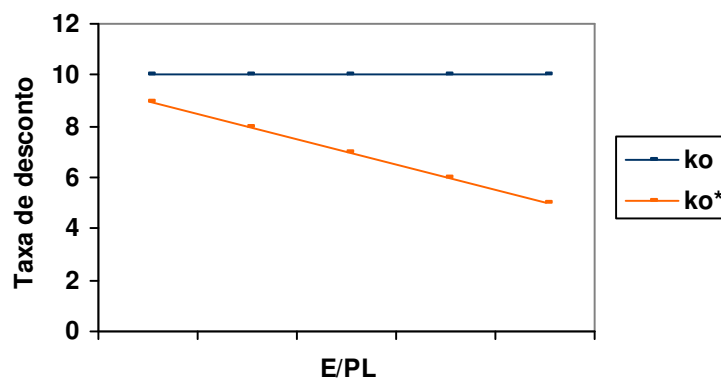


GRÁFICO 4 Custo do capital com e sem impostos

O modelo genérico para cálculo do custo médio ponderado do capital que considera a taxa marginal do impostos sobre os rendimentos da empresa, geralmente apresentada nos manuais de finanças, é simplesmente um ajuste da expressão [10]:

$$k_o^* = k_i(1-t)\frac{E}{VM} + k_e\frac{PL}{VM} \quad (15)$$

Miles & Ezzel (1980) demonstraram que a expressão é válida para qualquer configuração de fluxo de caixa, se a empresa ajustar seu endividamento, de modo a manter o nível de capital de terceiro constante no tempo, independentemente da forma como as ocorrerem. Mesmo se a empresa se desviar dessa política, a expressão será aproximadamente correta.

Há ainda, o fato de a alíquota dos impostos $[t]$ no futuro ser incerta, por depender de questões legais, políticas, manutenção de baixos lucros ou de prejuízos ou devido a decisões tomadas pelos gerentes no que diz respeito à operações de maquiagem de lucro, como o *leasing*, investimento em ativos tangíveis com isenção fiscal, etc.³⁸ Ao incorporar o elemento incerteza, conforme demonstrado em Brasil (1997), o valor de mercado dos ativos [projetos de investimento] tende a crescer com o endividamento, mas a uma taxa menor. Nestes termos, teríamos:

$$k_o \geq k_o^{**} \geq k_o^*$$

Sendo, $k_o^{**} = k_o^* + \text{risco fiscal}$

O Gráfico 5 demonstra melhor essa situação:

³⁸ Veja, por exemplo, Van Horne (1995).

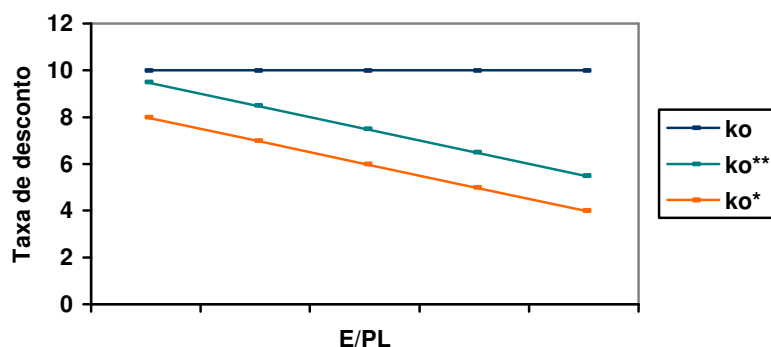


GRÁFICO 5 Custo do capital com e sem incertezas

Outras conclusões foram assinaladas por Miller (1977) ao incorporarem na análise os impostos incidentes sobre os retornos dos investidores. Se a incidência de impostos sobre os retornos dos acionistas e sobre os retornos dos credores for igual, a vantagem fiscal se mantém. Caso haja discrepância entre as taxas, a vantagem será alterada³⁹. Em suma, Miller tentara fechar essa lacuna deixada pela teoria de MM que ignorava os impostos de pessoa física em que tenderia compensar os benefícios do uso do capital de terceiro.

Um aspecto observado por Brasil (1997) é que, dentro da abordagem de Miller, a prova do teorema da irrelevância necessita da alteração pela firma de sua estrutura de capital, dentro do mecanismo de arbitragem. Ou seja, “para que a estrutura de capital seja irrelevante, ela tem de ser alterada até que a alíquota de imposto de renda da empresa seja igual à alíquota dos credores”.

³⁹ Miller (1977) pôde concluir que a teoria da irrelevância é predominante mesmo em casos que a empresa é alavancada num mundo de impostos. As condições são as existências de t [alíquota de impostos para empresa], de t_S [impostos sobre os retornos dos acionistas] e de t_d [impostos sobre os retornos dos credores]. O argumento é que em mercados de capitais eficientes essas alíquotas se cancelam. Discussões com maior profundidade podem ser encontradas em [Ross et al. (1995); Brasil (1997)].

Assim, admitindo-se que o aumento do endividamento por parte das firmas só aconteça se investidores concordarem em substituir suas ações por título de dívida [debênture], tal operação será possível até o ponto em que seus benefícios fiscais, obtidos com o endividamento, forem iguais ao prejuízo fiscal dos investidores⁴⁰.

Apesar do brilhante teorema de Modigliani & Miller (1958), não há argumento suficiente que garanta consenso entre a estrutura de capital e o valor de uma empresa ou projeto de investimento. Por exemplo, considera-se que o valor de uma empresa se eleve com o grau de endividamento quando há imposto de renda jurídica. De acordo com esse pressuposto, uma empresa ou projeto de investimento deveria ter o máximo de dívida. Nesse ponto a teoria não foi capaz de prever o que as empresas fazem na prática.

Miller, entretanto, considera que sob a ação racional dos investidores em mercados eficientes, existirá uma tendência ao equilíbrio da taxa $[t = t_S]$. Isso garantiria o teorema da irrelevância. Se esse teorema mantiver válido, o valor presente líquido de uma empresa ou projeto de investimento dependerá de k_0 sem ajustes de fatores mais empíricos.

Alguns críticos à teoria de Modigliani-Miller têm considerado pouco consistente a existência de mecanismos de arbitragem que necessariamente ocorreriam em mercados eficientes. É pouco esclarecedora a hipótese de que ao incorporar o efeito do imposto de renda levaria a uma situação de uma empresa totalmente alavancada devido ao benefício fiscal.

A complexidade se torna maior quando se consideram os impostos pessoais. Surgem duas vertentes criadas e explicadas por Miller (1977):

⁴⁰ A proposição de Miller talvez fique mais clara supondo-se a situação de que o financiamento com somente capitais próprios e alíquota de imposto do acionista t_S seja nula. Assim, haveria cobrança de impostos apenas corporativos. Os investidores não pagariam qualquer outro tipo de imposto, uma vez que possuem apenas ações. Essa situação será incentivo para a empresa se endividar, uma vez que seu valor de mercado será aumentado pelo benefício fiscal.

A primeira coloca a determinação do valor de uma empresa ou projeto de investimento em função das alíquotas de impostos sobre os ganhos dos acionistas, dos credos e da renda bruta de capital da empresa.

A segunda reafirma a teoria da irrelevância determinada pelo mecanismo de arbitragem que encontraria um ponto de equilíbrio para a relação E/PL . Neste ponto, alíquotas t e t_S se anulam. Para Brasil (1997) tal fato trata-se de um silogismo sem consistência do ponto de vista lógico para a teoria da irrelevância.

2.2.2 Limitações do teorema de MM

Acerca da irrelevância da estrutura de capital, Modigliani & Miller (1958) falharam em lidar com elementos da realidade tais como impostos, risco de falência, custo de *agency* etc. Por outro lado, esse ponto de vista não permitiu extrair a principal implicação ou valor de seu teorema, pois, de fato, haviam construído uma perspectiva teórica que guiaram, posteriormente, as políticas de investimento.

O principal argumento intuitivo da teoria MM considera o valor de uma empresa ou projeto de investimento dependente do fluxo de caixa do projeto ou empresa. Por este princípio, sob certas condições, os impostos, os custos de falência e também as formas de financiamento são direitos econômicos sobre o fluxo de caixa. Sendo assim, se todos esses direitos são remunerados por meio de uma única fonte, é pouco provável que seus riscos não venham a refletir na taxa de desconto desses fluxos.

Todavia, mesmo com a introdução da teoria da “irrelevância”, a estrutura de capital importa. Um dos motivos que decorrem dessa visão, provavelmente tem relação com o postulado da “independência” das políticas de investimento e financiamento. Por consequência, as decisões reais podem estar ligadas à dependência entre essas políticas. Desse modo, uma pergunta que se

colocaria, em condições mais gerais, seria: “sob quais fatores tais decisões acontecem?”

Se o valor de uma empresa ou projeto de investimento fosse exclusivamente depende das perspectivas de fluxos de caixa, seria razoável não considerar a existência de empresas ou projetos de mesma classe de risco e ramo de atividades com diferentes graus de endividamentos. Em vários casos, porém, não se observa equilíbrio algum no comportamento da estrutura de capital⁴¹.

Neste aspecto, as duas abordagens apresentadas: “irrelevância e tendência” ao valor de equilíbrio de mercado da empresa estariam longe de representar a escolha das fontes de financiamento dos projetos⁴². Também não explicaria em sua totalidade o comportamento de investimento. Ambas as teorias falharam na discussão de outros elementos empíricos, sobretudo os que pautam no processo real de investimento.

Fixemos agora em alguns elementos que delimitam o processo de avaliação de investimentos praticados pelas empresas segundo o *mainstream*:

Dentro da hipótese mais realista a avaliação dos projetos de investimento parte geralmente de uma análise convencional, semelhante a apresentada por Brealey & Myers (1997), ou em qualquer manual de finanças corporativa. Esses autores, por exemplo, classificaram os passos para avaliar uma oportunidade de investimento através de um método com quatro fases:

⁴¹ No caso específico do setor de energia elétrica, existe comportamento típico [médio] sugerido pelo regulador. Apesar disso, em nossas observações verificamos diferenças na estrutura de capital entre as empresas de energia [gráficos 42 e 43].

⁴² Wood (1980) acredita que, em longo prazo, a quantidade de dívidas que a empresa assume seria determinada pela relação E/PL assumida como aceitável pelos dirigentes, pela quantidade de investimentos que a empresa empreende, pelas quantidades de ativos financeiros e pelo valor de reavaliação de seus ativos fixos e operacionais. O índice de endividamento, por sua vez, dependeria das expectativas ao fluxo futuro de lucro, do nível futuro das taxas de juros e da possibilidade subjetiva de dificuldade financeira.

- a) Previsão dos fluxos incrementais de tesouraria, depois dos impostos, originados pelo projeto, admitindo que o projeto seja exclusivamente garantido por capitais próprios. Geralmente as empresas apresentam esta análise de acordo com as fontes de financiamento utilizadas.
- b) Estimativa do risco do projeto.
- c) Estimativa do custo de oportunidade do capital, isto é, da hurdle rate [taxa de obstáculo] ou taxa de rentabilidade esperada oferecida aos investidores por ativos de risco equivalente transacionado nos mercados de capitais⁴³.
- d) Cálculo do valor presente ajustado ao risco do projeto.

A partir da análise convencional, é sabido que em avaliação de investimento um projeto só cria valor para o investidor quando o valor presente líquido é positivo. O que deve ser considerado em termos de aplicabilidade geral é a capacidade de previsão e planejamento das variáveis determinantes dos fluxos futuros incrementais e as formas de determinação da taxa de desconto que reflita o custo de oportunidade adequado, ajustado ao risco do projeto da empresa.

A decisão de investir está relacionada às expectativas de ganho, ou seja, é um “sacrifício de uma satisfação imediata e certa, em troca de uma “esperança futura”⁴⁴. Ao lidar com o horizonte de tempo, alguns autores têm sugerido que as previsões nas quais se tomou uma decisão de investir vão se tornando desatualizadas ao longo da vida de um projeto⁴⁵. Ou seja, as “coisas nunca saem como se espera”.

⁴³ Imagina-se que uma empresa de negócios tenha alternativas com expectativas de retorno semelhante ao mercado de capitais.

⁴⁴ Massé (1962).

⁴⁵ Galesne et al. (1999).

Entre os vários fatores que podem contribuir para essa variabilidade, os mais comuns seriam os erros na avaliação: (1) da estratégia e ritmo de mercado, (2) da intensidade da pressão concorrencial, (3) da própria qualidade dos produtos e serviços, (4) da tecnologia adotada e suas formas de financiamento e (5) na avaliação do risco. Sob essas condições, nenhuma empresa será capaz de eximir-se completamente das “incertezas” que um projeto traz.

Quanto à apropriação do tema já se pode perceber que a decisão de investir⁴⁶ corresponde à parte final de uma série de estudos, ao longo do qual um projeto é constantemente colocado em questão (Galesne et al., 1999). Nesse sentido, é preciso considerar outras variâncias além do custo de capital. Para ser mais exato, convém ressaltar que as outras etapas do processo de investimento de uma empresa de negócio também importam:

QUADRO 3 Etapas de um projeto de investimento

Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Etapa 4	Etapa 5	Etapa 6
Idéia do investimento	Apresentação ao comitê de seleção de investimento	Seleção pelo comitê	Avaliação das estratégias de financiamento	Assinatura do contrato	Implantação e desenvolvimento dos projetos (Ciclo de Vida)
Planejamento e previsão: Estudos das variantes concorrentes e elaboração do projeto de investimento.		Avaliação de alternativas: Pré-avaliação buscando acurácia dos dados	Tomada de decisão: Elaboração ou cancelamento dos projetos		Monitoramento, auditoria de conclusão, <i>Setup</i> e estabilização das operações. Fluxos de saídas e entradas de caixa

Fonte: Gaslene et al. (1999).

Minardi (2004), por exemplo, tem afirmado que, diante das práticas de investimento as empresas tendem a rever suas posições estratégicas iniciais e alteram seu plano de acordo com as condições ambientais. As possibilidades de

⁴⁶ Decisão de investimento seria então uma aventura no qual se combina, passado, presente e futuro em um único momento.

revisão dos planos iniciais em baixo de novas condições que surgem são chamadas de flexibilidades gerenciais⁴⁷.

Cabe observar que a avaliação da flexibilidade é um dos grandes desafios das recentes teorias do investimento. Quer seja, o estabelecimento de um valor estratégico na taxa de corte do investimento, ou pelo princípio de equivalente certeza dos fluxos de caixa.

Apesar das críticas, o modelo de avaliação à base de desconto de fluxo de caixa continua sendo uma das alternativas das empresas⁴⁸.

O princípio primaz que governa o modelo é a possibilidade de equiparação dos diferentes fluxos de caixa às taxas de descontos diferenciadas: fluxos de caixa do acionista ao custo do patrimônio líquido, fluxo de caixa da empresa ao custo de capital, fluxos de caixa antes da tributação a taxas antes do pagamento de impostos, fluxos de caixa após tributação a taxa pós-tributação, fluxos de caixas nominais a taxas nominais, e fluxos de caixa reais a taxas reais (Damodaran, 2002b).

Em síntese, o modelo aplicado a projetos com riscos, segue duas suposições básicas:

- a) os fluxos de caixa incertos são representados por seu valor estimado por meio da análise de sensibilidade ou outras técnicas mais avançadas conforme interesse e capacidade de levantamento de informações *a priori*⁴⁹.

⁴⁷ Esse tema será detalhado ainda nesse texto.

⁴⁸ Conforme aponta Copeland & Antikarov (2001), o método do valor presente líquido é a ferramenta mais utilizada pelas grandes empresas na análise de investimentos, porém foram necessárias duas décadas para sua ampla aceitação. Klammer (1972) relata que um levantamento feito junto a 100 grandes empresas nos USA indicou que, em 1959, apenas 19% delas aplicavam a técnica do VPL, em 1970 foram 57%. Schall et al. (1978) tomaram uma amostra de 424 grandes empresas e verificou que 86% das que responderam recorriam ao VPL.

⁴⁹ Para Minardi (2004) esta suposição segue uma gestão passiva, ou seja, a decisões gerenciais são consideradas estáticas, sem a possibilidade de flexibilidade gerencial.

- b) A taxa de desconto é ajustada ao risco do projeto⁵⁰. Em geral, se utiliza o método do custo ponderado de capital. No entanto, segundo Minardi (2004), nessa abordagem seria preciso a empresa estimar uma estrutura meta de capital entre o custo de capitais de terceiros e próprios, contrapondo os argumentos de MM.

O custo de oportunidade do capital ou taxa de desconto geralmente leva em conta: (1) os direitos negociáveis no mercado: remunerações das fontes financiadoras [k_e e k_i]; (2) os direitos não negociáveis, tais como: remuneração dos tributos líquidos e o custo da falência⁵¹; (3) e o risco⁵²: medida das incertezas sistemáticas e específicas do negócio.

Apesar das divergências entre a aceitação das curvas das taxas de desconto no qual existira, ou não, um ponto de equilíbrio, todos esses fatores têm implicações importantes na escolha de oportunidades e na avaliação de mercado de um projeto de investimento.

Em termos práticos, alguns autores têm apontado as principais limitações da abordagem de MM ao desenvolvimento de uma teoria do investimento, sobretudo com relação à “taxa de corte do investimento”⁵³.

De acordo com seus argumentos, a teoria representaria um edifício incompleto⁵⁴ por não considerar que as imperfeições de mercado do mundo real

⁵⁰ Com relação a essa questão Stulz (1999) observa que as teorias de investimento têm focado excessivamente em cima de um caso especial onde o risco diversificável não afeta a contribuição de um projeto para o valor da empresa. E isso, pode estar levando às avaliações inapropriadas dos projetos de investimento. Em geral, o risco do projeto é mensurado pelo mercado de capital, e a o valor do projeto se torna independente da empresa que o empreendeu.

⁵¹ Ross et al. (2002).

⁵² Os três conceitos importantes sobre investimento são: o retorno, a incerteza e o risco. O retorno pode ser entendido como a apreciação de capital ao final do horizonte de investimento. As incertezas são elementos intervenientes do retorno que podem ocorrer até o final do período de investimento. Risco é qualquer medida numérica dessa incerteza.

⁵³ Um dos maiores críticos tem sido Stiglitz.

⁵⁴ Teoria de equilíbrio parcial.

tornariam as suas proposições inoperantes em várias situações e ignoradas quando trazidas para o orçamento de capital.

Alguém poderia até interpretar a situação anterior sob dois caminhos distintos: em termos de aplicação, a moderna teoria financeira do capital seria pouco relevante, ou não sabemos ainda aplicá-la!

Stulz (1999) observou que muitas pesquisas têm procurado enfatizar as implicações da estrutura de capital e da teoria de investimento com os “contratos incompletos” da vida real. Tal como a impossibilidade de escrever contratos que especifiquem cada contingência e a existência de importantes informações assimétricas entre os gerentes e investidores que impedem a firma de aumentarem fundos.

Em nosso ponto de vista, a teoria do investimento de MM não deu adequado tratamento ao risco por considerarem num mundo onde não residem ineficiências de mercado. Também não faz distinções entre mercados eficientes fora ou dentro do mercado de capitais no tratamento do “risco”, desse modo, as discussões acontecem considerando que todos ativos são transacionado considerando a dinâmica do mercado de capitais.

O problema crucial é que, onde não residem as ineficiências o preço de mercado fornecerá melhor “estimativa” de valor, e o processo de avaliação se torna o de justificar o preço de “mercado”.

Por outro lado, onde residem ineficiências, o preço de mercado de um projeto deve desviar do valor real devido, talvez, a uma tendência geral de “sub” e “superotimismo” de avaliações dos projetos de investimento. Isso estaria relacionado ao impacto nas vendas e nas estimativas do custo do capital e ao comportamento padrão, racional, no emprego de metodologias para se avaliar as expectativas futuras. Além disso, as imperfeições de mercado também podem dificultar algumas empresas na obtenção de fundos externos, como consequência, tal fato também poderia levar ao processo de “subinvestimento”.

2.2.3 Análise e adequação ao objeto de estudo

Conforme foi abordado anteriormente, sobre a tomada de decisão racional em investimento, seguiríamos a lógica das expectativas de rentabilidade do investidor. Outro ponto que considerariamos seria a influência dos preços passados nas expectativas futuras de ganho e também na formação e aplicação do custo de capital. Assim, os benefícios de investimentos dependeriam tanto das receitas esperadas no futuro, quanto das expectativas de custo na implantação de um projeto.

Partindo dessa hipótese, como ocorre na literatura de finanças, considerariamos o mundo dos investimentos reais⁵⁵ indiferente do mercado de capitais “perfeitos”, ou pelo menos os preços se formariam nesse contexto.

Entretanto, se existem imperfeições de mercado em pelo menos um desses dois mundos de ativos reais e financeiros, podem, doravante, trazer dúvidas quanto à validade, *ex-ante*, dos sistemas de preços. Diante desse fato, é possível indagar se existiriam outras variáveis que também estariam interferindo na condução dos investimentos empresariais, tal como expectativa de “crescimento do setor”, “risco-país” etc.

Independentemente da interpretação, o significado econômico dessa lógica seria a de que os investidores esperassem que os retornos ocorressem em tempos cada vez mais distantes do momento da decisão de investir. Outros poderiam defender que o processo decisório tem assumido um papel diferente da abordagem de MM ao considerar as incertezas como variáveis mais subjetivas do comportamento do investimento.

⁵⁵ Para efeito de análise, considera-se investimentos reais toda decisão de longo prazo referente a aquisição e construção de ativos tais como fábricas, máquinas, equipamentos, etc. Essa alocação de gasto de capital tem como objetivo gerar benefícios econômico-financeiro no futuro. O conceito de investimento real, fixo, de capital é semelhante neste estudo e diferem dos investimentos financeiros.

Na falta de uma melhor explicação, acreditamos que existam padrões assimétricos de comportamento diante das incertezas. Faz sentido, entretanto, questionar como os investidores estariam formando suas “expectativas futuras”. Curiosamente, ainda existe uma lacuna entre a influência do passado nas projeções “*ex-ante*” e os resultados futuros “*ex-post*” interferindo no sistema de preços.

Assim, para explorar essa questão, analisaremos de forma específica o que de fato seria mais relevante para os investidores no setor de energia elétrica: se são os “retornos esperados” ou as “perspectivas de crescimento futuras” do setor, muito embora se utilizem dados históricos para tais estimativas. Neste caso, se observássemos as recentes estimações da ONS de crescimento do setor de Energia Elétrica teríamos uma expectativa de [5%] de crescimento da capacidade de geração ao ano (Gráfico 6).

Quanto às variações dessa taxa de crescimento, os números mostraram que em 2002 houve um crescimento anormal em relação aos outros períodos. É interessante notar que as expectativas de crescimento representam, particularmente, a taxa média passada de expansão durante um intervalo semelhante de tempo – “os cinco anos anteriores”. Se as preferências não se alterarem no futuro esta seria então uma estimativa adequada para os cinco anos posteriores a partir de dados históricos.

Todavia, em que grau tal questão irá influenciar no comportamento de investimento do setor de energia elétrica, não saberíamos responder com a devida precisão. Provavelmente, esse tipo de informação tenha cunho comportamental, pois representa uma perspectiva implícita de crescimento no futuro.

Assim, mantida essa expectativa, os gerentes buscarão ampliar a capacidade produtiva do negócio para atender ao potencial de expansão

requerida. Cabe observar que o próprio setor de energia elétrica, por meio da EPE, desenvolve estudos mais consistentes do que nossa análise.

Seus principais instrumentos seriam o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE) e o Plano Nacional de Energia (PNE-2030). Todos dois são fundamentais para o planejamento de longo prazo do setor energético do país, pois fornecem estudos de cenários que orientariam tendências e estratégias de expansão. Seus principais requisitos “*ex-ante*” seriam estudos sobre expansão da oferta, evolução do mercado de energia, hidrográficos, eficiência energética e cenários.

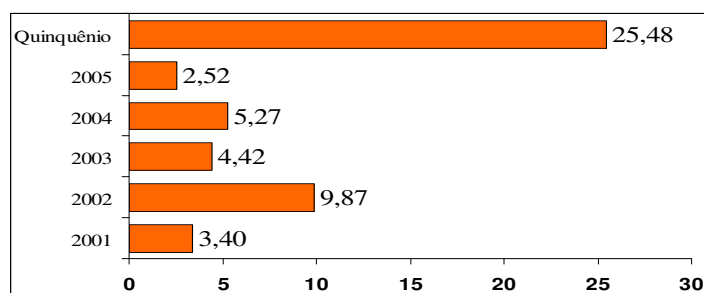


GRÁFICO 6 Evolução da capacidade instalada em MegaWatt

Fonte: ONS (2007).

Não inclui sistemas isolados e autoprodutores.

Por outro lado, além da questão anterior, os investimentos se orientariam por meio da remuneração “esperada” do capital. Este rendimento estimado, geralmente é representado pela taxa de retorno ajustada ao risco do setor em que se inserem a empresa e seu serviço, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores (Rocha et al., 2006).

Nessas circunstâncias, as políticas de investimento se fundamentam pelo processo de criação de valor aos acionistas. A partir daí, se tornam vinculadas tanto às estimativas de fluxo de caixa, quanto à estimação da taxa de remuneração do capital.

Note-se que, com relação à segunda abordagem, dois problemas podem surgir: o primeiro estaria relacionado às incertezas de mercado que afetariam diretamente as entradas operacionais líquidas de um projeto de investimento, e o segundo, se caracteriza pelos problemas de estimativas da taxa de remuneração.

Assim, as subestimações da taxa de remuneração de capital podem proporcionar retornos anormais às geradoras e distribuidoras de energia, levando aos excessos de investimentos em capacidade, enquanto que em uma situação inversa poderá provocar o processo de contração dos investimentos no setor de energia elétrica⁵⁶.

Mas, apesar dos problemas de estimativas, um atributo muito importante da taxa de retorno do capital seria o de oferecer uma expectativa mínima da rentabilidade futura aos investidores. Ou seja, de certa maneira eles se posicionariam seguindo o comportamento dos preços relativos no passado e presente⁵⁷. De fato, caberia a nós, inclusive, indagar até que ponto esses preços “históricos” influenciariam os investimentos das empresas de energia elétrica?

Isso parece ser uma discussão pertinente para abordagem da teórica dos retornos esperados. Na verdade, a formulação dessa discussão partiu de duas pesquisas já realizadas anteriormente: (1) Unibanco et al. (2001) e (2) Rocha et al. (2006). Sendo que a primeira será abordada com maior detalhe na seção 4.4 nesse mesmo texto. E a segunda, será discutida logo a seguir:

Portanto, inicialmente observaremos os resultados dos indicadores de rentabilidade apurados na pesquisa do Unibanco et al. (2001) para, logo em

⁵⁶Em relação às possíveis “sub” ou “superestimação” da taxa de remuneração do capital, Rocha et al. (2006), sugerem que a metodologia adotada para estimar a remuneração deve satisfazer certos critérios, como objetividade, transparência, robustez, ser operacional e pragmática. Ainda, estar em linha com as práticas amplamente aceita e com a experiência internacional, baseada em sólida fundamentação teórica e, sempre que possível, estar em conformidade com as decisões anteriores da agência reguladora. Evidentemente, isso não elimina por completo as possibilidades de erros estimativas, contudo, poderá aproximar o verdadeiro custo de oportunidade do setor.

⁵⁷ É comum se empregar dados provenientes de informações históricas para projetar essa taxa, tais como retornos “históricos das ações” ou índice de *payout* etc.

seguida, complementarmos com os resultados da pesquisa realizada por Rocha et al. (2006) do Instituto IPEA.

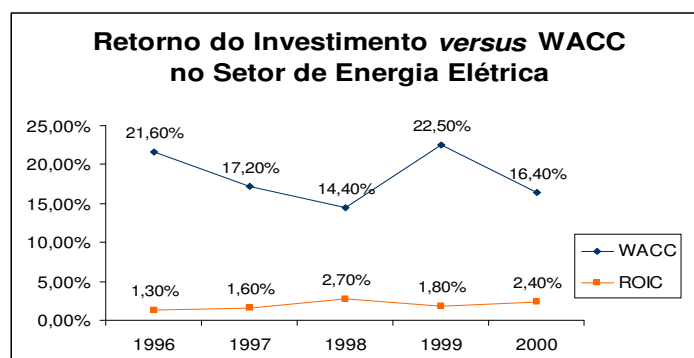


GRÁFICO 7 Retorno do investimento *versus* WACC no setor de energia elétrica
Fonte: Unibanco et al. (2001).

Note-se que, as empresas de energia elétrica (particularmente as empresas de geração) apresentaram uma rentabilidade bem menor do que a aproximação do custo de capital. Ou seja, as margens operacionais líquida não foram satisfatórias para a remuneração do acionista durante o período da análise do Unibanco⁵⁸. Caberia mencionar que o verdadeiro custo de oportunidade que influenciou a decisão de investir do acionista não corresponde ao dessa análise.

Entretanto, a partir de evidências semelhantes, Rocha et al. (2006) consideraram importante a adequação da remuneração do capital sobre o capital dos investidores aos riscos e aos custos reais de capital no setor. Pois, segundo eles, sinalizaria em direção à preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, promovendo os investimentos necessários, seja na geração,

⁵⁸ Não podemos esquecer que as políticas de investimento envolvem questões mais amplas do que simplesmente resultados passados. Por outro lado, esses dados são pouco representativos para se tirar conclusões de longo prazo. Além disso, nada se pode dizer sobre as expectativas dos investidores mesmo por que essas estão condicionadas às variáveis de previsão.

transmissão ou distribuição⁵⁹. Além disso, garante maior sustentabilidade em termos de recuperação do capital.

Os trabalhos realizados por esses autores também colocaram em evidências a questão da importância da remuneração do acionista⁶⁰. Eles seguiram a discussão inicial apresentada por Estache & Pinglo (2004), que buscaram evidências sobre a rentabilidade de investimento de setores regulados por meio da análise da *performance* financeira de diversos serviços de infraestrutura em 31 países em desenvolvimento e concluíram que, em regra geral, entre 1998 e 2002, o capital privado não atingiu o nível de rentabilidade adequada aos riscos e custos efetivos a que está sujeito⁶¹.

No trabalho de Rocha et al. (2006) foi apresentada uma metodologia diferente em relação à Estache & Pinglo (2004). O primeiro fez uma análise comparativa entre as empresas de distribuição de energia elétrica do Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos no período 1998-2005. Ao todo foram 25 concessionárias brasileiras de distribuição utilizadas no estudo [aproximadamente 88% do mercado nacional], 4 argentinas, 11 empresas chilenas e 31 empresas americanas de energia elétrica.

Para cálculo do retorno do capital das distribuidoras de energia, índice que mede o retorno nominal para os acionistas e credores, foi utilizada a razão entre o lucro operacional (EBIT) após os impostos e o valor contábil do

⁵⁹ É importante observar que a sensibilidade e percepção de risco são diferenciadas em cada seguimento. Seria então, interessante discutir sobre essas diferenciações em estudos futuros. Notemos também que, um seguimento se tornará gargalo do outro quando os investimentos não forem sincronizados, tanto do ponto de vista econômico, quanto de produtividade.

⁶⁰ Cabe observar que existem dois componentes na remuneração do acionista: preço da ação no "mercado" e dividendos.

⁶¹ Autores como Sirtaine et al. (2004); Estache et al. (2003b); Estache (2003b) e Alexander et al. (1999) apresentaram uma ampla discussão sobre a relevância da remuneração de capital estabelecida pela agência reguladora, na sua consistência temporal em cada período de revisões. Nesses termos, têm-se sugerido que no longo prazo o ente regulado deveria recuperar pelo menos custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, negócio, regulatório e outros específicos dos projetos no qual a indústria opera.

patrimônio líquido, a partir de valores dos demonstrativos financeiros não-consolidados.

Como pode ser observado na tabela a seguir, o retorno de capital das empresas de energia elétrica variou de [4,81%] em 1998 para [12,15%] em julho de 2005. Assim, apesar da tendência de crescimento da remuneração nesse período, os resultados apresentados foram bem abaixo do retorno exigido ajustado ao risco do setor. Neste caso, resta então saber o que influenciaria mais no comportamento de investimento no setor, se são as “tendências históricas de crescimento”, ou, ao contrario, os “resultados históricos abaixo da taxa estimada”. E, mesmo que os investimentos sejam independentes com estudos de cenários diferenciados desse tipo de análise, acreditamos que toda medida tem seu peso e valor na formação de expectativas.

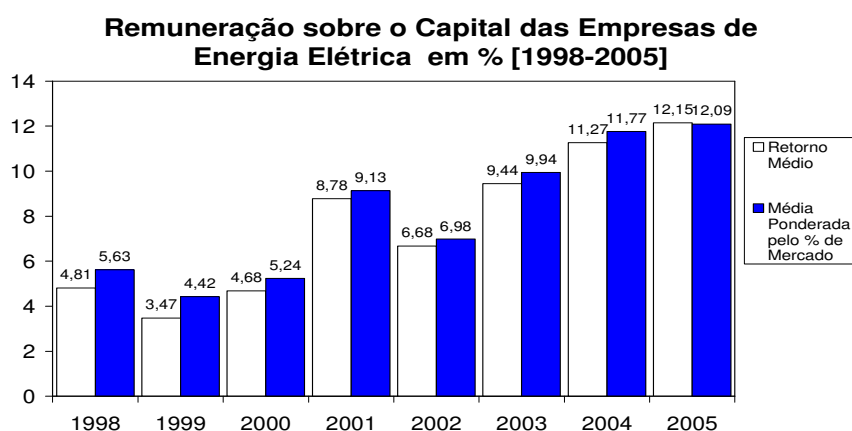


GRÁFICO 8 Remuneração sobre o capital das empresas de energia elétrica em % (1998-2005)

Fonte: Rocha et al. (2006).

Em comparação com a pesquisa do Unibanco et al. (2001), pode-se observar que o seguimento de distribuição apresentou resultados maiores do que o seguimento de geração. Contudo, ainda é cedo para avaliar sobre a direção desses resultados, haja vista serem análises distintas em termos de metodologia, período e número da amostra.

Por outro lado, essa discussão é favorável à análise dos “erros de estimativas” em relação ao custo de capital. Nesse aspecto, as duas pesquisas apresentaram convergências ao considerar que custo de capital estimado tem sobressaído à remuneração efetiva do capital. No entanto, que alguns critérios empregados em ambas as análises tornem o cálculo dessa taxa “vítima da excentricidade”.

Particularmente, no trabalho de Rocha et al. (2006) foram utilizadas as estimativas da remuneração do capital considerando a faixa de valores encontrados para Brasil, Argentina, Chile e Estados Unidos. Vale ressaltar que em comparação com outras metodologias abordadas nesse texto, a principal diferença corresponde justamente à inclusão dessa faixa de risco regulatório⁶².

TABELA 1 Remuneração Estimada do Capital: Setor de Distribuição

Referência	Custo de Capital WACC – Real	Custo de Capital WACC – Nominal	Capital Próprio após impostos – nominal	Capital de Terceiro antes dos impostos - nominal
Aneel 2002	11,26	13,93	17,47	15,76
Brasil	11,21-12,52	14,05-15,39	16,08-18,58	17,73
Argentina	12,59-13,84	15,46-16,74	16,65-19,15	21,86
Chile	5,80-7,54	8,50-10,28	8,86-11,36	9,15
Estados Unidos	3,01	5,64	8,34	6,56

Fonte: Rocha et al. (2006).

⁶² A faixa corresponde ao um limite inferior de zero e limite superior de 2,5%, valor conservador sugerido por Estache (2003a) para empresas em países em desenvolvimento.

Após considerar as duas figuras anteriores, seguiremos com as seguintes avaliações:

Em primeiro lugar, mesmo sem considerar a categoria de risco regulatório, as empresas apresentaram baixos índices efetivos de retornos do capital. Nesse aspecto, Rocha et al. (2006) observaram que apenas a partir de 2004 o retorno do capital se aproximou do seu custo de capital estimado, conforme Gráficos 9a e 9b.

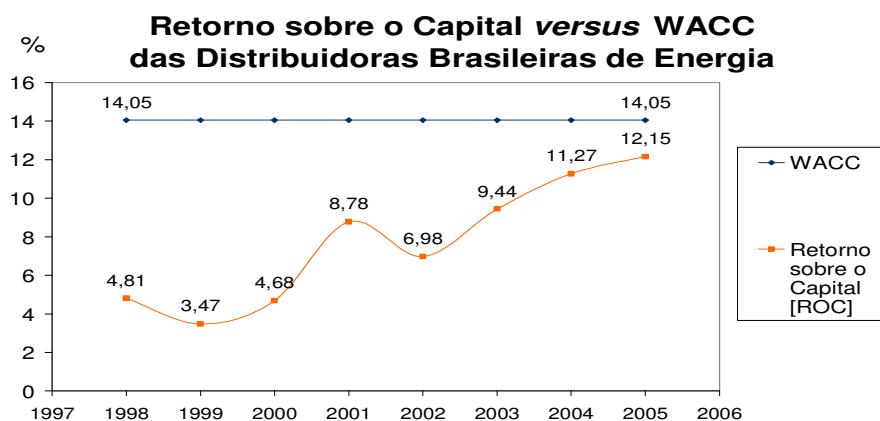


GRÁFICO 9a Retorno sobre capital versus WACC das distribuidoras brasileiras de energia
Fonte: Rocha et al. (2006).

Em segundo lugar, até 2002 houve um impacto desfavorável nos resultados do setor devido à crise do racionamento de energia elétrica, ou se assim poderia dizer, “fator irregular”. Vale salientar que se a crise persistisse o resultado econômico sobre as empresas seria ainda pior. Em terceiro, conforme apontaria também uma pesquisa realizada pelo Pactual Research (2001), em consequência do processo de desregulamentação do mercado de geração, o custo médio de energia se tornaria mais elástico a partir de 2003⁶³. Em direção oposta,

⁶³ Como será abordado logo mais, um dos principais instrumentos constitui o mercado de leilões.

os preços de distribuição não aumentarão no mesmo ritmo, por causa do repasse de ganhos de produtividade [Fator X] sob a premissa da modicidade tarifária. Consequentemente, as margens de distribuição devem diminuir à medida que os ganhos de produtividade são repassados aos consumidores.

Levando em consideração as mesmas estimativas realizadas pelo Pactual Research (2001), da evolução da tarifa energética, observa-se que apesar de impacto negativo no curto prazo, os fundamentos das geradoras iriam permanecer, em contra partida, em um aperto no lucro na área de distribuição. Quanto aos efeitos, um investidor avesso ao risco poderia limitar os investimentos no setor, exigir mais prêmio pelo risco assumido, mas não necessariamente abandonar esse tipo de investimento, haja vista o comportamento racional no setor ser pautado por expectativas de longo prazo devido ao ciclo de vida dos projetos.

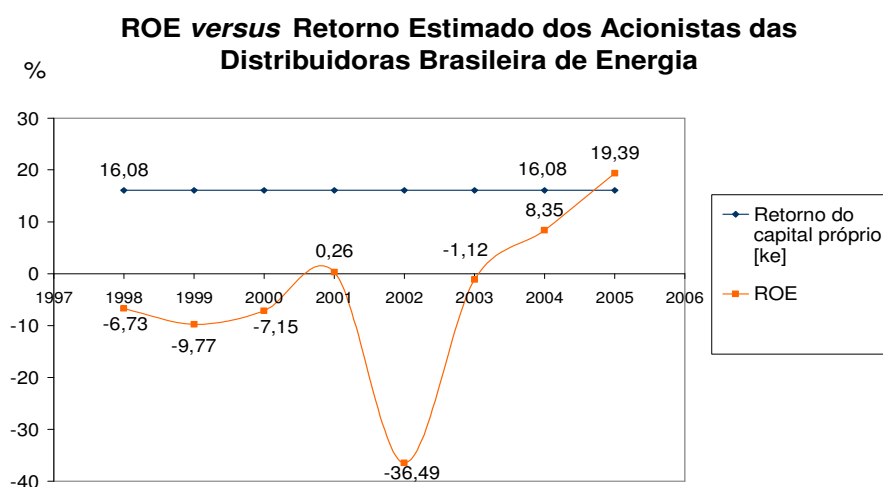


GRÁFICO 9b ROE versus retorno estimado dos acionistas das distribuidoras brasileiras de energia.

Fonte: adaptado de Rocha et al. (2006).

Em relação ao custo do capital próprio requerido para o setor (ilustração 9b), a remuneração para o acionista no Brasil superou o retorno estimado apenas no ano de 2005. Assim, se partíssemos da premissa de que os retornos futuros esperados sofreriam influencia das médias históricas, seu valor estaria em torno de $[-4,14]^{64}$. Existe ainda a questão da volatilidade encontrada no período e, neste caso, os valores variaram bem mais do que os retornos no nível da empresa. De certa forma, isso revelaria certo padrão de comportamento do endividamento do setor.

Sobre a análise comparativa, por exemplo, assim como o Brasil, a pesquisa apontou que as empresas argentinas não têm remunerado adequadamente tanto o capital do acionista, quanto as fontes externas de recursos. Existe também considerável sensibilidade [volatilidade] do retorno sobre o patrimônio, seguido de uma menor uniformidade da rentabilidade total das empresas.

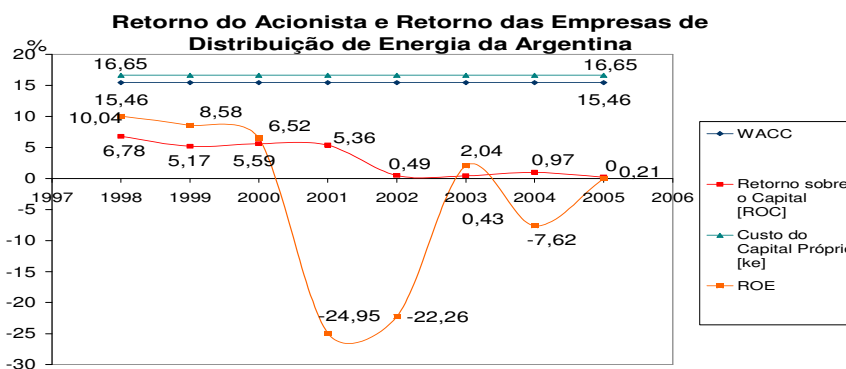


GRÁFICO 10 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia da Argentina.

Fonte: adaptado de Rocha et al. (2006).

⁶⁴ Isso não impede o investidor de acreditar que retorno futuro será melhor do que a média histórica. Também podemos acreditar que a história foi inesperada. Ainda, por se tratar de períodos mais curto, podem existir ruídos na nossa estimativa, conforme aqueles sugeridos por Brealey & Myers, 2006.

Com relação às empresas chilenas, nota-se que há maior adequação do retorno de acordo com cada fonte de capital. É possível verificar também que a rentabilidade dessas empresas apresentou maior uniformidade durante o período da observação. De todo modo, Rocha et al. (2006) observam que a consideração de um custo de capital estático ao longo da série não é, de fato, o melhor método de análise, uma vez que tanto as variáveis econômicas quanto o custo dos fatores se modificam no tempo. Assim, o mais correto seria a estimação de um custo de capital para uma comparação dinâmica.

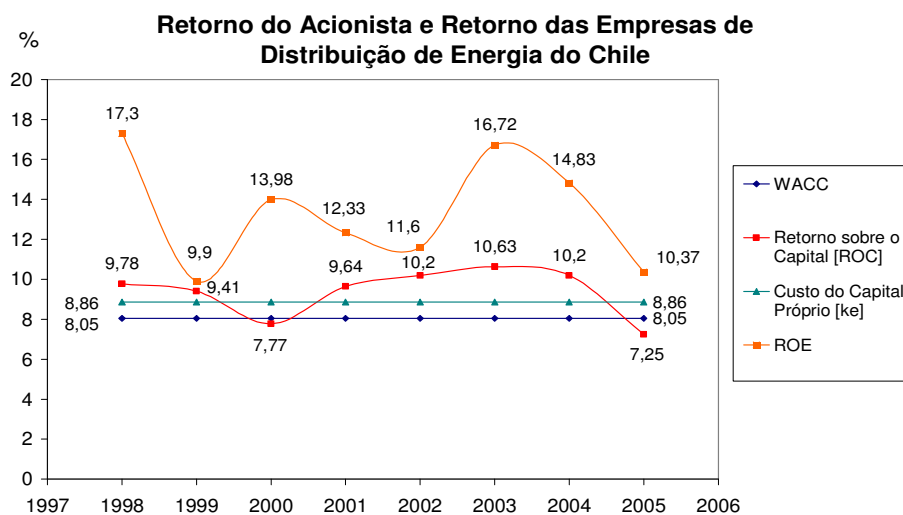


GRÁFICO 11 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia do Chile.

Fonte: adaptado de Rocha et al. (2006).

E, por fim, as empresas americanas também mantiveram um comportamento uniforme dos retornos totais durante o período observado. Na verdade, existiu uma leve tendência de queda nos anos entre 2001 e 2003 seguidos de uma tendência de alta nos anos posteriores.

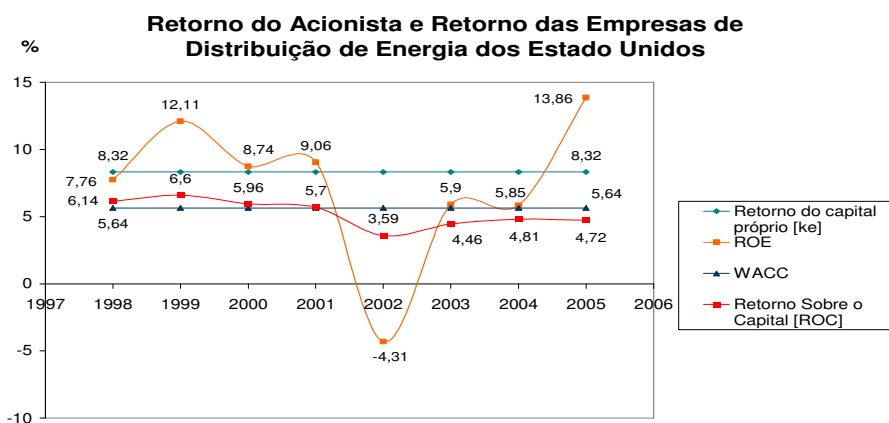


GRÁFICO 12 Retorno do acionista e retorno das empresas de distribuição de energia dos Estados Unidos.

Fonte: adaptado de Rocha et al. (2006).

A seguir, é possível observar o resumo estatístico das correlações entre o custo do capital e o retorno sobre o investimento das distribuidoras de energia elétrica, de acordo com nossas argumentações anteriores:

TABELA 2 Análise descritiva dos retornos médios das distribuidoras de energia do Brasil, Chile, Argentina e EUA.

Análise de tendência central e volatilidade	Retorno Sobre o Capital Investido [ROC]	Retorno dos Acionistas [ROE]
Distribuidoras de Energia do Brasil	7,6575 ± 3,012 39,14%	-4,1575 ± 15,1332 363,9%
Distribuidoras de Energia do Chile	9,36 ± 1,232563 12,1%	13,378 ± 2,6083 19,4%
Distribuidoras de Energia dos EUA	5,2475 ± 0,94058 18,0478%	7,37125 ± 5,1279 65,56%
Distribuidoras de Energia da Argentina	3,125 ± 2,644 84%	-3,45 ± 12,75 369,05%

Fonte: dados da pesquisa.

A despeito desses resultados, Rocha et al. (2006) sugerem que a uniformidade dos retornos é uma característica fundamental para a qualidade da regulamentação. Todavia, entre os vários fatores, as diferenças metodológicas na formação dos preços monitorados, tal como seria entre Brasil e Estados Unidos, podem também estar afetando diretamente os resultados das empresas.

Enquanto o Brasil adota o regime de tarifação *price-cap*, a regulamentação americana para o setor é do tipo taxa de retorno garantido [*cost-plus*]. Vê-se, portanto, que para os elementos formadores de preço, quanto maior previsibilidade da receita para empresa regulada, menor será o risco regulatório⁶⁵. Vale ressaltar que a metodologia *price-cap* geralmente se relaciona a maior previsibilidade das receitas.

Uma outra consequência prática do modelo *price-cap* é a redução dos preços da tarifa de energia conforme aponta o relatório de pesquisa do Banco Pactual em 2001:

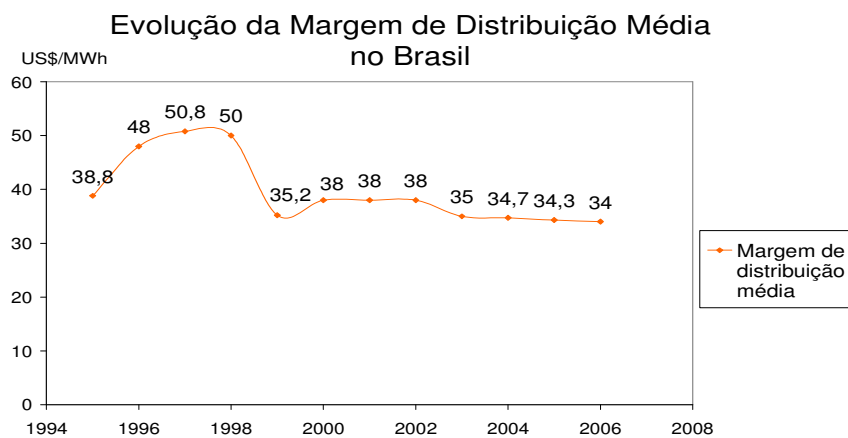


GRÁFICO 13 Evolução da margem de distribuição média no Brasil
Fonte: Pactual Research (2001).

⁶⁵ Se por um lado a previsibilidade da remuneração é fator importante para as empresas, por outro, o equilíbrio nos preços traz menor risco para o ambiente regulado. Além do mais, o regulador também visa o garantia dos contratos. Maiores detalhes dessa argumentação pode ser visto em Estache (2003a).

Portanto, se de um lado o modelo tarifário tem contribuído para a redução de receitas das empresas de energia, por outro, existe ainda a questão do risco regulatório que deve ser observado com maior cautela. Além disso, alguns fundamentos econômicos considerados específicos podem estar contribuindo negativamente para os resultados das empresas de energia elétrica.

No caso das taxas de juros, o país tem praticado as maiores do mundo: Por exemplo, em dezembro de 2005 a SELIC real era de 14% a.a., valor muito superior em comparação ao Chile, com taxas a menos de 1%.

TABELA 3 Brasil: Principales Indicadores Trimestrales

	2004				2005				2006	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Precios al consumidor (variación Porcentual en 12 meses)	5,9	6,1	6,7	7,6	7,5	7,3	6	5,7	5,3	4
Tipo de cambio nominal promedio (reales por dólar)	2,89	3,04	2,98	2,8	2,67	2,5	2,34	2,25	2,19	2,18
Tasa de interes interbancaria (SELIC)	16,2	15,8	15,8	17	18,4	20	19,6	18,7	17,2	15,7

Fonte: CEPAL (2007).

TABELA 4 Chile: Principales Indicadores Trimestrales

	2004				2005				2006	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Precios al consumidor (variación porcentual em 12 meses)	-0,7	1,1	1,4	2,4	2,4	2,7	4	3,7	4	3,9
Tipo de cambio nominal Promedio (pesos por Dólar)	587	629	628	593	579	581	552	526	527	527
Tasa de interés interbancaria	1,8	1,7	1,8	2,2	2,6	3,2	3,7	4,4	4,6	5

Fonte: CEPAL (2007).

Vale destacar que apesar de a taxa de juros não ser a resposta concreta para a relevância dos resultados apresentados, deve-se, por outro lado, levar em

consideração que existem duas conseqüências negativas das altas taxas de juros: a primeira refere-se ao possível desestímulo às decisões de investimento, compreendendo-se o crescimento econômico; e a segunda a elevada despesa com os juros da dívida pública, visto que patamares elevados da SELIC induzem os investidores a carregar os títulos públicos (Modenesi, 2006).

Dos fatores que possivelmente estariam afetando os resultados negativos da Argentina um merece ser também abordado aqui, uma vez que, a presença inflacionária recentemente nesse país tem configurado em patamares mais elevados que a própria taxa básica de juros nominal⁶⁶.

TABELA 5 Argentina: Principales Indicadores Trimestrales

	2004				2005				2006	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II
Precios al consumidor (variación porcentual en 12 meses)	2,3	4,9	5,9	6,1	9,1	9	10	12,3	11,1	11
Tipo de cambio nominal promedio (pesos por dólar)	2,89	2,88	2,98	2,94	2,9	2,89	2,9	2,98	3,06	3,07
Tasa de interes Interbancária	1,4	2,3	2,5	2,4	2,3	3,4	4,7	5,5	6,7	6,7

Fonte: CEPAL (2007).

Quanto à influência na decisão de investir, é pouco provável que apenas as “expectativas de retorno” estejam afetando o comportamento dos investidores, assim outras variáveis estariam concorrendo no momento da decisão.

Caso contrário, teremos sempre que considerar que exista uma relação inversa entre o custo do capital e a expansão do setor de energia. Sob essa hipótese, a economia chilena manteve uma expansão bastante elevada em comparação a outros países, em contra partida ao um custo de capital bem

⁶⁶ Esse é um fenômeno semelhante ao do *overshooting*, pois neste considera-se o fato de a inflação ficar durante certo período acima da taxa de juros de longo prazo.

menor. Entretanto, isso não foi acompanhado pelos EUA. Veja também essa relação para Brasil e Argentina:

World Total Net Electricity Generation, 1980-2004

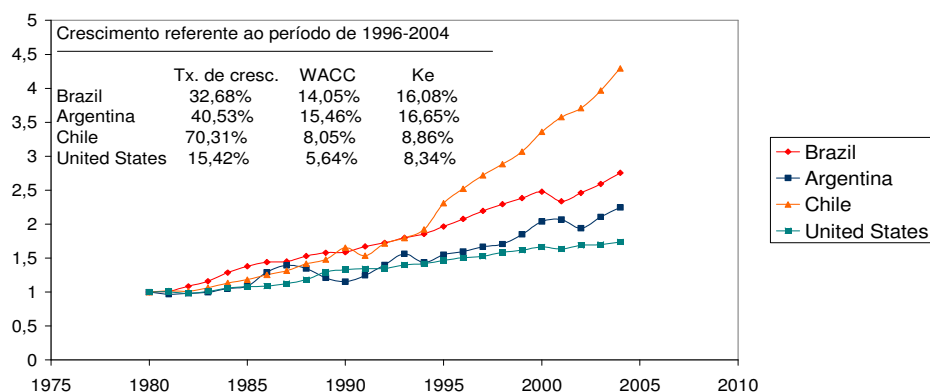


GRÁFICO 14 World total net electricitt generation, 1980-2004
Fonte: EIA (2007).

O Gráfico 14 ainda nos revelaria algo muito interessante em termos de estrutura de capital. Como podemos perceber, todos os países da amostra, exceto o EUA, tiveram o custo de oportunidade do acionista bastante aproximado ao custo de capital da empresa. Isso nos levaria a, pelo menos, duas suposições: ou o custo da dívida desses países é muito elevado [não é o caso, exemplo do Chile], ou apenas as empresas americanas estariam dispostas a assumir maior risco com o endividamento⁶⁷.

Quanto ao debate sobre as causas da rigidez monetária na conduta dos investimentos, apesar de algumas evidências, consideramos incipiente e longe de seu encerramento. De todo modo, isso poderia responder sobre as questões de restrição financeira em mercados imperfeitos.

⁶⁷ Não se pode descartar que os riscos com a alavancagem nos EUA são bem menores.

A partir desse entendimento, avaliamos que os preços dos juros estariam relacionados tanto a oferta de fundos disponíveis, quanto à demanda por estes fundos. Como consequência, quanto maiores forem as taxas de juros, maior também será a oferta de fundos.

Em relação às políticas de investimento, segundo a abordagem MM, as empresas sempre investirão em projetos cujos VPLs sejam positivos, pois VPLs positivos significam que os retornos esperados estão superando o custo de oportunidade dos fundos, sejam quais forem as fontes de financiamento.

Todavia, de acordo com argumentações de Pindyck & Rubinfeld (2002), quanto maior a taxa de juros, menor seria a expectativas de VPL de um empreendimento. De acordo com essa hipótese, quando as taxas de juros sobem, alguns projetos de investimento que anteriormente apresentavam VPLs positivos passam a ter VPLs negativos e, portanto, seriam cancelados.

A despeito desse comportamento, e especificamente no Brasil, os níveis excessivamente elevados da taxa básica SELIC, têm motivado um custo financeiro igualmente elevado, embora, consideremos que as questões de investimento devam estar mais relacionadas às variações da TJLP (veja na seção 2.2.3).

Uma síntese das principais justificativas, ou possíveis respostas para este valor elevado das taxas, foram demonstradas por Modenesi (2006), são elas: (1) reduzida eficácia da política monetária, (2) a hipótese Bresser-Nakano, (3) o efeito-convenção, (4) a fragilidade das contas públicas e (5) a incerteza jurisdicional.

Dentre essas, compartilhamos com a hipótese de Bresser & Nakano (2002) que defenderam a existência de equilíbrios múltiplos para a taxa de juros, tendo também invertido a relação de causalidade entre o risco-país e a taxa de juros.

Segundo esses autores, a partir de certo patamar, os juros se tornariam um fator determinante de risco de *default*, ao aumentarem as despesas com o serviço da dívida. Vale dizer que, seria a taxa de juros doméstica determinante do risco-país, e não o oposto como previsto pela teoria da paridade da taxa de juros. A principal justificativa remeteria aos múltiplos objetivos de utilização da SELIC, quer seja controlar pressões inflacionárias do lado da demanda, evitar desvalorizações cambiais, administrar o nível de reservas internacionais e financiar o déficit público.

De qualquer maneira acreditamos que, na prática, o custo de capital do acionista dependa mais do prêmio de risco, do que propriamente da taxa de juros⁶⁸.

Em outras palavras, o custo de oportunidade será maior quanto maior for o prêmio de risco marginal para cada investidor. Além disso, seria interessante considerar os casos em que o prêmio de risco seja proporcionalmente maior do que a própria sensibilidade do risco. Ou seja, um investidor marginal poderia, em algum momento, estar sobreavaliando o risco⁶⁹.

Finalmente, queremos ressaltar que não foi nosso objetivo desqualificar qualquer teoria de investimento com dados “*ex-post*” e não paramétricos. Sem dúvida isso constitui uma inadequação do ponto de vista metodológico⁷⁰.

Queremos de outro modo, chamar a atenção para outras vertentes mais subjetivas que poderiam surgir para explicar as expectativas a cerca dos investimentos no setor elétrico. Desse modo não podemos descartar que em ambientes de incerteza, as decisões econômicas sejam baseadas em algumas

⁶⁸ Dessa forma, o prêmio de risco segue um movimento oposto ao das taxas de juros de curto prazo, fazendo com que a taxa de longo prazo permaneça estável (Lopes & Vasconcelos, 2000). Devido à estabilidade desta taxa, Kalecki (1985) descartou sua influência sobre as decisões de investimentos. Assim, uma vez que o capitalista decide investir comparando as perspectivas de lucro contra a taxa de juros, sendo esta geralmente constante, apenas a segunda tem influência.

⁶⁹ Para esta situação também caberia a relação inversa.

⁷⁰ Uma pesquisa mais adequada seria semelhante às realizadas pela CNI conforme resultados apresentados no anexo 1, na seção 1 de mesmo texto.

variáveis relevantes-, muitas das quais ainda trazem certo grau de imprecisão quanto aos resultados. Assim, a expectativa do valor futuro se realizar ou não, o que levaria a um processo contínuo de formação e revisão “*ex-ante*” do valor esperado.

Cabe ressaltar que, existem diferenças comportamentais na avaliação de um resultado ou outro, o que de certa forma trazem dúvidas sobre os verdadeiros elementos responsáveis na formação de expectativas. Por exemplo, a dúvidas se os resultados financeiros “históricos” afetam ou/não as decisões de investimentos em uma determinada empresa ou setor no mercado. Veja o gráfico a seguir:

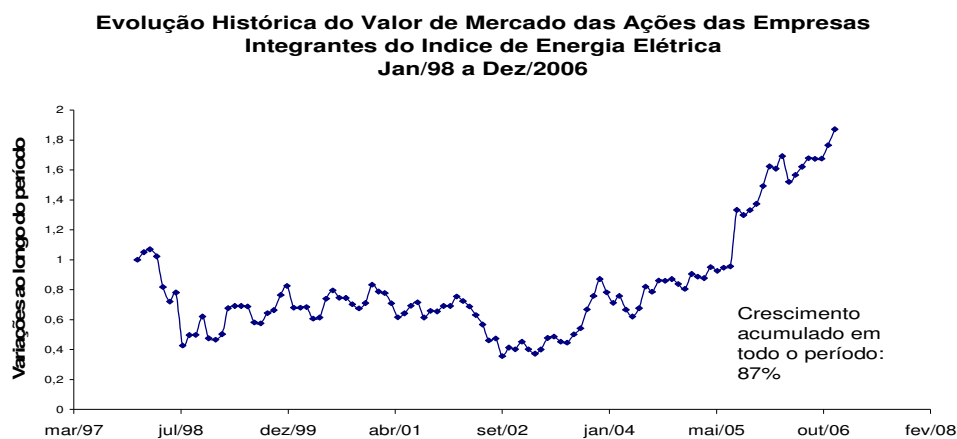


GRÁFICO 15 Evolução histórica do valor de mercado das ações das empresas integrantes do índice de energia elétrica (jan/98 a dez/2006).

Assim, a partir dessa ilustração é possível perceber que os valores das empresas de energia independem de certas análises de mercado, tais como os

resultados financeiros apresentados nessa seção. Isso induz a refletir sobre as expectativas futuras, conforme o que se aborda a seguir⁷¹.

Sob a abordagem de Kalecki *apud* Migliogi, 1986: “O principal limite para o montante de um determinado investimento a ser efetuado por uma firma é estabelecido pela dimensão do capital empresarial, isto é, o capital próprio da firma. O capital empresarial estabelece o limite do investimento por dois motivos: primeiro, determina o grau de acesso da firma ao mercado de capitais; segundo, determina o grau de risco do investimento a ser efetuado”.

Por outro lado, deveríamos considerar tão-somente as formas pelas quais determinados tipos de agentes econômicos decidem alocar suas riquezas diante dos diversos empregos alternativos e de que forma esses agentes formam suas expectativas. Desse modo, seria interessante verificar as categorias mais relevantes com base no bom-senso e na experiência prática.

Nas próximas seções daremos ênfase às questões de avaliação de risco e questões relevantes sobre as incertezas na abordagem de investimento.

2.3 Mercados eficientes e a abordagem do risco

2.3.1 Noções de eficiência de mercado⁷²

Os padrões de comportamento de preços e de oportunidades de investimento são de grande interesse, pois permitem explicar os lucros anormais de uma empresa. De modo geral, o desempenho de uma firma se relaciona com a hipótese de que a informação é inteiramente disponível e, uma maneira de prever o comportamento futuro dos preços dos ativos seria por meio da evolução do seu comportamento histórico.

⁷¹ Em termos de avaliação de investimento temos ainda que observar dois componentes principais sobre o seu valor: intangíveis + tangíveis. Neste caso pode-se afirmar que os resultados diferentes entre os retornos financeiros e os de mercado representam a “percepção” dos investidores em relação aos componentes intangíveis dos ativos.

⁷² Segundo Fama (1970) nesse tipo de mercado os preços sempre serão completamente refletidos pela informação disponível.

Segundo Francis (1972), os padrões de comportamento de mercado passados estarão sujeitos a novas ocorrências no futuro. Sob esse aspecto, são úteis para prever o comportamento de preços futuros.

Magee & Edwards (1966), por exemplo, resumiram em seis premissas o comportamento de preços de um ativo financeiro⁷³:

- a) O Valor de mercado é determinado inteiramente pela oferta e demanda;
- b) A oferta e a demanda dos títulos tendem a se movimentar segundo padrões de tendência que se mantêm durante um considerável período de tempo;
- c) Os preços dos títulos tendem a se movimentar segundo padrões de tendência que se mantêm durante um considerável período de tempo;
- d) As variações dessa tendência são ocasionadas por alterações na oferta e demanda;
- e) Essa mudança, não importa porque ocorre, pode ser detectada nos gráficos de comportamento;
- f) Certos gráficos tendem a se repetir.

A partir do levantamento dessas premissas, avaliamos como mercado eficiente, aquele em que o preço de mercado é uma estimativa não-tendenciosa do valor real do investimento⁷⁴. Existem algumas suposições importantes nessa definição:

⁷³ De acordo com a premissa de equivalência não existiria grandes oscilações entre os ativos financeiros e reais.

- a) A eficiência não exige que o valor de mercado seja igual ao valor real a cada instante. Como a informação se reflete imediatamente nos preços, os investidores só devem esperar obter uma taxa normal⁷⁵.
- b) Se os desvios dos preços dos ativos forem aleatórios, nenhum investidor será capaz utilizar estratégias que sub ou supervalorizam esse ativos. As empresas devem esperar receber o valor justo pelos títulos vendidos. Neste caso, “justo” significa o valor presente dos fluxos de caixas, descontados todos os direitos econômicos.
- c) Admiti-se também que não existam custos diferenciais de transação e de impostos.

Percebe-se que, em mercados eficientes, os preços dos ativos fornecem uma noção exata para a alocação de recursos, ou seja, as empresas podem tomar decisões com a finalidade de levantar recursos para a produção e investimento na melhor alternativa.

Baseando-se no modelo Arrow-Debreu, uma das condições para que o equilíbrio competitivo assegure a alocação ótima dos recursos é que os participantes dos mercados “compartilhem as mesmas informações”. A partir dessa característica, poder-se-ia incorporar a hipótese cujas informações disponíveis aos investimentos já refletiriam no preço dos ativos. Isso permite afirmar que mesmo os detentores de informações privilegiadas *inside information* seriam incapazes de ter melhor desempenho que o mercado.

⁷⁴ Para Ross et al. (1995), em mercados eficientes o valor de ativo será dado pela informação disponível a seu respeito e, em média um administrador de investimento não será capaz obter retornos anormais.

⁷⁵ A aleatoriedade implica que haveria probabilidade dos ativos estarem *sub* ou *supervalorizadas* em qualquer instante. Tudo o que se requer é que os erros não sejam de estimativas tendenciosas e que os desvios sejam aleatórios.

Vários outros autores têm considerado o mercado como eficiente sob essa perspectiva. Aliás, é a idéia fundamental de grande parte dos trabalhos empíricos, aqui observados, sobre a eficiência de mercado.

De acordo com Malkiel (1992), um mercado é considerado eficiente com relação ao conjunto de informações disponíveis, se o preço de um ativo não for afetado pela revelação de uma informação aos participantes do mercado. Esse autor ainda avalia que uma outra maneira de julgar o comportamento do mercado, é verificar a possibilidade de obtenção de lucros pela utilização dessa informação.

Na conceituação de Black (1971), um mercado perfeito para um ativo é aquele no qual não existem possibilidades de lucro pelas pessoas que detêm informações sobre uma empresa, ou aquele onde é difícil a obtenção de lucros mediante informações especiais, visto que os preços se ajustam à medida que as informações se tornam disponíveis.

Para Van Horne (1995), um mercado eficiente existe quando os preços dos ativos refletem o consenso geral sobre todas as informações disponíveis na economia, mercados financeiros e sobre uma empresa específica envolvida.

Nestes termos, a eficiência de mercado existia quando o preço do ativo flutuasse em torno do seu valor intrínseco, do qual novas informações poderiam provocar mudanças nesse valor.

Conforme Jensen (1978), o mercado é eficiente com respeito a um dado conjunto de informações θ_t , se for impossível obter o lucro econômico pela negociação com base no conjunto de informação θ_t . Entende-se como lucro econômico o retorno ajustado pelo risco, líquido de todos os custos.

A título de ilustração, “num mercado eficiente, esperaríamos que os preços das ações de uma empresa se elevassem, à medida que o desenvolvimento de um empreendimento com probabilidade de VPL positivo

fosse repercutindo através da informação ao mercado”⁷⁶. Desse modo, o valor de um ativo qualquer seguiria a trajetória percorrida conforme a linha vermelha da figura a seguir, ou seja, o preço se ajustaria imediatamente, refletindo por completo a nova informação. Qualquer trajetória diferenciada [reação retardada ou excessiva] induziria ao processo de arbitragem:

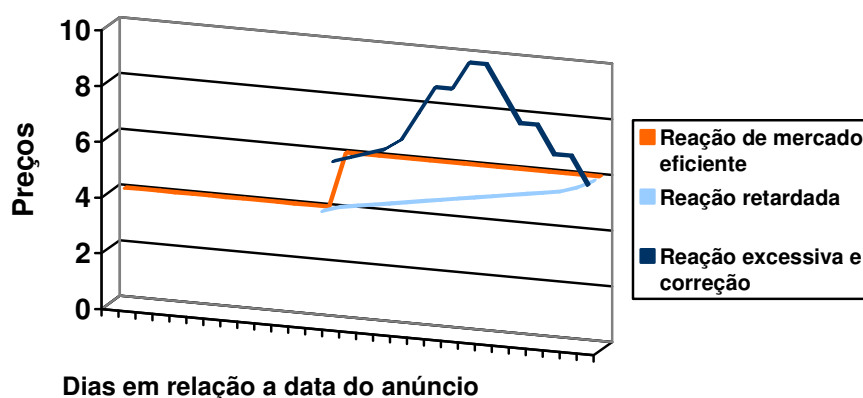


GRÁFICO 16 Reação do preço de um título a uma nova informação
Fonte: Ross et al. (2002).

Quando o mercado é eficiente não é possível auferir lucros extraordinários utilizando a informação, pois o preço já a incorporou. Um investidor deve esperar apenas o retorno exigido de equilíbrio num investimento qualquer, e uma empresa deve esperar pagar um custo de capital de equilíbrio.

Com esse pressuposto, acredita-se que o mercado reagisse instantaneamente de acordo com a informação disponível. Entretanto, há informações que podem afetar os preços das ações mais rapidamente de que outras informações.

⁷⁶ Esse exemplo é apresentado em Ross et al. (2002).

Isso denota a importância de compreender as questões para lidar com a velocidade distinta de cada reação. Os trabalhos empíricos apresentados por Roberts (1959) e, posteriormente por FAMA foram um dos primeiros a fornecerem categorias ou níveis de eficiência com base em quais informações estavam refletindo nos preços. O efeito desses subconjuntos nos preços será aqui examinado.

Em primeiro, na “forma fraca de eficiência” os preços correntes refletem informações contidas em todos os preços antigos, sugerindo que as técnicas que se utilizam de preços passados não seriam úteis para descobrir ativos subvalorizados. Desse modo, nenhum investidor poderia obter retornos em excesso através da análise de preços históricos dos ativos. As informações contidas nos preços do passado dos ativos não seriam úteis na obtenção de retornos extraordinários por parte de um investidor marginal.

Um argumento mais formal poderia ser expresso pela seguinte identidade:

$$P_t = P_{t-1} + \bar{X} + \mu_t \quad (16)$$

Em termos gerais, o modelo diz que o preço corrente P_t é função da soma do último preço observado P_{t-1} com o retorno esperado do ativo \bar{X} e um componente aleatório μ_t que ocorra no período considerado⁷⁷.

O último preço observado depende do intervalo de coleta de dados. O retorno esperado é em função do risco, e seria baseado em modelos de “risco, retorno”, e o componente aleatório de qualquer período é independente do componente aleatório de qualquer período anterior. Ou seja, esse componente

⁷⁷ O componente aleatório é devido nova informação a respeito da ação. Seu valor poderá ser positivo ou negativo, e terá média zero.

não pode ser previsto a partir dos preços históricos. Se os preços obedecerem à equação (16), dir-se-á que se comportam conforme um *random walk*⁷⁸.

A eficiência de forma fraca é o tipo menos exigente de eficiência que se pode esperar de um mercado financeiro, pois a informação se baseia somente em séries históricas. Como consequência, o preço de um ativo tende a obedecer a um padrão de comportamento cíclico. A esse respeito, os movimentos futuros do preço de um ativo podem ser previstos a partir dos movimentos passados. Qualquer outra informação poderia ser prejudicial⁷⁹.

Se fosse possível obter lucros extraordinários no curto prazo simplesmente pelo padrão de comportamento, todos o fariam, e qualquer lucro desaparecia através do efeito concorrencial. Quando as regularidades cíclicas são eliminadas, o que resta são as oscilações puramente aleatórias do modelo⁸⁰.

Na “forma semiforte de eficiência”, o preço corrente reflete não apenas as informações contidas nos preços passados, mas todas as informações públicas [incluindo demonstrativos financeiros e notícias da imprensa], e nenhuma abordagem que seja baseada em utilizar e tratar estas informações seria útil para descobrir ativos subvalorizados. Assim, nenhum investidor conseguiria lucros extraordinários com base em informações publicadas, pois os preços seriam ajustados simultaneamente devido às novas informações.

A principal distinção entre a eficiência na forma fraca e na semiforte é que essa requer não apenas que o mercado seja eficiente em dados históricos, mas também que toda informação disponível esteja refletida nos preços dos ativos.

⁷⁸ O *random walk* é uma condição no qual se supõe que o retorno dos ativos se distribua da mesma forma no tempo.

⁷⁹ Magee & Edwards (1966).

⁸⁰ É natural concluir, portanto, que se tais padrões existissem, as pessoas os encontrariam e deles se aproveitariam, e com isso fariam com que logo desaparecessem.

Na forma forte de eficiência, os preços correntes refletem todas as informações, tanto públicas quanto privadas, e nenhum investidor será capaz de identificar ativos subvalorizados. Alternativamente, seria razoável acreditar que, pela hipótese de eficiência forte não haveria a figura do *inside information*, pois um segredo sempre será revelado, antes mesmo de qualquer investidor tentar utilizá-lo estrategicamente.

Conforme argumentação de Fama (1970) uma condição prévia para a forma forte de eficiência de mercado seria que os custos de transação e os custos de obtenção de informações fossem nulos. De qualquer forma, mesmo em um tipo mais fraco e, economicamente mais sensível da hipótese de eficiência de mercado, deve-se estabelecer a hipótese de eficiência pelos quais, os preços reflitam as informações até o ponto onde o benefício de agir com a informação [ganho] não exceda os custos marginais⁸¹.

Nessas condições, Damodaran (2002a) avalia que um mercado eficiente traria implicações muito negativas para várias situações e estratégias de “investimento” que seriam tidas como garantidas. Por exemplo:

- a) Não fariam sentido pesquisas e avaliações do valor de mercado de uma empresa situada em uma determinada classe. Na melhor das hipóteses, os benefícios da coleta de informações cobririam os custos de se fazer a pesquisa.
- b) Quando os preços são transmitidos eficientemente através da informação, também não haveria benefício pela estratégia de negociação⁸². Assim, qualquer estratégia de investimento que

⁸¹ Mais detalhes ver Jensen (1978).

⁸² O comportamento oportunista ou interesse pessoal dos agentes (Williamson, 1985) também não afetaria o sistema de preços.

exigisse negociações freqüentes seria inferior àquelas que exigissem menos negociações.

Quanto à disponibilidade da análise, é possível avaliar o custo da informação através das três categorias citadas anteriormente: informações a respeito de preços históricos, informação publicamente disponível e informação totalmente disponível. A partir daí, teríamos uma relação valiosa entre o custo da informação⁸³, sua velocidade e sofisticação dos meios de obtenção, conforme o esquema no Quadro 4.

QUADRO 4 Relação entre o custo, a velocidade, a racionalidade e o benefício da informação.

Fatores/Eficiência	Forma Fraca	Semi-forte	Forte
Velocidade	<i>Baixa profusão</i>	<i>Média profusão</i>	<i>Elevada profusão</i>
Racionalidade	<i>Padronizado</i>	<i>Sofisticado</i>	<i>Alta sofisticação</i>
Custo da informação	<i>Baixo</i>	<i>Moderado</i>	<i>Elevado</i>

Fonte: elaborado pelo autor.

Poderia se esperar que em mercados eficientes na forma fraca, as informações sejam baratas e os padrões de comportamento existentes possam ser obtidos nas séries de preços. Na eficiência semiforte o raciocínio é mais sofisticado do que na forma fraca. Um investidor deve saber combinar conhecimentos de estatísticas, além de conhecer profundamente as peculiaridades de setores e empresas individuais, bem como os produtos e serviços. Além disso, a aquisição e o emprego de tais habilidades requerem uma maior estrutura sócio-técnica, como ocorrem nos mercados de capitais.

⁸³ Em um trecho de sua obra Alchian & Demsetz (1972), avaliam que uma empresa ao monitorar muitos recursos, faz uso de informações especialmente superiores sobre seus talentos produtivos com objetivo de atingir maior eficiência. Neste caso, seu objetivo era eficientemente diretivo. No entanto, essas informações privativas têm valor, pois pode ajudar na formação da melhor equipe de trabalho e na escolha de novos recursos produtivos.

Se os preços refletem todas as informações relevantes, tanto públicas quanto privadas, o mercado será eficiente na forma forte. Entretanto, é difícil acreditar que o mercado tenha capacidade de monitorar a informação ao ponto de impedir que alguém de posse de informação privilegiada correta e valiosa não possa tirar proveito de utilizá-la⁸⁴.

Para Fama, se considerarmos a existência do custo de informação positiva e do custo de transação, a hipótese de extrema eficiência seria certamente falsa. Apesar disso, a hipótese de eficiência de mercado continua sendo uma premissa fundamental para estabelecimento de várias teorias, modelos e/ou proposições na área financeira. A seguir iremos descrever um desses modelos.

2.3.2 Modelagem do risco⁸⁵ em condições de eficiência de mercado

Muitos investimentos no mundo real dos negócios têm seguindo as seguintes características⁸⁶: (1) a decisão de gastos e os desembolsos geralmente ocorrem seqüencialmente ao longo do tempo, (2) existe uma taxa máxima nos quais os gastos com implantação de um empreendimento podem proceder e (3) geralmente os “retornos” não acontecem antes da conclusão dos projetos.

Uma vez realizado o investimento raramente é reversível, e uma empresa de negócio deverá suportar as conseqüências desse investimento. As

⁸⁴ A idéia de que um sistema de preços economiza em informação de comunicação foi assunto de numerosos estudos teóricos. Hurwicz (1977), por exemplo, mostrou que sob certas condições, o anúncio pelos compradores e vendedores das quantidades de demanda e oferta para um leiloeiro hipotético de mercado e por um leiloeiro de preços sustentariam resultados eficientes de equilíbrio com um mínimo que quantidade necessária de comunicação. Essas conclusões são baseadas na hipótese em que todos os produtos são potencialmente úteis para todos os produtores e consumidores e todas as informações relevantes são considerados disponibilidades de recursos que pode ser refletidos nos preços.

⁸⁵ As principais referências históricas são: Luca Paccioli (1494) com a obra “*Summa de arithmetica, geometria et proportionalitã*”, de início a sistemática de probabilidade. Blaise Pascal & Pierre De Fermat (1654) apresentaram o que é conhecido hoje como triangulo de pascal. Daniel Bernoulli (1738) método para medir a preferência [utilidades decrescentes]. Para maiores detalhes sobre um levantamento histórico de risco veja: Bernstein (1997).

⁸⁶ Majd & Pindyck (1987).

razões para crer nisso estão relacionadas à capacidade dos dirigentes da empresa em prever, quantificar e assumir “riscos”. Em termos gerais, o risco deve sempre influenciar a evolução dos elementos determinantes da rentabilidade do investimento, pois, ao aplicar seus recursos, o investidor empregaria o seu capital sempre visando a um resultado probabilístico.

Quando se trata de um investimento no mercado financeiro, as aplicações são comumente feitas em títulos, certificados ou contratos cujos valores permitem a mensuração dos seus resultados.

Para se prever o retorno de um investimento nesse tipo de mercado, deve-se levar em conta a capacidade de estimar o valor final de um ativo em termos de “probabilidades objetivas”. Isso é possível, porque tais retornos se baseariam diretamente na frequência de experiências similares ou padrões históricos do fenômeno observado.

Já em investimentos reais, na maioria dos casos, não existem experiências anteriores que pudessem auxiliar na medição da probabilidade. Nessa situação seriam necessárias medidas de probabilidade mais subjetivas. Para Pindyck & Rubinfeld (2002), a “probabilidade subjetiva” baseia-se na percepção de um determinado resultado que poderá vir a ocorrer. Assim sendo, diferentes investidores podem atribuir diferentes probabilidades a diferentes resultados, fazendo, portanto, escolhas distintas.

Mas, independente da natureza da probabilidade, tanto em investimentos financeiros quanto em ativos reais, esta constitui um importante instrumento que auxiliaria na tomada de decisão em condições de risco.

Observa-se, também, que para determinar um futuro probabilisticamente é preciso entender uma situação em os gestores ou investidores serão capazes de associar distribuições de probabilidades⁸⁷ aos diversos parâmetros de cálculo do

⁸⁷ Aplicações e fundamentos mais avançados de probabilidade vão além deste texto. Para maiores detalhes ver, por exemplo: Meyer (2000). Para um levantamento histórico de o risco veja, por exemplo: Bernstein (1997).

investimento (Galesne et., 1999). Para tanto, as duas medidas mais utilizadas nesse tipo de avaliação são “valor esperado” e a “variância”.

O retorno quando tratado em forma de probabilidade representa uma variação positiva ou negativa do valor de um determinado ativo. Por exemplo, para títulos ou ações geralmente se calcula a soma de seus proventos mais variação no preço em relação ao preço inicial. A representação formal desse cálculo tem sido desde Fama (1976), conforme a seguir:

$$Rn_{jt} = \frac{d_{jt} + (P_{j,t} - P_{j,t-1})}{P_{j,t}} = \frac{d_{jt}}{P_{j,t-1}} + \frac{(P_{jt} - P_{j,t-1})}{P_{j,t-1}} \quad (17)$$

Onde as variáveis da identidade são:

- Rn_{jt} = retorno nominal do título j durante o tempo t
- d_{jt} = dividendo por título da empresa j distribuído em t
- $P_{j,t-1}$ = preço por título da empresa j em t-1
- $P_{j,t}$ = preço por título da empresa j em t

No caso em que a ocorrência inflacionária tenha afetado os retornos no período observado, a melhor alternativa seria obter retornos deflacionados por meio da seguinte identidade (Leite & Sanvicente, 1995):

$$R_{it} = \left\{ \left[\frac{(1 + Rn_{it})}{(1 + I_t)} \right] - 1 \right\} \quad (18)$$

Onde:

- R_{jt} = retorno real do título j durante o período t
- Rn_{jt} = retorno nominal do ação j durante o período t
- I_t = inflação durante o período t

Em condições de certeza, o retorno de um ativo poderia ser expresso simplesmente pela fórmula (17). Entretanto, quando os resultados são incertos, algumas considerações acerca dos possíveis resultados futuros, se tornam necessárias. Devemos admitir, inicialmente, o uso de uma medida de posição. Neste caso, a esperança matemática seria a medida mais apropriada. Geralmente esse valor esperado é expresso pela média aritmética dos retornos históricos $[E(R)]$.

Uma maior complexidade está na mensuração do risco. Quando este é inerente a mercados financeiros normalmente será associado a uma medida de dispersão dos “retornos históricos” de um investimento. Ou, simplesmente um desvio em torno da expectativa de retorno.

Segundo Copeland & Weston (1992), existiriam cinco medidas de dispersão que poderiam representar o risco:

- a) **Intervalo** [*range*]: equivale à diferença entre o valor mais alto e valor mais baixo dos retornos passados. Para os autores, trata-se de uma medida estatística pobre em função de se tornar maior à medida que o tamanho da amostra aumenta.

$$\text{Intervalo} = R_{\text{Maior}} - R_{\text{Menor}}$$

- b) **Intervalo semi-interquartil** [*seminterquartile range*]: é a medida da diferença entre o terceiro e o segundo quartil, dividida

por dois. Como cada quartil engloba cerca de [25%] das observações, o intervalo semi-interquartil também englobaria [25%] das observações. Essa medida estatística é frequentemente usada quando a variância da distribuição não existe, apontam os mesmos autores.

$$Intervalo_{STQ} = \frac{Quartil_3 - Quartil_2}{2}$$

- **Variância** [*variance*]: representa a medida estatística mais frequentemente utilizada para medir a dispersão de uma distribuição. É definida como a esperança das diferenças em torno da média ao quadrado.

$$Variância = E\{[R_i - E(R)]^2\}$$

- **Desvio Padrão** [*standard deviation*]: pelo fato de que a variância representa uma grandeza ao quadrado, a sua interpretação em determinados casos pode não ser adequadamente compreendida. O mais usual, é a sua substituição pela sua raiz quadrada ou desvio padrão (σ).

$$\sigma(R) = \sqrt{var(R)}$$

- **Semi-variância** [*semivariance*]: Copeland & Weston (1992) observam que apesar da variância [ou desvio-padrão] ser a principal medida de risco utilizada em finanças, uma dos seus principais

problemas consistem no fato de dar pesos iguais para as possibilidades de fracasso ou sucesso. Entretanto, os investidores avessos a riscos estariam mais interessados ao caráter não desejado dos resultados. Nestes termos, a semi-variância poderá expressar estatisticamente o risco de queda, sendo definida como a diferença em torno da média ao quadrado, para valores abaixo da média:

$$\text{Semi var} = E[(Z_i)^2]$$

Onde, $Z_i = R_i - E(R)$, se $R_i < E(R)$

$Z_i = 0$, se $R_i \geq E(R)$

- **Desvio médio absoluto** [*mean absolute deviation*]: a fórmula da variância nos diz que é preciso elevar ao quadrado a subtração entre os retornos individuais e o retorno médio. Isso aumenta o peso atribuído a observações extremas. Uma forma de evitar essa dificuldade seria a utilização do desvio médio absoluto, representado pelo valor esperado do módulo das diferenças em relação à média, ou seja:

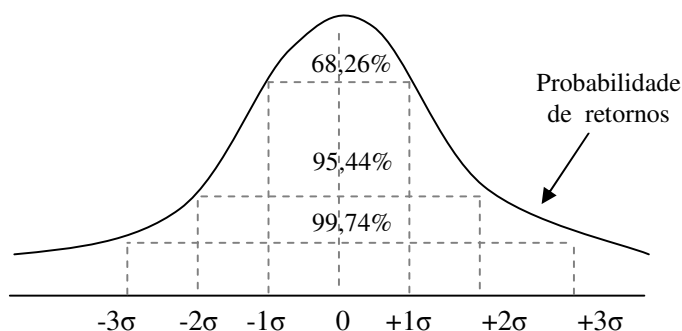
$$DMA = E[|R_i - E(R)|]$$

Segundo Ross et al. (2002), não há definição universalmente aceita de risco. Uma das maneiras de pensar a respeito do risco no mercado financeiro é em termos de “grau de dispersão”. Entretanto, das medidas anteriores, as principais medidas utilizadas no mercado são a “variância” e “desvio padrão”.

Em avaliação de investimento, caberia a seguinte interpretação: “se uma distribuição apresentar muito grande, os retornos serão muito incertos. Por outro lado, se a distância entre a média é concentrada, os retornos serão menos incertos”.

Quando os retornos são providos de séries de períodos extramente longos, possivelmente uma melhor estimativa de risco poderia ser feita com base em uma distribuição normal. Assim sendo, quanto maior a aproximação da distribuição amostral com a verdadeira distribuição, maior será a aferição probabilística.

De forma representativa, se a estatística de retornos de um ativo qualquer apresentasse uma distribuição normal, teríamos as seguintes probabilidades de ocorrência dos retornos esperados:



Em termos de distribuição normal, haverá uma probabilidade de [68,26%] de que uma taxa de retorno fique a menos de um desvio padrão da média, [95,44%] que fique a menos dois desvios e [99,74%] que fique a três desvios da média.

Ross et al. (2002), por sua vez ressaltam sobre um ponto fundamental na mensuração tanto do risco quanto do retorno esperado. Ou seja, se um investidor qualquer possui apenas um título ou investimento, deve-se usar como

medida de rentabilidade o retorno esperado. Sendo que, o desvio-padrão e a variância seriam, também, as medidas apropriadas para medir o risco.

Quando se trata de portfólio, um investidor irá se preocupar com a “contribuição” de cada título ao retorno esperado da carteira. Ocorre que o retorno esperado seria a medida correta da contribuição do título ao retorno esperado da carteira. Todavia, nem a variância, nem o desvio padrão dos retornos do título seriam medidas apropriadas da contribuição do título ao risco de uma carteira. A medida de sensibilidade mais adequada seria então o coeficiente Beta (β).

A partir dessa análise, se considerarmos que o risco é uma medida probabilística da incerteza ao longo do tempo, que qualquer projeto de investimento pode ser comparado a outro projeto com risco semelhante e, que os investidores querem ser remunerados de acordo com o risco assumido, poderíamos utilizar tais suposições para determinar o custo de oportunidade do capital e transportar fluxos de caixas futuros no momento da decisão de investir (Gonçalves Jr., 2003). Aliás, isso se constitui uma das principais práticas de finanças corporativa.

Na verdade, toda essa discussão perpassa pelo processo de criação de valor para os investidores. Trata-se aqui, na geração de retornos sobre o capital investido que excedam a uma taxa de corte, ou custo do respectivo capital. Sem entrar em detalhes mais específicos sobre as estimativas do custo de capital, devemos inicialmente compreender as seguintes situações⁸⁸:

- a) O custo de capital é um custo de oportunidade que reflete os retornos dos investidores. Assim, ele é baseado em retornos esperados, e não em retornos históricos;

⁸⁸ Young & O’Byrne (2003)

- b) O componente risco é crucial para que se entendam as dimensões de volatilidade desse custo e como isso poderia estar afetando nas decisões de investimento;
- c) Uma vez que existem diferentes fontes de financiamento à empresa ou projetos, pressupõe-se também riscos distintos para cada tipo de investidores.

Supõe-se, nesse sentido, que os retornos que os investidores exigiriam para comprar ações de uma empresa são maiores do que eles exigiriam para emprestar dinheiro, em consequência do risco. Essa relação formal freqüentemente é traduzida pelo Custo Médio Ponderado de Capital, k_0^* , conforme foi apresentado pela equação (15).

Em termos práticos, para cálculo desse custo, ajustado ao negócio, é necessário conhecer suas principais variáveis:

- a) Volume da dívida junto a credores em relação à estrutura de capital, valorado à mercado;
- b) Montante de capital próprio em relação à estrutura de capital, valorado à mercado;
- c) Custo da dívida com credores;
- d) Alíquota de imposto de renda;
- e) Custo de capital próprio.

Dentre as cinco variáveis necessárias para o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital, o maior obstáculo é a identificação do custo do capital dos acionistas. No nível mais simples, o custo do capital próprio é o retorno que os investidores exigem para investir. Porém, estaríamos diante do principal

problema de avaliação de empresas, ou seja, não se pode observar diretamente esse retorno exigido.

Um dos motivos, conforme aponta Young & O'byrne (2003) é que as grandes Companhias abertas possuem centenas de milhares de acionistas. Daí, mesmo que fosse possível perguntar a todos, poderia não haver uma resposta concreta sobre os preços, ou alguma discrepância em relação aos fundamentos econômicos. Desse modo, uma solução mais plausível seria pela observação do comportamento do mercado de capitais.

Em termos de fundamentações, segundo Damodaran (2002b) a maior parte dos modelos de “risco-retorno” utilizados na mensuração do custo do capital próprio, tem contemplado inicialmente as seguintes premissas a seguir:

- a) Em primeiro, o risco viria da distribuição de retornos reais em relação ao retorno esperado;
- b) Em segundo, o risco seria mensurado a partir da perspectiva de um investidor marginal bem diversificado⁸⁹.

Contudo, os modelos existentes geralmente se divergem na forma de mensurar o risco de mercado ou não-diversificável. Segundo Damodaran (2002a) existem pelo menos quatro modelos que são utilizados na mensuração do risco, são eles: (1) o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM), (2) *Arbitragem Pricing Model* (APM), (3) o modelo multifatorial e (4) o modelo de regressão. Em nosso trabalho preocupamos em descrever apenas o CAPM.

⁸⁹ Conforme conclusões expressas por Markowitz (1952) um investidor, ao analisar um ativo, não estaria preocupado com o seu risco individual, mas, sim, na contribuição ao risco total do portfólio implicariam na idéia de diversificação. Este pensamento seria, até então, contestado por teóricos como o próprio Keynes *apud* Bernstein (1992).

2.3.2.1 Modelo de precificação de ativos de capital

Seus principais autores Markowitz (1952) e Sharpe (1964) utilizaram-se da relação risco-retorno para desenvolver um dos mais clássicos modelos usados em finanças, também conhecido como *Capital Asset Pricing Model*, o CAPM.

Segundo esse modelo, em mercados racionais, haveria uma relação linear entre o risco e o retorno de um ativo. Considerando que o principal pressuposto de racionalidade é a existência de “mercados eficientes”, a partir do CAPM tornou-se possível estabelecer estimativas de retorno de um ativo, levando em conta uma taxa livre de risco mais um *spread* pelo risco corrido.

A principal medida para cálculo desse *spread* [diferenças entre a expectativa de retorno do mercado e a taxa livre de risco] seria o *quociente beta* [β] que equivale à diferença entre a expectativa de retorno oferecida entre os retornos do ativo e do mercado pela variância dos retornos do mercado:

$$\beta_i = \frac{Cov(R_i, R_M)}{\sigma^2(R_M)} \quad (19)$$

Onde, $\sigma^2(R_M)$ corresponde à variância do retorno do mercado e $Cov(R_i, R_M)$ à covariância entre o retorno do ativo e a carteira de mercado. Conforme observa Ross et al. (2002), embora a covariância, $Cov(R_i, R_M)$, possa ser utilizada como medida da contribuição do ativo i ao risco da carteira de mercado, o coeficiente *beta* é utilizado com muito mais frequência. A intuição básica por trás desse coeficiente, o caracteriza como a medida da sensibilidade de uma variação do retorno de um ativo individual à variação da carteira de mercado.

Dentre as várias premissas do modelo, Young & O’Byrne (2003) avaliam como mais relevantes para o comportamento de investimento as duas

principais: (1) que os investidores são avessos a riscos e (2) que eles escolhem a diversificação.

Avaliando sobre algumas referências anteriores, observa-se também que o seu construto foi seguindo algumas abordagens iniciais, tais como:

- Modelo de mercado. A partir das evidências apresentadas por Harry Markowitz para otimização de portfólios que implicariam no cálculo das covariâncias entre os pares de ativos, observou-se que para n ações, um total de $n(n-1)/2$ covariâncias precisaria ser calculado.

De modo geral, essas dificuldades apresentadas nos trabalhos introdutórios de Markowitz seriam amenizadas por William Sharpe. Seus esforços iniciais concentraram-se na apresentação de alternativas às dificuldades de cálculo das covariâncias segundo a Teoria do Portfólio.

No ano de 1963, Sharpe propusera que os retornos de todas as ações fossem relacionados a um índice, “ao qual a grande maioria delas está correlacionada”. O modelo resultante conhecido como modelo do índice único [*single index model*] teria, conforme o próprio Sharpe, duas virtudes: seria um dos mais simples que poderiam ser construídos e existiria uma considerável evidência de que ele capturaria a maior parte das inter-relações entre ativos. Sendo, por princípio, um indicador do mercado [*market model*].

De acordo com o próprio Sharpe, no desenvolvimento do modelo de mercado, o risco de um ativo poderia ser decomposto em dois tipos: risco sistemático, ou de mercado e risco específico do ativo, ou diversificável. Sem maiores detalhes sob os efeitos da diversificação, poder-se-ia afirmar que à medida que a diversificação cresce, o risco diversificável se anularia⁹⁰. Nestes

⁹⁰ Ver por exemplo, Ross, et al. (1985), Statman (1987).

termos, um investidor avesso a risco, deveria preocupar-se apenas com aquela parte do risco que não se pode livrar por meio de diversificação.

Seguindo a mesma direção, em um importante trabalho sobre o comportamento das ações, Fama (1965) apresentou os resultados da diversificação numa carteira composta por 50 ações escolhidas aleatoriamente. Por meio de suas evidências, ele pôde constatar que, à medida que o número de ativos na carteira aumenta, ocorre uma redução no risco do conjunto, conforme ilustrado na Figura 4.

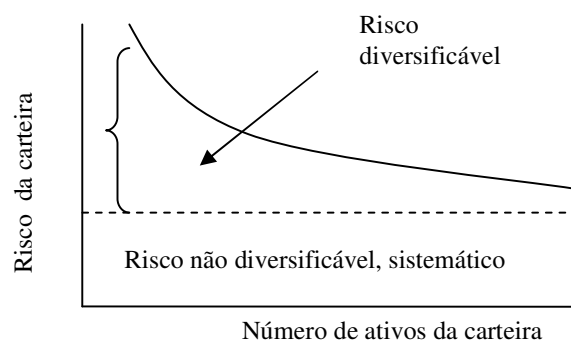


FIGURA 4 Tipos de riscos.

É interessante observar que para um investidor que escolhe uma carteira diversificada, o risco total de um único ativo não seria importante. Deve-se levar em conta, alternativamente, apenas a contribuição desse ativo ao risco do portfólio⁹¹. Todavia, diante de qualquer argumento intuitivo quanto ao aumento indiscriminado da diversificação, a partir do comportamento de um investidor marginal, é bastante frágil a hipótese de custo de transação zero. Ou seja, existe

⁹¹ De acordo com Markowitz (1952), ao se analisar um determinado ativo, um investidor deveria preocupar-se não só com o risco do ativo individual, mas, sim com a sua contribuição ao risco total da carteira.

um número ideal de ativos para se atingir a diversificação ótima que estaria relacionada aos custos e os benefícios dessa diversificação.

Quando se trata de ativos reais, seria razoável também imaginar que esse tema fosse tratado com maior cautela, pois, mesmo que existissem lastros em títulos, os ativos reais não poderiam ser infinitamente indivisíveis conforme premissa adotada por Markowitz (1952), comprometendo, assim, a premissa de custos de transação irrelevantes.

Agora, seguindo as discussões intrínsecas do modelo, outro aspecto relevante ao seu desenvolvimento foi a introdução de um ativo livre de risco nas oportunidades de investimento, por meio das contribuições Tobin (1958) *apud* Bernstein (1992).

A princípio, todo ativo [a exceção do dinheiro – líquido por natureza] possui certo grau de risco, mesmo que mínimo. Contudo, uma aproximação teórica de ativo de retorno certo se dá por meio de um título de renda fixa que não apresenta possibilidades de inadimplência.

Haveria, no entanto, outras questões que precisariam ser observadas a respeito das condições da taxa livre de risco. Na verdade, do ponto de vista teórico, seriam duas as principais premissas observadas:

- a) Em primeiro lugar, não poderia haver *risco de inadimplência*. Tal referência implicaria na comparação de títulos, geralmente emitidos pelo governo;
- b) Em segundo, não poderia haver *incerteza a respeito das taxas de reinvestimento*, o que implica na não-ocorrência de fluxos de caixa intermediários.

Conseqüentemente, um investimento livre de risco é aquele em que um investidor tem total certeza sobre os retornos esperados. Portanto, a taxa de risco

zero é a taxa de governo de cupom zero, em combinação com o horizonte de tempo do fluxo de caixa em questão (Damodaran, 2002b).

Tobin (1958) ressaltou a importância do ativo livre de risco no processo de escolha do investidor. A taxa de juros deveria representar um prêmio pelo risco corrido e não apenas uma recompensa pelo não consumo. A depender do grau de aversão ao risco de um investidor, este poderia dividir seus investimentos, aplicando-os à taxa livre de risco e/ou num conjunto otimizado de ativos com risco, conforme Markowitz havia demonstrado.

- **Linha de mercado de títulos.** Dos trabalhos de Markowitz (1952) e Tobin (1958), Sharpe (1964)⁹² extraiu-se um conceito extramente importante. O de que deveria existir um equilíbrio entre os preços dos ativos no mercado de capitais:

No equilíbrio, os preços dos ativos são ajustados de tal forma, que o investidor que segue princípios racionais [primeiramente o de diversificação] será capaz de alcançar qualquer ponto desejado através da linha do mercado de capitais [*security market line*].

Ele somente pode obter uma maior taxa esperada de retorno correndo riscos adicionais. Nesse aspecto, o mercado apresenta para ele dois preços: o preço do tempo, ou a taxa pura de juros [...], e o preço do risco, o retorno esperado adicional por unidade de risco corrido (Sharpe, 1964). Na formulação desse modelo, foram então acrescentadas algumas premissas às de Markowitz.

⁹² Este é justamente o maior trabalho de Sharpe intitulado: *Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk* que juntamente com os trabalhos *The valuation of risk assets and the selection of risk investments in stock portfolios and capital budgets* e *maximal gains from diversification* de John Lintner e *Equilibrium in a capital asset market* de Jan Mossin formaram a base teórica do CAPM.

Premissas iniciais de Markowitz segundo Sanvicente & Mellagi Filho (1988):

- a) Os investidores avaliam portfólios apenas com base no valor esperado e na variância [ou o desvio padrão] das taxa de retorno sobre o horizonte de um período.
- b) Os investidores nunca estão satisfeitos. Quando postos a escolher entre dois portfólios de mesmo risco, sempre escolherão o de maior retorno.
- c) Os investidores são avessos ao risco. Quando postos a escolher entre dois portfólios de mesmo retorno, sempre escolherão o de menor risco.
- d) Os ativos individuais são infinitamente divisíveis, significando que um investidor pode comprar a fração de ação, se assim desejar.
- e) Existe uma taxa livre de risco, na qual um investidor pode, tanto emprestar, quanto tomar emprestado.
- f) Custos de transação são irrelevantes.
- g) Os investidores estão de acordo quanto à distribuição de probabilidade das taxas de retornos dos ativos, o que assegura a existência de um único conjunto de carteiras eficientes.

Premissas acrescentadas a partir das de Markowitz conforme Sharpe (1995):

- a) Todos os investidores possuem o mesmo horizonte de um período;
- b) A taxa livre de risco é a mesma para todos os investidores;
- c) A informação é livre e instantaneamente disponível para todos os investidores;

- d) Investidores têm expectativas homogêneas, ou seja, supõe-se que todos os investidores possuem as mesmas estimativas de retornos, variâncias e covariâncias.

Isso vem a ser uma hipótese simplificadora e verdadeiramente útil. Em outras palavras, o CAPM reduz o processo de avaliação de investimento a um caso extremo, em que todos possuem a mesma informação e concordam sobre as perspectivas futuras de retorno. Neste caso, os analistas de mercado estariam supondo que “todos” os investidores possuem as mesmas estimativas de retorno esperados, variâncias e covariâncias. Embora isso nunca possa ser verdadeiro, implicitamente, significaria que o mercado processaria informações da mesma forma.

Para tanto, os mercados de ativos seriam perfeitos, significando a não existência de atritos que venham impedir investimentos. Alternativamente, sob certas condições, as principais restrições seriam a divisibilidade finita, os impostos, os custos de transação, os custos de obtenção de informações e os diferentes níveis de taxas livres de risco.

Como o próprio Sharpe (1964) havia mencionado, não seria necessário afirmar que tais considerações são altamente restritivas e, sem dúvida podem ser consideradas irreais. Por outro lado, um modelo requer simplificações de tal maneira que possa abstrair toda a complexidade da situação concentrando-se, apenas, nos elementos mais importantes.

A forma que isso venha a ser alcançado requer o estabelecimento de certas restrições sobre a realidade que precisam ser simples para poder providenciar o grau de abstração que leve ao sucesso no desenvolvimento do modelo (Bruni, 1998).

Nestes termos, de acordo com a razoabilidade das premissas assumidas por Sharpe (1964), o caminho até o seu modelo partiria das seguintes questões e pressupostos:

- a) Assumindo o papel da moderna teoria de portfólios, verificar-se-ia inicialmente a existência de uma fronteira eficiente para portfólios composto exclusivamente por ativos com riscos;
- b) Com a introdução do ativo livre de risco tornar-se-ia possível que o investidor possa dividir seus ativos em arriscados e não arriscados;
- c) Existindo concordância completa [princípio da racionalidade do investimento] dos investidores sobre os retornos esperados dos ativos, suas variâncias [ou desvios padrões] e covariância, e com relação ao nível da taxa de risco, todos obteriam o equilíbrio no mesmo portfólio de tangência à fronteira eficiente⁹³. Em outras palavras, a combinação de ativos com risco para todos os investidores seria a mesma;
- d) O grau de aversão ao risco de cada investidor o levaria a colocar mais ou menos parcelas de seus recursos no ativo livre de risco⁹⁴.

A despeito da possibilidade de formação de uma carteira de ativos constando ativos com risco, juntamente com a possibilidade de emprestar e

⁹³ De acordo com a teoria do portfólio a representação gráfica em um plano de risco e retorno, das carteiras possíveis de serem formadas forma uma hipérbole, onde a parte superior apresenta uma relação risco *versus* retorno. A fronteira eficiente representa o conjunto de todas as carteiras que apresentam uma relação ótima entre retorno e risco, estando sujeitas as seguintes restrições: (a) dado um nível de risco, não existe carteira com maior retorno, (b) dado um nível de retorno, não existe carteira com menor risco. Ver por exemplo Ross et. al. (1995).

⁹⁴ O comportamento de aversão ao risco poder ser definido de muitas maneiras, entretanto preferimos seguir o pensamento de Ross et al. (1995): “uma aposta justa é aquela com retorno esperado igual a zero; um investidor com aversão ao risco preferirá evitar apostas justas”.

tomar emprestado, será estabelecida pelo o que os economistas têm nomeado de Princípio de Separação⁹⁵. Ou seja, o investidor toma duas decisões separadas⁹⁶.

Em palavras de Shaper (1964): “Tobin (1958) mostrou que, sob certas condições, o modelo de Markowitz (1952) implica em que o processo de seleção de investimentos possa ser dividido em duas fases: primeiro, a escolha de uma única combinação ótima de ativos com risco; e segundo, uma escolha separada a respeito da alocação de fundos entre a combinação de ativos com risco e o ativo livre de risco”.

Supõe-se a partir daí que, após estimar os retornos esperados e as variâncias dos títulos individuais entre os pares de títulos, um investidor racional calculasse o conjunto eficiente de ativos com risco determinando a tangente entre o ativo livre de risco e o conjunto de ativos com risco.

Este ponto corresponde à carteira que será mantida pelo investidor e é determinada mediante suas estimativas de retorno, variâncias e covariâncias. Todavia, de acordo com Ross et al. (2002) nenhuma característica pessoal como seu grau de aversão ao risco, é necessária nesta primeira etapa⁹⁷.

Em uma segunda etapa, o investidor precisará determinar como combinará sua carteira de ativos com risco, e sem risco. Poderia investir parte de seus fundos no ativo sem risco, e outra parte em uma porção de ativos com risco. Ao final, acabaria num ponto da reta entre o ativo livre de risco e o ativo, ou portfólio com risco.

Alternativamente, poder-se-ia tomar emprestado a uma taxa livre de risco e contribuir também com recursos próprios, investindo todo seu dinheiro

⁹⁵ Em finanças existem outros teoremas de separação, como o teorema de Fisher, que descreve que, em mercados de capitais perfeitos, a decisão de produção é governada unicamente por um critério objetivo de mercado, sem relação com as preferências dos indivíduos que influem nas suas decisões de consumo (Copeland & Weston, 1992).

⁹⁶ Este teorema de separação foi primeiramente mencionado por Tobin (1958).

⁹⁷ A combinação ótima de ativos com risco para um investidor pode ser determinada sem qualquer conhecimento das preferências do investidor entre risco e retorno (Sharpe et al., 1995).

em um ativo com risco. Nessa hipótese, acabaria num ponto à direita do ativo ou portfólio de risco. Portanto, conclui-se que sua posição no ativo sem risco, ou a escolha do ponto da reta no qual deseja ficar seria determinada pela sua capacidade de assumir riscos (Ross et al., 2002).

Faz-se necessário ressaltar que a melhor relação possível será obtida no ponto de tangência entre a taxa livre de risco [Rf] e a fronteira eficiente, conforme Gráfico 17.

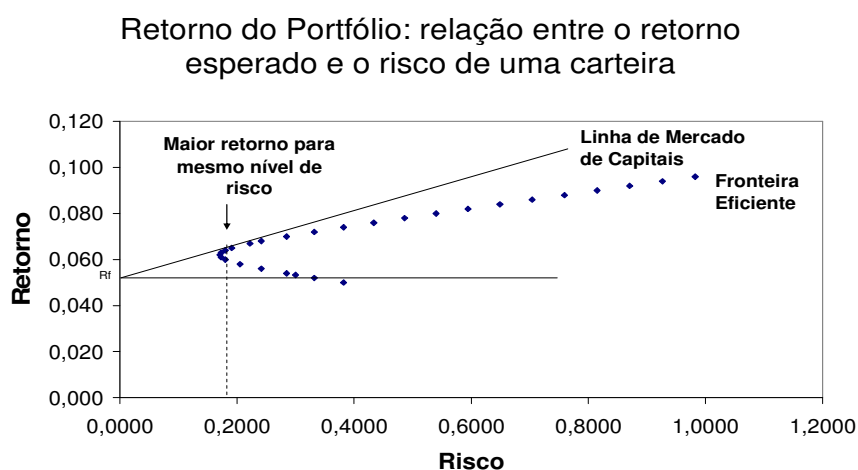


GRÁFICO 17 Retorno do portfólio: relação entre o retorno esperado e o risco de uma carteira.

O portfólio situado no ponto de tangência representaria o equilíbrio resultante da combinação de todos os ativos com risco, sendo, normalmente, denominada a carteira de mercado. Segundo Sharpe et al. (1995) a carteira de mercado é formada por todos os ativos onde a proporção investida em cada ativo corresponde ao seu valor relativo de mercado, por sua vez igual ao valor agregado de mercado do ativo, dividido para todos os ativos.

Tipicamente, o funcionamento dessa abordagem se daria em um mercado onde as expectativas fossem homogêneas, no qual todos os investidores

concordariam com a mesma carteira de ativos com risco. Entretanto, para determinação dessa carteira existe um problema de representatividade, visto que, de acordo com Sanvicente & Mellagi Filho (1988) a carteira de mercado deve incluir ações, debêntures, imóveis, objetos de arte, mercadoria, e assim por diante. Nestes termos, é possível concluir que a formação dessa carteira teórica é difícil, se não impossível⁹⁸.

Agora, se por um lado a mensuração desse tipo de carteira torna-se praticamente inviável, pelo fato de que muitos ativos com risco não serem negociados com frequência, por outro, o mercado tem encontrado uma saída com utilização de *proxies* por meio de índices amplos de mercado, como o Standard & Poor's (S&P) e o IBOVESPA.

Por meio da equação matemática do CAPM, a taxa de retorno esperada de um ativo estaria relacionada com a taxa de retorno livre de risco mais um prêmio de risco. Por sua vez, seria ajustado à divisão da covariância entre os retornos do ativo e do mercado, dividida pela variância dos retornos do mercado e, posteriormente, multiplicado pela diferença entre a taxa de retorno esperada do mercado e o retorno do ativo livre de risco:

$$E(R_i) = R_f + \beta_{i,m} \times [E(R_m) - R_f] \quad (20)$$

Onde:

- $E(R_i)$ = retorno esperado do ativo
- R_f = retorno livre de risco
- $\beta_{i,m}$ = beta do ativo (em relação ao mercado M)
- $E(R_m)$ = retorno esperado do mercado,

⁹⁸ Ver Roll (1977) e Bruni (1998).

A noção simplificadora do modelo, estabelece que os ativos estariam dispostos sobre uma linha reta num gráfico, $\beta \times$ Retorno, chamada de Linha do Mercado de Títulos ou comumente conhecida como SML - *Security Market Line*.

Conceitualmente, a SML é uma linha reta que cruza o eixo Y no intercepto R_f ou *Risk Free*. Neste caso, o R_f representa o retorno sobre um ativo livre de risco. A linha que liga o R_f ao ponto Retorno da Carteira de Mercado, $E(R_m)$, define a SML (Gonçalves, 2003).

Seguindo as noções originais expressa por Sharpe (1964), pode-se observar que no equilíbrio, os preços dos ativos são ajustados para o investidor, de maneira que, se ele segue princípios racionais, é possível atingir qualquer ponto ao longo da linha de mercado de capitais. No tocante ao risco, ele pode obter uma taxa esperada de retorno maior nos seus investimentos, apenas se correr maiores riscos. Como efeito, o mercado apresentará a ele dois preços: o preço pelo tempo, ou **taxa pura de juros e o preço pelo risco**, ou retorno adicional esperado por unidade de risco corrida.

Para poder expressar a relação entre o risco e o retorno de ativos individuais, é necessário considerar-se não o risco total, mas, sim, o seu risco sistemático, diversificável. Nestes termos, a relação entre o risco sistemático e retornos esperados de ativos individuais pode ser representada no Gráfico 18.

Grosso modo, pode-se pensar que um investidor só aplica em ativo com risco se seu retorno esperado for suficientemente elevado para compensar o risco. No equilíbrio, com todos os investidores agindo dessa forma e esgotado as possibilidades de arbitragem, tende a ocorrer uma relação linear entre o retorno esperado e o risco.

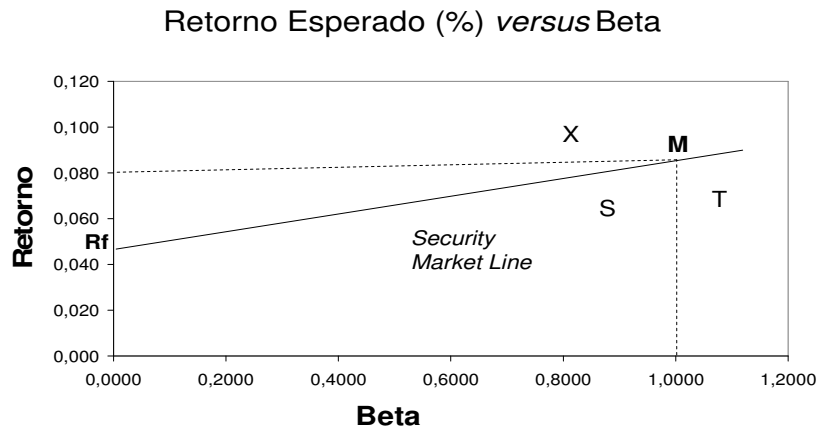


GRÁFICO 18 Retorno esperado (%) versus Beta

Assume-se, nesse sentido, que os ativos com maior retorno acabam sendo os de maior risco. Caso surja um ativo de risco relativamente baixo, é natural que a demanda por esse título aumente, ocasionando em um aumento do preço de mercado, e seu retorno em contrapartida irá diminuir até um patamar de equilíbrio. Por outro lado, se um ativo estiver relativamente alto esgotado as possibilidades de riscos, o preço desse ativo tende a cair e seu retorno a aumentar até o equilíbrio. Claramente, o risco é sistemático e não-diversificável, pois independe da atuação individual dos agentes econômicos (Mellagi Filho & Ishikawa, 2003).

De acordo com Sharpe (1964), embora a teoria afirme que apenas as taxas de retorno de combinações eficientes estejam perfeitamente correlacionadas, deve-se esperar que isso ocorra devido a suas dependências comuns, em relação ao nível geral de atividade econômica. Sendo assim, a diversificação permite reduzir os riscos, exceto os resultantes de alterações na atividade econômica – este tipo de risco permanece mesmo em combinações

eficientes⁹⁹. Para os ativos que não são afetados por mudanças na atividade econômica apresentarão retornos iguais à taxa livre de risco. Logo, para aqueles que se movem junto a atividade econômica irão prometer, apropriadamente, maiores taxas esperadas de retorno.

Resumidamente, a linha ascendente do gráfico anterior denominada linha de mercado de títulos (SML) está positivamente associada ao beta. Neste caso, consideramos uma situação em que (1) os indivíduos possuem expectativas homogêneas e (2) podem tomar empréstados a uma taxa livre de risco; todos os indivíduos deterão a carteira de mercado de títulos com risco. A partir dessas hipóteses, seis aspectos importantes podem ser associados à SML¹⁰⁰:

- a) **Um beta igual a zero.** O índice beta é uma medida da extensão pelos quais os retornos de uma determinada ação movem-se em relação ao mercado de ações, neste caso, a tendência de uma ação será mover-se com o mercado (Weston & Brigham, 2000). Ao contrário, o retorno esperado de um título com beta igual a zero será dado pela taxa livre de risco, R_f . Como um ativo com beta nulo não possui risco relevante, seu retorno esperado só pode ser igual ao do ativo sem risco.
- b) **Um beta igual a um.** Uma de suas principais propriedades úteis desse índice é de representar a soma de todos os títulos, quando ponderado pela proporção entre o valor de mercado de cada título e a da carteira de mercado. Em vista disso, pelo valor de mercado o beta da carteira de mercado será igual a 1. Quando o beta é maior do que 1 este ativo ou ação é chamada de agressiva. Já quando o beta é menor do que 1, a ação ou ativo é dito como defensivo.

⁹⁹ Para uma carteira bem diversificada, o risco não sistemático ou diversificável tende a zero e o único item relevante de risco total é o risco sistemático ou não diversificável, medido pelo beta.

¹⁰⁰ Ross et al. (1995).

- c) **Linearidade.** Além da forma ascendente, a SML apresenta algo mais específico: de acordo com o gráfico anterior a relação entre retorno esperado e beta é dada por uma linha reta. Grosso modo, os títulos situados acima da SML estariam *subavaliados*. Enquanto que abaixo, representam títulos *superavaliados*, sendo que sua aquisição não seria recomendada. Em tese, quanto mais investidores também identificarem esses pontos, o preço dos ativos acima da SML tende a se elevar [reduzindo o retorno] e o preço dos abaixo tende a cair [aumentando o retorno]. No limite, os pontos tendem a se distribuir ao longo da própria SML.
- d) **O Capital Asset Pricing Model.** É sabido que uma linha reta pode ser descrita quando se conhece tanto o seu intercepto, quanto sua inclinação. Por exemplo, no gráfico 18 vimos que o intercepto da SML é R_f . Como o retorno esperado de qualquer título com beta igual a 1 é \bar{R}_m , e a inclinação da linha é dada por $[\bar{R}_m - R_f]$, a SML será representada pelo próprio CAPM. Assim, conforme a equação [20] teremos:

Retorno Esperado de um Ativo	=	Retorno do ativo sem risco	+ Beta do título	×	Diferença entre o esperado da carteira de mercado e taxa Livre de risco
------------------------------	---	----------------------------	------------------	---	---

De acordo com Ross et al. (1995), na versão original do modelo, a fórmula pode ser ilustrada imaginando alguns casos especiais:

1. Supõe-se $\beta = 0$. Neste caso $\bar{R} = R_f$, ou melhor, o retorno do título ou ativo é igual a taxa livre de risco.

2. Supõe-se $\beta = 1$. A equação irá reduzir a $\bar{R} = \bar{R}_m$, ou seja, o retorno esperado do título ativo é igual ao retorno esperado da carteira de mercado.
- e) **Validade para carteiras ou títulos.** É importante observar que o modelo CAPM tem validade tanto para carteiras diversificadas quanto para ativos individuais.

Segundo Sharpe et al. (1995), o equilíbrio de mercado pode ser caracterizado por dois elementos chaves. O primeiro é o intercepto vertical da linha do mercado de capitais (R_f), que é referido como a recompensa pela espera. O segundo é o coeficiente da SML, que é referido como a recompensa por unidade de risco corrido.

Em essência, o mercado de títulos fornece um local onde o tempo e o risco podem ser comercializados com seus preços determinados pelas forças de oferta e demanda. Desse modo, o intercepto e o coeficiente da SML podem ser interpretados como o preço do tempo e o preço do risco, respectivamente.

- f) **SLM e Linha de Mercado de Capitais (LMC).** Ross et al. (1995), ressalta sobre um possível confusão que poderia ocorrer na distinção da SML e a linha de mercado de capitais.

Na verdade, existem diferenças conceituais entre as duas linhas. A linha de mercado de capitais ou *Capital Market Line* (CML), Gráfico (17), representa um conjunto de carteiras eficientes formadas tanto por ativos com risco quanto pelo ativo sem risco. Cada ponto dessa linha representaria uma carteira inteira. Assim, os títulos individuais não situam sobre essa linha. Por outro lado, a SML relaciona retorno esperado e beta. Um ponto básico de diferenciação da SML e a

CML seria que a primeira se refere tanto aos títulos individuais quanto a todas as carteiras possíveis, ao passo que a CML vale apenas para as carteiras eficientes.

De acordo com Francis (1991), a linha de mercado [*Capital Market Line* – CML] poderá ser calculada pela seguinte equação:

$$E(R_i) = R_f + \sigma_i \times \left[\frac{E(R_m) - R_f}{\sigma_m} \right] \quad (21)$$

Onde:

- $E(R_i)$ = retorno esperado do ativo i do portfólio
- R_f = taxa livre de risco [por exemplo, T-BILL, TJPL, LBC e NTN]
- σ_i = risco total médio pelo desvio padrão do ativo i
- σ_m = desvio padrão do retorno do portfólio de mercado
- $E(R_m)$ = taxa de retorno esperada do portfólio de mercado [por exemplo, Bovespa, Dow Jones, Nasdaq, S&P]

2.3.2.2 Aplicação do modelo CAPM em análise de investimentos

A partir do desenvolvimento do modelo de precificação de ativos financeiros foi possível a consideração conjunta do risco e do retorno em análise diversas. Dentre as inúmeras possibilidades de aplicação do CAPM, duas se destacam (Bruni, 1998): as aplicações nas decisões de investimento e a avaliação de performances de fundos mútuos de investimento.

Os modelos de avaliação desenvolvidos para ativos financeiros – primeiramente ações e obrigações – são também aplicáveis em ativos reais (Damodaran, 1997). Todavia, existem diferenças significativas entre as duas

classes de ativos: (1) há diferenças na natureza dos fluxos de caixa, (2) liquidez de mercado, e (3) na vida dos investimentos. Geralmente os ativos reais são finitos, ao passo que os ativos financeiros são infinitos. Com efeito, essas diferenças se manifestam nos valores a eles atribuídos ao final do período de estimativa.

Geralmente, os valores de ativos de duração infinita como as ações, ouro etc., tendem a aumentar com o tempo. No caso dos ativos reais, de vida útil finita, seu valor final poderá ser inferior ao seu valor corrente. E, isso acontece justamente pelo uso dos ativos. Mas, independente de qual seja o ativo [financeiro ou real], em avaliação, o que interessa é o valor produzido, no presente, dos fluxos de caixa esperados. Conclui-se, portanto, que as metodologias de fluxos de caixa descontados são as mais utilizadas¹⁰¹.

Quando se utiliza das metodologias de fluxo de caixa em avaliação de investimento, são de praxe das empresas os seguintes procedimentos: (1) avaliar o grau de risco do investimento e estimar uma taxa de desconto baseada no grau de risco; (2) estimar os fluxos de caixa esperados do investimento para vida do ativo ou projeto de investimento.

Quanto à avaliação das oportunidades de investimento, tanto o método do VPL quanto a TIR são preferencialmente usados pelos gestores no processo decisório. A lógica por detrás desses dois métodos consiste na criação ou maximização de valor. Resumidamente, nas decisões que baseiam na análise do Valor Presente Líquido, os resultados deverão apresentar montantes de VPLs maiores que zero ou TIR maiores do que o custo de capital, caso contrário os projetos serão rejeitados.

Assumidas a hipóteses básicas de cada modelo, uma componente principal no processo de avaliação dos projetos de investimentos corresponde à taxa esperada de retorno que os investidores devem requerer para investir em um

¹⁰¹ Ver resultados examinados na seção 2.5.1

projeto ou ativo específico. Sua magnitude, em termos de mensuração, depende exclusivamente do risco associado ao projeto de investimento onde o CAPM se tornaria uma maneira prática de aprendizagem sobre como investidores avaliam os riscos de oportunidades potenciais de investimento (Bruni, 1998).

Portanto, vamos supor a seguinte situação por meio de um caso ilustrativo no setor de energia elétrica:

Imagina-se que a CEMIG queira comparar um projeto de investimento com outros de empresas da mesma classe de risco, ou seja, alternativas de investimento do mesmo setor, atividade ou segmento de área. Objetiva-se com isso, saber a melhor combinação entre o “risco-retorno” e comparar com os seus investimentos.

Para tanto, seus gestores deverão coletar, através de seu departamento financeiro [ou com dados divulgados pelo mercado], as taxas de retorno estimadas - neste caso, medidos pela Taxa Interna de Retorno - e os betas de vários projetos de investimentos. Na Tabela 6 apresentaremos uma simulação semelhante.

TABELA 6 Taxa Interna de Retorno

Ativos	Risco [<i>B</i>]	Taxa de Retorno esperada do projeto [TIR]
A	0,9826	0,096
B	0,9266	0,094
C	0,8707	0,092
D	0,8150	0,090
F	0,7594	0,088
G	0,7041	0,086
H	0,6490	0,084
I	0,5943	0,082
J	0,5400	0,080
K	0,4863	0,078
L	0,4335	0,076
M	0,3818	0,074
N	0,3319	0,072
O	0,2846	0,070
P	0,2415	0,068
Q	0,2223	0,067

Continua...

TABELA 6 Continuação.

Ativos	Risco [B]	Taxa de Retorno esperada do projeto [TIR]
R	0,1909	0,065
S	0,1800	0,064
T	0,1731	0,063
U	0,1708	0,062
V	0,1731	0,061

Conforme o CAPM, haveria uma relação linear entre a taxa de retorno esperada e o risco sistemático. Desse modo, com base nos dados da tabela anterior podemos, portanto, estimar a Equação do CAPM, fazendo uma regressão linear entre R e β .

Neste caso teremos os seguintes resultados:

$$\hat{R} = 0,0039\beta + 0,0367$$

$$R^2 = 0,5602$$

Assim, de acordo com a equação precedente, pode-se verificar que a estimativa do retorno do ativo livre de risco apresenta um valor positivo de 3,67%. Já o retorno esperado do mercado ajustado pelo risco foi pouco expressivo aproximando do caso especial $\beta = 0$. O Gráfico 19 apresenta a SML de nosso exemplo:

Para os projetos que apresentem retornos superiores ao que se esperariam encontrar no mercado, de acordo com o modelo CAPM, devem ser aceitos. De forma oposta, projetos com retornos proporcionais ao risco, inferiores ao preditos pelo modelo, devem ser rejeitados.

Em outras palavras, a partir de nossa representação gráfica, deveríamos então aceitar os projetos situados acima da SML. Enquanto que, projetos situados abaixo da Linha de Mercado de Títulos deveriam ser rejeitados, pois

estariam apresentando retornos inferiores ao esperado, conforme o seu risco sistemático.

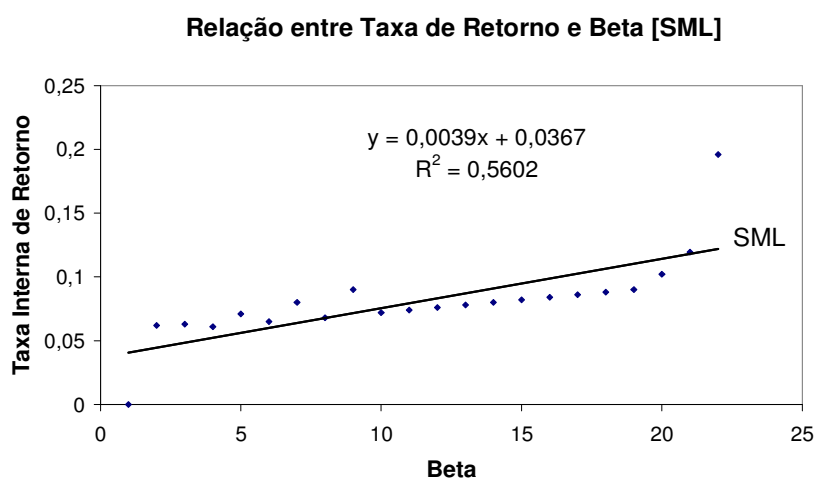


GRÁFICO 19 Relação entre taxa de retorno e Beta (SML)

Como foi citado, a segunda hipótese de aplicação do modelo de precificação de ativos financeiros consiste na avaliação da *performance* obtida por gestores de portfólios, onde risco e retorno são considerados de forma conjunta. Nestes termos, a análise precedente poderia ser complementada com alguns índices financeiros.

Basicamente, dentre os principais índices de avaliação de carteiras, existem aqueles que se baseiam diretamente no modelo CAPM [como o índice de Jensen] ou nas principais idéias formadoras do modelo [como índices de Sharpe e Treynor]. Em síntese, esses índices fornecem uma explicação simples e intuitiva entre retorno de um portfólio e o seu nível de risco.

Eis os três índices anteriores de avaliação de carteiras, por unidade de análise, segundo Copeland & Weston (1992):

QUADRO 5 Índices de avaliação de carteira

<i>Índice</i>	<i>Fórmula</i>
SHARPE [ou razão recompensa – variabilidade]	$\frac{R_{jt} - R_{ft}}{\sigma_j}$
TREYNOR [análise de fundos]	$\frac{R_{jt} - R_{ft}}{\beta_j}$
JENSEN [ou índice de performance anormais]	$(R_{jt} - R_{ft}) - \beta_j (R_{mt} - R_{ft})$

Fonte: adaptado de Copeland & Weston (1992).

Sendo,

- R_{jt} = retorno da Carteira j no período t
- R_{ft} = retorno do Ativo Livre de Risco
- σ_j = desvio Padrão da Carteira
- β_j = beta da carteira j

2.3.2.3 Algumas considerações e limitações do modelo CAPM

Seguindo as premissas básicas do modelo CAPM pressupõe-se que: (1) todos os investidores têm as mesmas opiniões acerca dos valores finais de todos os ativos – assume-se, nesse aspecto, uma distribuição conjunta de probabilidades para os retornos disponíveis; (2) a distribuição comum de probabilidade para os ativos disponíveis é aproximadamente normal; (3) os investidores escolhem portfólios que maximizem a utilidade de sua riqueza no fim do período e todos os investidores são avessos ao risco; (4) um investidor por ficar vendido¹⁰² ou comprado em qualquer quantidade de qualquer ativo,

¹⁰² *Sort Selling*: operações de venda a descoberto, venda de um valor mobiliário, ou contrato futuro, por alguém que não os possui (Downes & Goodman, 2003).

incluindo o ativo livre de risco¹⁰³. Basicamente, qualquer investidor poderá emprestar ou tomar emprestado, qualquer quantia que deseje na taxa livre de risco (Black et al., 1972).

Sobre tais prerrogativas, Lintner (1969) *apud* Black et al.(1972) mostrou que a remoção da consideração (1) não altera de forma significativa a estrutura de preços de ativos financeiros. As considerações (2) e (3) são geralmente aproximações aceitáveis da realidade. Contudo, a prerrogativa (4) não seria adequada para muitos investidores. Sendo assim, o modelo deveria ser alterado substancialmente.

- **Restrições à taxa livre de risco.** Segundo Van Horne (1995), se a taxa de tomar emprestado (R_{fe}) é maior, uma imperfeição é introduzida, e a relação risco e retorno deixam de ser linear. Como é possível demonstrar, no gráfico (19) existe uma relação linear entre a taxa livre de risco R_f e o ponto em que tangencia a fronteira eficiente. No entanto, se existirem diferenças entre as taxas, haverá outro ponto que tangenciará a fronteira eficiente. Assim, o seguimento representando a taxa de tomar emprestado e taxa de emprestar ($R_{fe} - R_f$) tornar-se-á curvo.

Diante desse problema, foi sugerida a utilização de um portfólio zero beta [denominação de Black (1972)] para uma carteira com beta nulo [i.e., carteira com nenhuma covariância com o mercado] no lugar da taxa livre de risco na equação do CAPM.

¹⁰³ Segundo Brealey & Myers (2006), se um investidor pode emprestar ou fazer empréstimo pela taxa livre de risco, uma carteira eficiente melhor do que todas as outras será a carteira que oferecerá o índice mais alto de prêmio de risco de seu desvio padrão.

Nessa nova versão do CAPM, a linha tangente à fronteira eficiente em M [carteira de mercado], teria um intercepto Z [taxa de retorno do portfólio zero beta] situado entre as taxa de emprestar [Rf] e tomar emprestado [Rfe]. Veja Gráfico 20.

Retorno do Portfólio: diferenças entre a taxa de emprestar e tomar emprestado

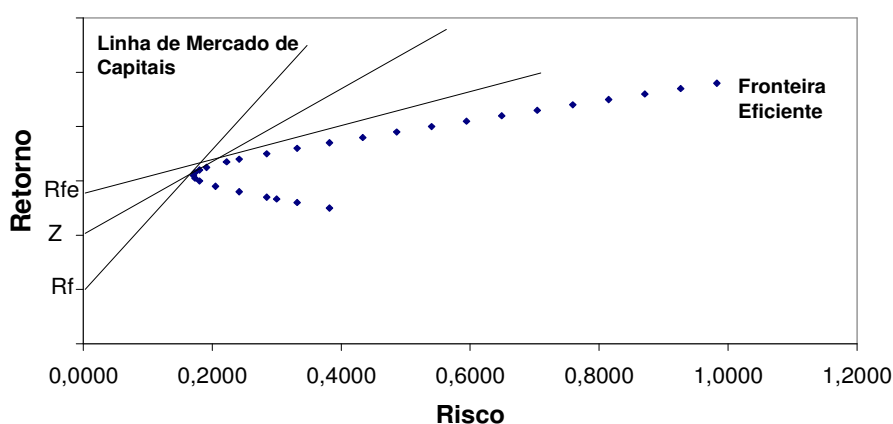


GRÁFICO 20 Retorno do portfólio: diferenças entre a taxa de emprestar e tomar emprestado

Observe que, estando o retorno do portfólio zero beta [Z] situado acima do retorno livre de risco, a linha “empírica” do mercado será mais horizontal do que a linha do mercado apresentado pelo CAPM. Contudo, segundo Van Horne (1995), presumivelmente, todos os ativos deverão situar-se ao longo dessa linha. Sendo assim, as mesmas conclusões feitas, acerca da relação risco e retorno, são possíveis para o uso do portfólio zero beta da mesma forma que a taxa livre de risco no modelo CAPM.

A sugestão de Black et al. (1972) de substituição de Rf [taxa livre de risco] por Z [taxa de retorno do portfólio zero beta], foi denominada por Fama &

French (1992) e Black (1993a, 1993b) como modelo SLB [das iniciais de Sharpe, Litner e Black].

O próprio Black et al. (1972) afirmou que a substituição do ativo livre de risco pelo portfólio zero beta permitiu resultados inicialmente contrários ao CAPM. Alguns testes foram realizados por Pratt (1967), Friend & Blume (1970), Miller & Scholes (1972) e Black et al, (1972).

Desses estudos, Miller & Scholes (1972) forneceram uma detalhada análise de possíveis dificuldades econométricas envolvidas na estimativa das relações e descritas como:

- a) Falhas na medição adequada da taxa livre de risco;
 - b) Uma possível não linearidade da relação risco versus retorno;
 - c) Distorções devidas a heterocedasticidade.
-
- **A impossibilidade da medição do verdadeiro portfólio de mercado.** Conforme argumentou Copeland & Weston (1992) uma das aplicações mais úteis do CAPM e da linha do mercado de títulos [SML] seria a avaliação da *performance* de ativos. Assim, o termo residual [ϵ_{jt}], representado no gráfico a seguir, apresentaria um retorno em excesso do ativo j no período t.

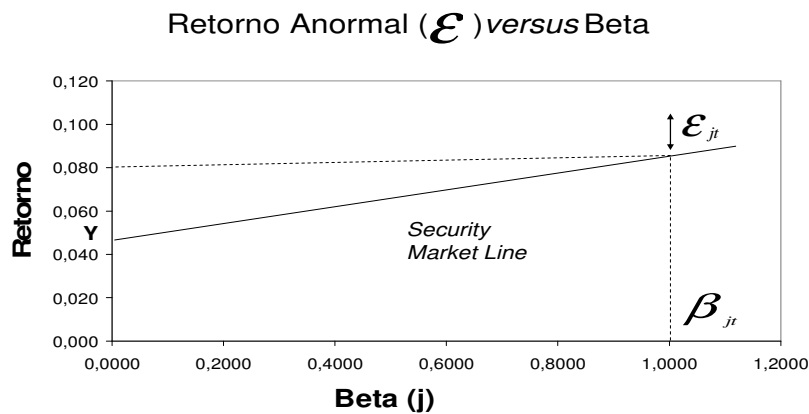


GRÁFICO 21 Retorno anormal (\mathcal{E}) versus Beta.

Seguindo o argumento de Roll (1977) o termo [\mathcal{E}_{jt}] não poderia ser considerado com retorno anormal, pois o problema residiria na própria elaboração do modelo CAPM, mesmo incluído as sugestões de Black et al. (1972). Suas principais justificativas são as seguintes:

- a) Existe apenas uma única hipótese testável associada ao modelo SLB: o “portfólio de mercado é eficiente no sentido do binômio risco-retorno?”.
- b) Quanto às outras implicações do modelo, inclusive a da linearidade entre retorno esperado e beta, seguem a premissa da eficiência do portfólio de mercado e não podem ser testadas de forma independente.
- c) Para qualquer amostra de retornos individuais haverá sempre um infinito número de portfólios *ex-post* eficientes. Em cada um deles, os betas amostrais calculados entre eles e os ativos individuais estarão relacionados linearmente com os retornos médios

individuais. Significa dizer, que os betas, quando calculados de um portfólio eficiente de forma *ex-post*, irão satisfazer a condição de linearidade, independente do verdadeiro portfólio de mercado ser ou não eficiente no ponto de vista do risco e do retorno. Roll (1977) também complementa que esta suposição já havia sido levantada por Ross (1972) *apud* Roll & Ross, (1980) e suas principais conseqüências seriam:

- A teoria poderia ser testável apenas sob a condição de que a verdadeira composição de mercado seja conhecida e usada nos testes. Em outras palavras, a teoria não é testável até que todos os ativos individuais sejam incluídos na amostra.
- A utilização de uma *proxy* ao portfólio de mercado está sujeita a duas dificuldades básicas: uma *proxy* deve ser eficiente, mesmo se o portfólio de mercado não o for; a eficiência das amostras selecionadas nada diz acerca do verdadeiro portfólio de mercado¹⁰⁴.

Se de um lado, a observação do verdadeiro portfólio de mercado é quase inviável, por outro, de acordo com Black et al. (1972), mesmo com a existência de restrições ao ato de tomar emprestado, seria possível substituir o ativo livre do risco, R_f , por um portfólio Z de covariância mínima com a *proxy* do portfólio de mercado:

$$\bar{R}_j = R_z + (\bar{R}_m - R_z)\beta_j \quad (22)$$

¹⁰⁴ Para Copeland & Weston (1992), isso implicaria “que mesmo que os mercados sejam eficientes e o CAPM seja válido, a linha *cross-section* (secção transversal) do mercado de capitais não possa ser usada como significado da medida *ex-post* dos portfólios. Mais ainda, a eficiência do portfólio de mercado e a validade da CAPM são hipóteses conjuntas de verificação quase impossível em virtude da dificuldade de se medir o verdadeiro portfólio de mercado”.

De acordo com Roll (1977) seria também possível escolher qualquer portfólio eficiente, como um índice, e depois encontrar o portfólio de mínima variância e não correlacionado com o índice selecionado. Nestes termos, poder-se-ia reescrever a equação anterior da seguinte forma:

$$E(R_i) = E(R_{Z,I}) + [E(R_I) - E(R_{Z,I})]\beta_{i,I} \quad (23)$$

Onde:

- $E(R_i)$ = expectativa de retorno do ativo i.
- $E(R_{Z,I})$ = expectativa de retorno do portfólio Z de mínima covariância com I.
- $E(R_I)$ = expectativa de retorno do índice I.
- $\beta_{i,I}$ = beta do ativo i em relação ao índice I.

Do mesmo modo, Copeland & Weston (1992) argumentaram que o portfólio de mercado, R_m , poderia ser substituído por qualquer índice eficiente, R_I . A partir daí, tanto o beta, $\beta_{i,I}$, quanto o portfólio de variância mínima, $R_{Z,I}$, seriam medidos em relação ao índice eficiente selecionado.

Esses autores também afirmaram que não seria necessário conhecer o índice de mercado, pois qualquer ativo poderá ser escrito como função linear de seu beta medido em relação a qualquer índice eficiente. Além do que, se o índice também for eficiente de forma *ex-post*, então todo ativo situar-se-á na linha de mercado de capitais. Não existirão retornos anormais, pois, caso contrário significa apenas que o índice escolhido não é eficiente de forma *ex-post*.

Assim, seguindo os princípios básicos do CAPM, a composição da melhor carteira eficiente depende da avaliação do retorno esperado do investidor, do desvio padrão e das correlações. Se não houver informações superiores, cada investidor deve manter uma carteira igual a dos outros. Em outras palavras, devem manter a carteira de mercado.

Entretanto, para testar a validade do modelo, um dos principais problemas reside em verificar se a carteira de mercado é eficiente de forma *ex-post*. Infelizmente, o verdadeiro portfólio de mercado teria que contemplar todos os ativos, negociáveis ou não, no mercado de capitais [imóveis, moedas, ações, contrato de derivativos, obras de arte etc.]. Isso não acontece na prática!

- **Problema das expectativas heterogêneas.** De acordo com a hipótese das expectativas homogêneas os investidores possuem acesso a fontes semelhantes de informação. Neste contexto, muitos investidores possuem carteiras diversificadas semelhantes aos índices de mercado (Ross et al., 2002). Por outro lado, pesquisadores também têm examinado as implicações de assumir que diferentes investidores possuem diferentes percepções sobre retornos esperados, desvios padrões e covariâncias, ou seja, possuem expectativas heterogêneas.

Dentre esses estudos, Sharpe et al. (1995) mencionou o estudo realizado por Lintner (1969) que observou que cada investidor montaria portfólios diferentes, eficientes no sentido do “risco-retorno”. Nestes termos, o portfólio que tangencia na fronteira eficiente do conjunto de ativo com risco seria único para cada investidor, visto que a combinação ótima para cada investidor depende de suas percepções sobre os retornos esperados, desvios e covariância.

Espera-se também que, ao determinar seu portfólio de tangência, um investidor pode não incluir alguns ativos. Mesmo assim, a linha do mercado de títulos deverá existir, o que é mostrado através da agregação de todos os investimentos. No equilíbrio, o preço de cada ativo é expresso de tal forma que iguale a oferta e a demanda pelo ativo no mercado – representando uma complexa média ponderada das percepções de todos os investidores acerca dos retornos esperados (Bruni, 1998).

Em palavras de Sharpe et al. (1995): “Do ponto de vista de um investidor médio cada ativo será avaliado justamente, então seu retorno esperado [percebido pelo investidor] será linear e positivamente relacionado a seu beta”.

E por fim, Black et al. (1972) argumentou que a abordagem de Lintner (1969) mostrou que mesmo considerando-se que os investidores possuam expectativas heterogêneas, não existe uma alteração “significativa da estrutura dos preços dos ativos financeiros”.

- **Considerações sobre os custos de transação e limitações para a diversificação.** Segundo Markowitz (1952) e Sharpe (1963 e 1964), os investidores deveriam preocupar-se apenas com os riscos sistemáticos de um ativo, dado que a parte não sistemática pode ser anulada por meio da diversificação. Nessas condições, o beta deveria capturar todo o risco dos ativos (Lakonishok & Shapiro, 1984).

Em resumo, a principal idéia do CAPM é que os investidores podem esperar uma recompensa pela contribuição de um investimento para o risco de um portfólio. Não poderia existir nenhuma recompensa esperada para a exposição aos riscos que são diversificados facilmente. Contudo, existem limites para o poder de diversificação, e mesmo que o investidor tenha controle sobre

cada ação do mercado, o portfólio ainda será bastante arriscado. Isso aconteceria, pois, embora a diversificação possa eliminar o risco da companhia, ela não poderá eliminar o risco geral do mercado de ações.

Por exemplo, os trabalhos elaborados por Levy (1978) e Mayshar (1979 e 1981) ressaltaram que o preço de equilíbrio de um determinado ativo pode ser afetado por custos de transações que conduziria a composições de ativos mal diversificados. E, de acordo com Van Horne (1995), os custos de transação afetariam [limitariam] o equilíbrio na medida em que, quanto maiores estes custos, menor o número de transações efetuadas pelos investidores para tornar os portfólios eficientes¹⁰⁵.

De maneira mais formal, Mayshar (1979 e 1981) *apud* Lakonishok & Shapiro (1984) também mostrou que a existência de custos fixos de transação implicaria numa limitação à diversificação. Por fim, essa relação de equilíbrio de preços foi demonstrada por meio da seguinte equação:

$$E(R_i) = R_f + t + (\alpha_i \beta_i + \delta_i \sigma_i) [E(R_m) - R_f] \quad (24)$$

Sendo:

- α_i = variância de R_i ;
- δ_i = medida da concentração relativa de investimento no ativo i ;
- $\sigma_i = 1 - \delta_i$;
- t = custos marginais de transação.

¹⁰⁵ Em palavras de Van Horne (1995): “ao invés de os portfólios localizarem-se ao longo da fronteira eficiente para todos os ativos, alguns podem se situar de um lado ou de outro da linha, visto que os custos de transação inibem as vantagens de colocar-se ao longo da linha”. Segundo essas afirmações, deverão então existir intervalos para ambos os lados da fronteira eficiente, onde os portfólios situar-se-iam. Quanto mais elevados forem os custos de transação, maiores serão os intervalos.

- **Considerações sobre os impostos e dividendos.** Conforme Copeland & Weston (1992) afirmaram que poucos trabalhos se preocuparam em analisar ou elaborar um modelo de equilíbrio de preços em um mundo onde existissem impostos. No entanto, uma exceção desses estudos teria sido apresentado por Brennan (1970), o qual investigou os efeitos de taxas diferentes para ganhos de capital e dividendos. Em suas conclusões, apesar de reconhecer o beta como medida apropriada de risco, apresentou um termo extra, que colocava o retorno como função da rentabilidade dos dividendos *dividend yield*, além do risco sistemático.

$$E(R_i) = y_1 R_f + y_2 \beta_j + y_3 DY_j \quad (25)$$

Onde:

DY_j = rentabilidade dos dividendos do ativo j.

A principal idéia do modelo de BRENNAM prediz que maiores taxas de retorno serão requeridas de ativos com maiores rentabilidades dos dividendos. Em outras palavras, de acordo com Copeland & Weston (1992), os investidores não gostam de dividendos, porque eles devem pagar alíquotas comuns de impostos sobre dividendos, ao invés de taxas de ganhos de capital [mais baixas] em função do aumento do preço das ações.

- **Considerações sobre a liquidez dos ativos negociados.** De acordo com a teoria CAPM, um investidor marginal estaria preocupado

apenas com o retorno e o risco dos ativos. Entretanto, segundo Sharpe et al. (1995), alguns estudos, como os realizados por Amihud & Mendelson (1986a e 1986b, 1991) indicaram que a liquidez do ativo pode influenciar o investidor¹⁰⁶. Neste caso, existirão diferenças na escolha de ativos em função de sua liquidez. De acordo com suas preferências, poderá escolher concentrar seus investimentos de forma a ter maior ou menor liquidez. Sob estas condições o retorno esperado de um ativo possui duas características segundo Sharpe et al. (1995):

- a) A contribuição marginal do ativo de um portfólio eficiente – o que é expresso pelo CAPM e medido pelo beta do ativo;
- b) A contribuição do ativo para a liquidez de um portfólio eficiente – o que é medido pela liquidez do ativo individual.

Para concluir esta seção, argumentamos que uma representação gráfica desta relação entre retornos esperados, betas e liquidez seria através de um gráfico tridimensional chamado de Plano do Mercado de Ativos *Security Market Plane* (Sharpe et al., 1995).

2.3.2.4 Resultados dos testes empíricos do CAPM

Quanto aos testes empíricos do CAPM, segundo Jagannathan & Mcgrattan (1995) poderiam ser divididos em três grandes correntes: (1) estudos que apoiam o modelo, tais como os desenvolvidos por Black (1971), Black et al. (1972) e Fama & Macbeth (1973); (2) estudos que desafiam o modelo, tais como Banz (1981) e Fama & French (1992); e (3) estudos que “desafiam os

¹⁰⁶ Por liquidez, entende-se a capacidade de transacionar um ativo com o mínimo de esforço, ou capacidade de converter um investimento em dinheiro. Geralmente os ativos reais são menos líquidos do que os ativos financeiros. Bovespa (2007).

desafios ao modelo”, tais como Black (1993a e 1993b), Jagannathan & Wang (1993 e 1996), e Khotari et al. (1995).

Assim, desde o início da década de 1970, o CAPM vem sendo testado empiricamente e de modo geral, os primeiros testes do modelo de apreçamento de ativos financeiros que estudaram a *performance* de ações individuais ou portfólio não foram capazes de rejeitar o modelo.

Todavia, a partir da segunda metade da década de 70, diversos trabalhos passaram a apresentar outras variáveis, além do beta, que teriam sucesso em explicar os retornos das ações analisadas. Alguns desses estudos chegaram a afirmar não ter encontrado relação significativa entre retorno e betas (Bruni, 1998).

Os resultados dos principais estudos sobre a eficiência do modelo CAPM e contrapontos, será resumidamente ilustrado na Quadro 6¹⁰⁷.

As descobertas entre a rentabilidade das ações associadas a outros elementos que poderiam influenciar positiva ou negativamente seus retornos, juntamente com outras críticas ao modelo CAPM; principalmente em relação a sua medida de sensibilidade de risco, por meio de evidências de fraca relação com os retornos das ações, levariam aos anúncios do tipo: “*Bye-bye to beta*” (Drennam, 1992 *apud* Bruni, 1998) e “*Is beta dead again?*” (Grinold, 1993).

Cabe ressaltar, entretanto, os comentários de Black (1993a e 1993b) sobre três razões que poderiam explicar a fraca relação entre os retornos e os riscos, encontrados por autores como Fama & French (1992), e que de certa forma, justificariam a continuidade do modelo: (1) falhas na medição da carteira de mercado; (2) restrições a empréstimos [conforme trabalho de Black (1971), restrições ao ato de tomar emprestado, como legislações mais severas e exigência de maiores margens, poderiam conduzir à horizontalização da relação

¹⁰⁷ Além desses estudos, alguns autores estiveram também preocupados em estudar as versões mais aprimoradas do CAPM, tais como os modelos condicionais (beta variando ao longo do tempo). Veja por exemplo Elmo (2003).

risco retorno]; e por fim, (3) a relutância do investidor em fazer empréstimo para aplicar em carteiras com uma melhor relação entre retorno-risco [princípio base da diversificação].

QUADRO 6 Principais estudos sobre a eficiência do modelo CAPM

Variável utilizada	Relação com os Retornos	Autor (es) e Ano
Tamanho	Negativa	Rosemberg & Marathe (1977), Banz (1981), Reinganum (1981a E B), Lakonishok & Shapiro (1984 E 1986) E Fama & French (1992).
Endividamento	Positiva	Bhandai (1988), Fama & French (1992).
Valor Contábil sobre valor de mercado	Positiva	Stattman (1980), Rosemberg et al. (1985), Chan et al. (1991), Fama et al. (1992)
Lucro sobre preços	Positiva	Basu (1977 e 1983), Ball (1978), Fama & French (1992).
Rentabilidade dos dividendos	Positiva	Breennam (1970), Rosemberg & Marathe (1977), Litzemberger & Ramaswamy (1979), Speranzini (1994).
Liquidez	Negativa	Amihud & Mendelson (1986a, 1986b e 1991).
Fluxo de Caixa sobre preço	Positiva	Lakonishok et al. (1994), Fama & French (1996a).
Crescimento das Vendas	Negativa	Lakonishok et al. (1994), Fama & French (1996a).
Preço sobre vendas	Negativa	O'Shaughnessy (1997)
Variância individual	Positiva	Levy (1978), Mayshar (1979, 1981, 1983)

Fonte: Bruni (1998).

Outros autores que procuraram reforçar os comentários de BLACK foram Campel et al. (1997). Segundo eles, apesar das evidências contrárias [relatadas por Fama & French (1992; 1993)¹⁰⁸, Banz (1981) e Basu (1997)], o CAPM permanece como uma ferramenta largamente utilizada nas finanças.

¹⁰⁸ Estes autores levantaram dúvidas perturbadoras sobre o CAPM. Em primeiro lugar, mostraram que durante 1941 e 1990, o relacionamento entre o retorno médio das ações e beta era fraco, sendo inexistente entre 1963 e 1990. Em segundo lugar, argumentaram que o retorno das ações se relaciona com os indicadores preço/lucro e valor de mercado/valor contábil. De acordo com Young & O'byrne (2003), uma das limitações dessas descobertas é que os economistas financeiros ainda terão que desenvolver uma teoria convincente que explique por que os investidores demandam prêmios de riscos para investir em ações com baixas relações preço/lucro e valor de mercado/valor contábil.

Além do que, existem controvérsias sobre como as evidências contrárias ao modelo devam ser realmente interpretadas.

De modo geral, as dúvidas persistem. Novas contribuições à análise e compreensão do comportamento dos investimentos dos investidores e da relação entre o risco e o retorno dos ativos têm sido bem vindas (Bruni, 1998). Para Fama & French (1996) a polêmica surgida com os testes do CAPM está longe de uma final, e múltiplas interpretações divergentes dos resultados ainda permanecem viáveis.

Não podemos, contudo, esquecer da crítica de Roll (1977) quem argumentou que o CAPM não pode ser empiricamente testado, e, por isso, nunca se poderá saber se ele é realmente verdadeiro ou falso. A razão disso é que a carteira de mercado na verdade inclui todos os ativos de riscos existentes no universo e, por isso qualquer teste que se utilize *proxies* para retratar esse mercado, como o índice BOVESPA, será um teste conjunto de duas hipóteses: (1) se o CAPM está correto e (2) se a *proxy* é eficiente.

Portanto, apesar de o modelo parecer bastante simples, são necessárias muitas premissas fortes para derivar o beta da empresa, as quais podem, todas elas, serem questionadas. Essas premissas podem ser relacionadas tal como as diferentes abordagens encontradas neste trabalho para o setor de energia elétrica.

A seguir explicaremos algumas dessas suposições para o enfoque da avaliação¹⁰⁹:

- a) O modelo CAPM não especifica um intervalo para mensurar os retornos históricos. Segundo o construto teórico, o CAPM se basearia em expectativas de retornos futuros, porém, uma vez que tais retornos não são observáveis, utilizam-se, em substituição, retornos históricos. Dentro da abordagem do risco prefixado por

¹⁰⁹ Essas referências foram extraídas de Young & O'Byrne (2003).

meio de séries históricas, conforme aponta Damodaran (2002b), supõe-se implicitamente que: (1) a aversão ao risco dos investidores não mudou de forma sistemática ao longo do tempo [reversão à média]; (2) o risco de uma carteira de investimento “arriscada” não mudou de forma sistemática.

- b) Com relação à escolha dos intervalos, as empresas geralmente utilizam, por questão de conveniência, intervalos mensais. A propósito, este seria o exemplo da STANDARD & POOR’S. Algumas empresas também utilizam *betas* a partir de retornos diários, muito embora especialistas em finanças rejeitem essa abordagem para fins corporativos devido às influências por distúrbios aleatórios imprevisíveis.
- c) Pela abordagem do CAPM não há referência sobre o período de tempo apropriado para estimativa. A VALUE LINE e a STANDARD & POOR’S, por exemplo, baseiam suas estimativas em 5 anos de retornos, enquanto que a BLOOMBERG considera apenas dois anos. Quanto às implicações para casos de investimentos em ativos reais, seus resultados dependerão das volatilidades econômicas e de como os retornos passados iriam influenciar no futuro. Ainda, mesmo que nenhuma medida de risco exata possa existir, recomenda-se a parcimônia dos dados.
- d) E, finalmente, na melhor das hipóteses, qualquer índice utilizado como carteira de mercado seria apenas uma “*proxy*” da verdadeira carteira de mercado. Nestes termos, o construto teórico seria inobservável, daí a utilização de aproximações do tipo IBOVESPA no Brasil, S&P 500 nos USA, FT-100 no Reino Unido, o CAC 40 na França etc., o que poderá resultar em diferentes expectativas de risco.

2.4 Questões relevantes sobre as incertezas e as políticas de investimentos

2.4.1 Riscos e incertezas nas decisões de investimento

Alguns autores têm tratado o termo risco indiferentemente do termo incerteza. No entanto, a preocupação de distinguir esses dois conceitos foi tema bastante discutido na literatura.

Um dos primeiros a propor essa distinção foi Knight (1921). Ele baseia sua distinção de risco e incerteza nas seguintes definições:

- a) Uma situação de “risco” é definida como uma situação para a qual uma distribuição de probabilidade objetiva¹¹⁰ pode ser associada aos resultados.
- b) Uma situação “incerta” é, ao contrário, uma situação para a qual ou não se pode associar nenhuma distribuição de probabilidade ou somente se pode associar a uma distribuição de probabilidade subjetiva¹¹¹.

A noção de “risco” de Knight é mais provável em mercados eficientes de conteúdo informacional, em situação de caráter repetitivo tomadas no âmbito de uma economia relativamente estável. No entanto, Galesne et al. (1999) avaliam que a maioria das decisões em investimento de empresas não é desse tipo. Aliás, de acordo com essa suposição, o risco estaria mais relacionado com os investimentos financeiros e menos com os ativos reais.

Segundo Hoskins (1973)¹¹² aceitar essa distinção equivaleria de fato, a “eliminar qualquer referencia à noção de ‘risco’ na vida dos negócios”. Por outro lado, conforme aponta Galesne et al. (1999), a oposição entre a

¹¹⁰ Quando podem ser estabelecidas com base em observações históricas ou experimentação de determinado fenômeno.

¹¹¹ Probabilidades obtidas, *a priori*, na ausência de elementos anteriores de referência, tipo no julgamento de especialista ou observações ou experimentos.

distribuição de probabilidades objetiva e subjetiva de Knight é também dificilmente aceitável.

De certa forma esses autores observam a ausência de “*trade-off*” existentes entre as distribuições de Knight e as limitações das chamadas “probabilidades revisadas” ou *a posteriori*¹¹³. Em síntese, os julgamentos de especialistas ou novos estudos que possam aumentar o conhecimento do fenômeno estudado não são levados em conta na abordagem de Knight.

Apesar disso, muitos têm considerado como situação de risco toda situação para qual a uma distribuição de probabilidades, seja qual for a sua natureza, possa ser associada aos resultados. Por outro lado, considera-se que em situação de incerteza este fato não aconteça. Van Horne (1971) sugeriu que o risco envolve situações em que as probabilidades de ocorrência de um determinado evento são conhecidas, enquanto na situação de incerteza estas probabilidades não são conhecidas.

Esta pequena ampliação do critério de KNIGHT não elimina, contudo, a principal crítica inerente ao seu critério. De todo modo, se existe a possibilidade, uma análise adaptativa seqüencial que se ajusta ao caráter cambiante da realidade econômica, estes conceitos podem vir a sobrepor-se uns aos outros. Assim, uma situação que era classificada *a priori* como “incerteza” poderá torna-se “risco”.

Isso mostra que a distinção de Knight entre risco e incerteza não distingue senão entre diferentes graus de conhecimentos do fenômeno estudado. Desse modo, os autores¹¹⁴ que refletem sobre risco e incerteza são naturalmente conduzidos a considerar esses termos como sinônimos (Galesne et al., 1999).

Portanto, uma maneira menos ambígua para se utilizar o critério de Knight é considerar que este seja um critério que distingue dois níveis

¹¹² *Apud* Galesne et al. (1999).

¹¹³ Teorema de Bayes.

associados a um projeto de investimento: o mais elevado corresponde a um futuro incerto não passível de associação de uma distribuição de probabilidade [quando o futuro é indeterminado] e o menos elevado, apesar de incerto, é passível de atribuição de uma distribuição de probabilidades [futuro determinável probabilisticamente].

Dos conceitos expostos anteriormente, pode-se apreender alguns aspectos interessantes sobre a caracterização e conceituação de risco. A princípio, os dois termos, riscos e incertezas se intercambiam conforme a definição de Bessis (1998). Desse modo, os riscos advêm de impactos adversos na lucratividade causados por fontes de incerteza. Os mais comuns, segundo Jorion (1998) seriam: risco do negócio, estratégico e financeiro.

Os **riscos do negócio** [riscos específicos] são aqueles assumidos voluntariamente pela empresa, a fim de criar vantagens competitivas e criar valor para o acionista. Geralmente, esses riscos se relacionam ao setor da economia em que a empresa opera e incluem as inovações tecnológicas, o desenvolvimento de produtos, as operações da empresa e o *marketing*.

Os **riscos estratégicos**, por seu curso, resultam de mudanças fundamentais no cenário econômico e político. Esses são difíceis de eliminar, a não ser pela diversificação dos negócios em atividades em economias diferentes.

Os **riscos financeiros** correspondem às oscilações de variáveis financeiras, como taxa de juros e de câmbio. A exposição aos riscos financeiros depende, de maneira geral, da política financeira das empresas e de suas exposições ao risco de negócio.

Ainda, sob diversos ângulos, dentre o quais poderiam ser categorizados os riscos, Jorion (1998) apresentou as seguintes categorias de risco: mercado, crédito, liquidez, operacionais e legais.

¹¹⁴ Van Horne (1971) e Sharpe (1970)

Os **riscos de mercado** surgem das mudanças nos preços ou volatilidade dos preços dos ativos financeiros e pela mudança de posições nos resultado ou no valor dessas posições. Os **riscos de crédito** decorrem das obrigações contratuais de pagamento. Os riscos de crédito também podem causar perdas em decorrência da deterioração da classificação do credor [*rating*] e da redução no valor de mercado de suas obrigações. Isso inclui também o risco soberano.

Os **riscos de liquidez**, geralmente são divididos em risco de negociabilidade e risco de refinanciamento. O primeiro surge quando uma transação não pode ser concluída rapidamente e a baixo custo por falta de atividade ou ausência de contraparte. O segundo tipo surge em decorrência da impossibilidade de cumprir as obrigações com os credores, o que poderá forçar liquidação antecipada dos haveres.

Os **riscos operacionais** referem-se às perdas potenciais resultantes de sistema inadequados, má administração, controles defeituosos ou falha humana. Esses ainda incluem riscos de execução, de fraudes e risco de modelos [por exemplo, incongruências na aplicação dos modelos de precificação e controle de processos].

Por último, os **riscos legais** surgem quando uma contraparte não possui autoridade legal ou regulatória para se envolver em uma transação. Incluem os riscos relacionados ao processo regulatório e possibilidade de violação das decisões governamentais.

Este último constitui um dos principais riscos não-diversificáveis do setor de energia elétrica, que, juntamente com o risco país e cambial, têm contribuído para diminuição do poder de diversificação do setor.

2.4.2 Decisões de investimento e a análise da incerteza

Dentro de seus objetivos de investimento, as empresas podem decidir alterar todos os seus insumos, inclusive o tamanho de suas instalações. Ela pode

decidir fechar [isto é, sair do setor] ou então produzir um determinado produto pela primeira vez (Pindyck & Rubinfeld, 2002).

Quando se trata de novas plantas, fábricas e outras instalações de produção, esses investimentos podem às vezes demorar vários anos para ser construídos e equipados, além do próprio processo de aprendizagem a cerca das incertezas de caráter tecnológico. Espera-se, inclusive, que determinados investimentos gerem prejuízos, em vez de lucro, durante seus primeiros anos.

Embora inúmeros métodos de previsões sejam utilizados para auxiliar nas expectativas futuras, as incertezas representam riscos que um determinado empresário deve assumir. Do ponto de vista temporal, existem pelo menos quatro fatores que podem influenciar as condições econômicas e também de negócios específicos (Levine et al., 2005):

- a) **Fator tendencioso** - que está relacionado com as modificações tecnológicas, de renda, gosto e populacional;
- b) **Fator sazonal** - que são flutuações periódicas e relativamente regulares tais como condições climáticas;
- c) **Fator cíclico** - que é o resultado de inúmeras combinações de fatores que influenciam a economia;
- d) **Fator irregular** - que é fruto de variações aleatórias devido a eventos não previstos.

Por essas razões anteriores, pode-se admitir que a incerteza seja resultado da existência de inúmeros fatores não controláveis relacionados ao um tipo de negócio, setor específico ou economia. Do mesmo modo, a incerteza pode gerar resultados adversos em função de instabilidade que provoca em um determinado ambiente, devido a irregularidades de certos acontecimentos, tais como eventos políticos, sociais e entradas de novas tecnologias.

Na vida dos negócios, as incertezas podem afetar quatro variáveis de maneira distinta: a receita, os custos, a duração dos projetos e o nível de rentabilidade do reinvestimento dos fluxos de caixa dos projetos, Galesne et al., (1999). A seguir uma breve discussão:

- **Incertezas quanto à previsão da receita [Rt].** Os dois componentes da receita, o preço e a quantidade podem sofrer flutuações significativas motivados pelos quatro fatores de incertezas citados anteriormente. O valor de um bem de capital utilizado, por exemplo, está ligado tanto à intensidade da demanda para produto fabricado quanto sua renda econômica gerada. De fato, significa dizer que, o sucesso ou fracasso de um projeto de investimento depende da maneira como certos produtos respondem às aspirações do mercado em um determinado período, do tipo de organização desse mercado e do grau de competição existente.

As incertezas dependem também da natureza dos produtos, pois o desenvolvimento econômico é acompanhado com mudanças nos gostos, nas necessidades dos consumidores, nas necessidades de reestruturação macroeconômicas e institucionais. De maneira geral, a demanda seguirá comportamentos diferenciados em termo de variabilidade. Ou seja, existem alguns produtos que se tornam declinantes com relativa rapidez, outros que possuem comportamento estacionário e também aqueles que possuem elevado crescimento. Em se tratando de produtos novos e pouco conhecidos, por exemplo, maior será a incerteza das receitas.

É interessante observar que as incertezas também dependem do tipo de organização de mercado. Assim, em situações de monopólio avalia-se que o grau de incerteza seja menor. Por sua vez, o poder de monopólio não exige que a

empresa seja monopolista pura, haja vista a competição monopólica surgir quando há produtos diferenciados entre si, altamente substituíveis uns pelos outros, mas que não são substitutos perfeitos. Há livre entrada de novas empresas e livre saída de empresas que já atuam no mercado¹¹⁵.

Quanto às dificuldades encontradas para o monopolista, a principal diz respeito à magnitude da demanda total para seu produto. Geralmente, como formas de reduzir essa incerteza são realizadas pesquisas sobre o seu mercado potencial. Todavia, quando a concorrência é maior, a incerteza se torna maior devido à incerteza relativa, motivada pela intensidade de reação de empresas concorrentes. Ademais, a maneira de reduzir ou lidar com as incertezas, dependem também do tamanho dessa empresa e do mecanismo informacional existente no mercado.

- **Incertezas quanto à previsão dos custos [Dt].** Segundo Dixit & Pindyck (1994) as incertezas sob custos podem ser especialmente importantes em grandes projetos que levam tempo para construir. São exemplos disso as plantas de termelétricas nucleares - onde o custo total de construção é muito elevado para se prever devido a incertezas de engenharia e também regulatórias, as hidrelétricas, os grandes complexos petroquímicos e de abastecimento de gás, o desenvolvimento de novas linhas de transmissão, e os grandes projetos de urbanos para distribuição de energia elétrica.

Há casos em que grandes projetos não são os principais requisitos. A maioria dos projetos de P&D envolve consideráveis incertezas de custos: o desenvolvimento de novos medicamentos por uma indústria farmacêutica, de um novo combustível ou matriz energética, são exemplos disso.

¹¹⁵ Essa discussão será apresentada com maiores detalhes no capítulo 3.

Essencialmente, as incertezas de custos seriam derivadas das variações dos recursos, e seus principais componentes seriam os custos variáveis, dos quais fazem parte matéria-prima, custo com mão-de-obra direta, outros insumos etc. A princípio esses custos variáveis estariam ligados a um produto. No entanto, pode-se esperar que no geral, a maioria das empresas de negócio tenha várias categorias de produtos que estejam correlacionando um ou vários custos variáveis. Nesse caso, ao problema da incerteza na evolução futura dos elementos de custos está inserido o problema do rateio dos custos conjuntos, tratado, normalmente, por meio do estabelecimento de convenções mais ou menos adaptadas à atividade de cada empresa.

Apesar das recentes evoluções dos sistemas de custos e novas abordagens dos sistemas orçamentários, tais como o desenvolvimento das metodologias de custeio por atividade [ABC], as incertezas nas previsões de custos permanecem como um elemento de grande restrição na avaliação precisa de um investimento.

- **Incertezas quanto ao nível da taxa [rs] de reinvestimento dos fluxos líquidos de caixa esperados dos projetos.** Uma maneira de se aproximar à [rs] seria por meio da rentabilidade média *ex-post* da firma verificada nos últimos anos e corrigi-la para cima ou para baixo em função da evolução prevista da conjuntura. Desses dois elementos, a conjuntura, de natureza mais subjetiva, parece ser afetada por uma incerteza maior que a primeira, para qual se dispõem, em geral, de indicações bastante confiáveis.

De acordo com os níveis de incertezas de um projeto, pode-se dizer também que, quanto maior a variabilidade da rentabilidade esperada menor seria a confiabilidade das taxas de reinvestimento. Como conseqüência, isso

afetaria os resultados dos dois principais critérios de avaliação [VPL e TIR] a partir dos quais se tomariam as decisões de investimento.

- **Incertezas quanto à vida econômica T dos ativos e equipamentos.** Segundo as noções gerais de economia, o tempo ótimo de utilização de um equipamento dependeria do seu custo marginal em relação à receita marginal que ele proporcionaria no mesmo período. Em síntese, pode-se afirmar que a igualdade desses dois elementos nos fornecia a duração ótima [T] de utilização do equipamento.

Conforme salientado por Simonsen (1979), a aquisição da máquina dará ao empresário o direito de receber os rendimentos de sua operação durante toda a vida útil. Se seus rendimentos fossem completamente previsíveis [num mundo sem risco], a máquina passaria a representar para o empresário a simples materialização de um ativo de renda fixa.

Entretanto, na análise de vida útil de um equipamento, observa-se que seus rendimentos geralmente são declinantes com o correr do tempo. Isso aconteceria basicamente por três razões (Ferreira, 2005):

- a) Ao longo do tempo tanto os desgastes dos equipamentos quanto os custos de manutenção aumentam;
- b) Os novos aperfeiçoamentos técnicos e inovações tendem a tornar a máquina obsoleta;
- c) Em uma economia em crescimento, os salários tendem a aumentar ao longo do tempo diminuindo a quase-renda das máquinas já existentes.

Diante desses fatos, Simonsen (1979) argumenta que uma pergunta que todo gerente deveria fazer após a análise da viabilidade dos bens de produção “é até que ponto valerá a pena manter a máquina em operação”. Aqui, o principal problema constitui-se a fixação da data de retirada dessa máquina, levando em conta sua curva de rendimento [mais um valor residual], de modo a maximizar o valor atual dos saldos líquidos futuros.

Assim, sendo o tempo uma variável contínua e admitindo-se que o custo de capital permaneça constante igual a uma taxa k_o , com $R(t)$ igual à curva dos rendimentos da máquina [ou ativo]. E, que o rendimento líquido entre as idades t e $t + dt$ se exprima por $R(t)dt$. Considerando ainda a hipótese de que a empresa não pretenda substituir o ativo que for retirado de operação no final de sua vida útil (T), o valor atual dos seus rendimentos, menos as saídas de caixa associadas a esse ativo será dado por Simonsen (1979):

$$F(T) = \int_0^T e^{-it} R(t) dt + S e^{-iT} - V \quad (26)$$

Onde:

- $F(T)$ = valor presente dos rendimentos futuros;
- $R(t)$ = rendimento do ativo em $t + dt$;
- S = valor residual do ativo;
- V = valor de aquisição do ativo.

De acordo com o modelo precedente de Simonsen (1979), a empresa deverá escolher a vida útil de modo a maximizar $F(T)$. Todavia, esse modelo partiria da hipótese de que a empresa iria retirar o equipamento apenas ao final da vida útil $[T]$.

Mas, como mostra Merrett & Sykes (1973), muitos projetos de investimento necessitam de métodos economicamente viáveis de avaliação de ativos. Principalmente em casos de reposição, ou quando um ativo, provavelmente, exceder em duração ao projeto no qual foi empregado. Em particular, os métodos de avaliação de ativos devem responder o valor de segurança para reposição, além da vida ótima desse ativo, o que poderá ocorrer antes ou depois de [T].

Neste caso, uma empresa irá repor seus ativos tomando como limite superior o custo de reposição dos ativos fornecido instantaneamente. Onde, por alguma razão, um ativo não puder ser imediatamente substituído por um ativo idêntico, seu valor não será adequadamente mensurado apenas pelo seu preço de reposição. A esse preço, deve-se adicionar um custo referente às perdas de receitas causadas pelos períodos temporariamente sem uso do ativo, ou pela curva de experiência.

Para simplificar este efeito, seria suficiente uma aproximação para o custo de reposição de ativos considerando as perdas de receitas envolvendo o período dos novos ativos, conforme modelo a seguir:

$$F(T) = \int_0^T e^{-it} R(t) dt + S e^{-iT} - (V + E e^{-iT+\Delta}) \quad (27)$$

$E e^{-iT+\Delta}$ representa então um custo adicional ou perda de receita no futuro pela troca do equipamento obsoleto. Em outras palavras, tal variável contingencial representaria um custo a ser considerado nas estimativas de avaliação do processo de inovação e expansão das empresas.

Grosso modo, é possível argumentar que valor esperado da “eficiência marginal de um bem” pode oscilar devido às condições de mercado, da indústria e até mesmo sobre o estado de espírito dos investidores. Nesse aspecto, o futuro sempre dependerá das limitações de racionalidade vigentes e do grau de

confiabilidade das análises. Todavia, mesmo com os avanços tecnológicos, há casos que determinadas avaliações são intuitivas e limitadas.

2.4.3 Avaliação dos erros e tendências das previsões de investimento

Retomando o problema crucial da avaliação, admitiríamos que em mercados eficientes, o preço de mercado forneceria melhor *estimativa* de valor, e o processo de avaliação seria apenas o de justificação. Por sua vez, geralmente, onde residem ineficiências, o preço de mercado de um projeto deverá desviar do valor real. Embora não exista mecanismo infalível, seria razoável assumir que as empresas recorrem a técnicas avançadas de investimento sempre que se apresentam diante de projetos mais arriscados.

Entretanto, se as questões de acurácia nas previsões de fluxos de caixa não estiverem plenamente resolvidas nada se pode dizer sobre a validade dos métodos. Tal preocupação foi muito bem examinada por meio de uma pesquisa histórica realizada por Linder (2005)¹¹⁶:

A começar pela década de 1950, seus achados para análise da acurácia das estimativas de gastos de investimento de capital, descobriu a existência das seguintes pesquisas: Dean (1954), Carter & Williams (1958), Zoeller (1959). Os principais resultados podem ser verificados no Quadro 7.

¹¹⁶ Todos os autores apresentados nessa seção são citados em Linder (2005)

QUADRO 7 Resultado de descobertas empíricas na década de 1950

Autor	País	Pesquisa	Principais desvios	Relações causais
Dean (1954)	EUA	Não especificou a Cia.	Aproximadamente $[\frac{1}{3}]$ dos projetos o valor atual desviou cerca de $[\frac{1}{4}]$ do esperado	Não forneceu detalhes que direcionassem tais erros de previsão
Carter & Williams (1958)	ING	246 Cias. Britânicas de vários tamanhos	Em quase $[\frac{3}{4}]$ das Cias. O ganho atual e o planejado desviaram mais de $[\frac{1}{2}]$. Em cerca de $[\frac{1}{4}]$ das companhias analisadas, os desvios excederam em $[100\%]$	Falta de conhecimento por parte do “ <i>peçoal de planejamento</i> ”. Tendências à “expectativas favoráveis” e outras com “estimativas conservadoras”.
Zoeller (1959)	EUA	Allis-Chalmers Manufacturing Co.	Cada investimento desviou de muito menos de $[269\%]$ para muito mais de $[233\%]$ do valor esperado	Não forneceu detalhes que direcionassem tais erros de previsão

Fonte: Todos os autores apresentados nesse quadro são citados e adaptados por Linder (2005).

Em relação aos dados coletados ao longo da década de 1960 e 1970 para a análise da acurácia das estimativas de gastos de investimento de capital, verificou-se a existência das seguintes pesquisas: Helfert (1960), Scheffer (1961) e Williams & Scott's (1965), Honko (1966), Myers (1966), Terborgh (1967), Kempster (1967), Bower (1970), Carter (1971), Henderson (1971), Dillon (1974), Honko & Virtanen (1975) e Van Vleck (1976).

QUADRO 8 Resultado de descobertas empíricas nas décadas de 1960 e 1970

Autor(es)	País	Pesquisa	Principais desvios	Causas
Helfert (1960)	EUA	Comparou a “ <i>lucratividade</i> ” atual e planejada do investimento em 3 indústrias	Na 1ª a lucratividade atingiu $[99,1\%]$ do esperado, na 2ª $[76,7\%]$ e na 3ª atingiu $[95,8\%]$	Não especificado
Scheffer (1961)	GER	31 Cias de vários tamanhos	Varição média de $[10\%]$	Super e subestimação

Continua...

QUADRO 8 Continuação.

Autor(es)	País	Pesquisa	Principais desvios	Causas
Williams & Scott's (1965)	ING	14 grandes Cias. de várias indústrias	Os desvios negativos excederam o número de desvios positivos	Excesso de otimismo do planejamento
Honko (1966)	FIN	Examinou 38 firmas Finlandesas	[75%] atingiram resultados superiores ao previsto no projeto inicial	Não especificado
Myers (1966)	EUA	Indústria Química	Avaliou como "conservadora" os investimentos para novos produtos	Não especificado
Terborgh (1967)	EUA	Allis-Chalmers Manufacturing Co.	Os lucros dos investimentos ficaram [189%] acima ou [76%] abaixo do esperado	Padrão linear das diferenças
Kempster (1967)	EUA	28 grandes Cias.	Concluiu que era totalmente comum as estimativas excederem os atuais realizados	Não especificou
Bower (1970)	EUA	Observou 50 projetos de uma grande Indústria	Houve insuficiência de [60%] do esperado. Para novos produtos, os valores correntes somaram [10%]. Para projeto de redução de custo excederam o previsto em [10%]	Não especificou
Carter (1971)	EUA	Revisou a abertura de uma Cia. na indústria Computadores	Concluiu que parecia haver entusiasmos e bastante dúvida nas previsões de fluxo de caixa da companhia	Não especificou
Henderson (1971)	EUA	Indústrias listadas na <i>Fortune 500</i> . Calculou o ROI e comparou-os com a TMA, ajustando ao custo de capital de terceiros	Chegou numa TMA em torno de [8%] em relação ao ROI de [15%]. Concluiu ilógica a estimativa entre [6 e 8%], especialmente quando os "guaranteed bonds" já forneceria esse nível de retorno	Suspeita de falha entre o planejamento dos gastos de investimento
Dillon (1974)	EUA	Método indireto	Focou as razões pelas quais os gastos com projetos de investimentos falham em suas previsões.	Super-estimação e falhas de suposição sobre os fatores do <i>Cash Flow</i>

Continua...

QUADRO 8 Continuação

Autor(es)	País	Pesquisa	Principais desvios	Causas
Honko et al. (1975)	FIN	46 indústria. Cerca de 1/4 já constavam na pesquisa anterior	Cerca de [85%] excediam o planejado. Havia também uma tendência negativa que poderia ser estabelecida pelos custos operacionais do projeto individual	Benefícios foram “subestimados” em [70%] das Cias.
Viafore (1975)	EUA	Estudos entre 1972 e 1974	O valor atual permaneceu [10%] abaixo do esperado	Similar a Hendsen

Fonte: dados adaptado de Linder e autores citados por Linder (2005).

A última pesquisa fornecida de 1970 merece destaque: Van Vleck (1976) conduziu um importante estudo sobre a acurácia do planejamento de fluxo de caixa. Em sua pesquisa foram aplicados questionários em 241 grandes empresas distribuídas em 21 setores diferentes que tentaram responder as questões sobre a acurácia por meio de várias sub-análises.

Na primeira análise dos ganhos realizados *versus* planejados de todas as 241 firmas, Van Vleck (1976) demonstrou que “os gestores das corporações tendem a ser otimistas quando prevêm os rendimentos nos projetos de capital”. Ao separar as razões dessa discrepância, ele mostrou que os desvios causadas pelo planejamento otimista [isto é, super-estimação dos ganhos e/ou subestimação das despesas] foram aproximadamente três vezes mais freqüentes que os planejamentos pessimistas. Além disso, enquanto os desvios devido uma previsão pessimista apresentavam tipicamente variação de [5 a 10%], aqueles apresentados com super-otimismo permaneceram entre [5 e 15%].

Na segunda análise Van Vleck (1976) seus dados mostraram que nove dos 21 setores apresentaram que os erros resultantes de um comportamento pessimista excederam aos de super-otimismo. Os maiores desvios entre o planejado e o corrente aconteceram no setor de eletrônicos e eletrodomésticos,

indústria química, vidro, concreto, metais, mineração e têxtil. A indústria farmacêutica foi uma das que apresentaram poucos erros. Na terceira análise, ele tentou estabelecer uma correlação entre tamanho da companhia [vendas] e a magnitude do erro, porém não obteve resultados significantes. Em uma quarta análise ele testou a influência da acurácia do planejamento com gasto de capital na lucratividade da empresa. Nessa análise também não houve análise conclusiva entre o relacionamento.

Na quinta análise de Van Vleck tentou – exatamente como Henderson (1971) – tirar conclusões sobre a acurácia dos planejamentos baseado em relações do retorno total dos investimentos de capital [após impostos] e a taxa mínima de atratividade. Os resultados mostraram que na maioria dos setores, o retorno corrente dos investimentos são mais baixos que taxa de atratividade respectiva.

Desde que seja improvável que a gerência dessas empresas aprove os projetos de capital que não satisfaçam a *Hurdle rate*, Van Vleck (1976) assume que a lucratividade potencial dos gastos de capitais ou das despesas necessárias foram calculadas mal. Os três fatores mais freqüentes responsáveis pelos desvios são: a subestimação dos *custos dos projetos*, a subestimação dos “custos operacionais” e a subestimação dos “lucros potenciais”.

A partir de 1980 sobre as questões de acurácia das estimativas de gastos de investimento de capital, verificou-se a existência das seguintes pesquisas, conforme Quadro 9.

As três pesquisas mais recentes foram: (1) Weber et al. (2002) que se preocuparam com o processo de investimento de capital em quatro grandes Companhias da Alemanha [três indústrias e uma na área de serviço]. Seus resultados apontaram o “super-otimismo e a manipulação nos planejamento de gasto de capital”, na avaliação de seus entrevistados. Similarmente, (2) Pieroth

(2002) discutiu sobre o problema de “super-otimismo” em uma multinacional de produtos de consumo, porém não ofereceu nenhum dado quantitativo.

QUADRO 9 Resultado de descobertas empíricas a partir da década de 1980.

Autor(es)	País	Pesquisa	Principais desvios	Causas
Merrow et al. (1981)	EUA	Processos pioneiros [indústria química, óleo e mineral]	As “estimativas de custos” estabelecidas nos início da construção de 44 plantas, cobriram normalmente [93%] dos custos correntes. As estimativas de custos executadas durante a fase do projeto de engenharia contabilizaram apenas [78%]. Acima de [50%] das fábricas falharam em atingir suas metas de produção do segundo ao sexto mês após o “start-up”.	Houve um nítido contraste da expectativa habitual em que custo corrente caiu simetricamente dentro do estabelecido e relativamente limitado a variações de custos estimados. Fatores: [1] a extensão da qual a tecnologia da fábrica partia em relação ao projeto anterior; [2] o grau de definição do local e característica relativas dos projetos, e [3] a complexidade da fábrica.
Honko et al. (1982)	EUA	Processo de Investimento em 30 grandes Cias. Industriais	Eles apontaram que 87 investimentos que falham não apresentaram proporcionalidades significantes no conjunto dos investimentos das empresas	A hipótese de planejamento de um lado como razão central das falhas dos investimentos
Arnold (1986)	EUA	Caso da <i>Cloud Tool Company</i> , fabricante de equipamentos petrolíferos	Esta empresa experimentou sérios problemas econômicos após uma grande projeto de expansão de sua fábrica que apresentou menor lucratividade que o esperado.	Não especificou

Continua...

QUADRO 9 Continuação.

Autor(es)	País	Pesquisa	Principais desvios	Causas
Bromiley (1986)	EUA	Comparou gastos de Investimento [previsto x corrente] a renda total [previsto x corrente] em três indústrias	Com em entrevistas de empregados de diferentes níveis e funções “previsões foram tendenciosas no senso estatístico”. Cerca de [5 a 10%] acima do que poderiam ser gastos.	Descobriu que algumas Cias. mantiveram diferentes previsões: otimistas para motivar gerentes dos sub-níveis, previsões acuradas para a gerencia do topo, e conservadora propostas e discussões com a finanças e comunidade bancária
Pruitt & Gitman (1987)	EUA	Indústrias da <i>Fortune 500</i>	[80%] respondentes declaram que os ganhos potenciais dos investimentos são super-estimados. [43%] responderam com implementação de novos investimentos de capital foram geralmente subestimado.	Conclusão geral: “O erro de estimação das necessidades de despesas parece especialmente comum em investimento de avanços tecnológicos e novos processos”

Fonte: adaptado de Linder (2005)

Diferente dos outros autores, (3) Lazaridis (2002) focou sua análise em pequenas e médias empresas. Das 100 companhias que responderam à pesquisa, [33,7%] gerenciavam para atingir suas previsões iniciais com um intervalo variando de [5%] entre o máximo e mínimo. A maioria da empresas, porém, enfrentaram grandes desvios de [6 a 10%] para [31,6 %] dos respondentes, [11 a 15%] para [23,5 %] dos respondentes, [16 a 20%] para [51%] a acima de [20%] para [6,1%]. Infelizmente, o estudo não incluiu alguma informação da direção desses desvios e se o tamanho das empresas influenciava nesses desvios.

E, finalmente, as evidências encontradas dos vários estudos empíricos mostraram uma desagradável imagem tanto em relação à acurácia do planejamento em projetos de investimento, quanto das pesquisas neste tópico.

Assim, intuitivamente poderíamos pensar que as maiores dificuldades em termos de projetos de investimento não se limitam apenas ao processo de avaliação. O maior entendimento em questões como planejamento, previsões de cenários ajudaria os gestores a desenvolver uma melhor avaliação dos seus projetos de investimento.

Até aqui, a maioria dos estudos mostraram desvios entre os valores previstos e realizados, que – pelo menos na opinião de alguns – podem ser significantes. Além disso, muitos estudos descobriram que esses desvios são provavelmente menos uma consequência de influências aleatórias do que planejamentos tendenciosos. De fato, o “super-otimismo” pode ser um sério problema nas previsões com gasto de capital.

Apesar das evidências, isso não permite conclusões válidas sobre o impacto da falta de acurácia na *performance* corporativa. Na realidade, são oito as maiores áreas de problemas que poderiam explicar a falta de conhecimento sobre o processo de gasto de capital e acurácia nas previsões, a saber:

- a) **Procedimento insatisfatório de amostragem e tamanho de amostra.** Os procedimentos de amostragem e tamanhos de amostras permanecem insatisfatórios nos estudos empíricos disponíveis. Com a exceção de Carter & Williams (1958), Honko (1966), Henderson (1971), Honko & Virtanen (1975), Van Vleck (1976), Merrow et al. (1981), Pruitt & Gitman (1987), e Lazaridis (2002), os estudos foram baseados em amostras muito pequenas para ser representativas de uma população.
- b) **Possível parcialidade dos entrevistados.** Como Bromiley (1986) mostrou, que não pôde ser excluído, que os resultados obtidos em estudos irão ser diferentes de acordo com o nível hierárquico e a função dos entrevistados.

- c) **Dados insatisfatórios para análise.** É notável que alguns dos estudos negligenciaram ao investigar a direção e magnitude dos desvios. Por exemplo, a pesquisa de Lazaridis (2002) mostrou que os desvios existiam não somente nas grandes empresas, mas também as médias e pequenas empresas. Entretanto, não respondeu a questão se a má estimação é simétrica ou não – assim, limitando o valor do estudo.
- d) **A não separação dos diferentes tipos de projetos nos estudos.** Os trabalhos de Bower (1970), Merrow et al. (1981), e Pruitt & Gitman (1987) *apud* Linder (2005). mostraram que a confiabilidade nas previsões, provavelmente, seria mais baixa para os projetos de primeiro tipo [*investimentos estratégicos*] do que em projetos de reposição. Portanto, uma análise de acurácia da previsão deverá ser diferenciada entre esses dois tipos de projetos. Entretanto, o domínio da maioria dos estudos não faz uma análise separada desses dois grupos de projetos.
- e) **Dubiedade por conveniência de tempo de período de tempo usado para cálculo dos valores atuais.** Vários autores como Carter & Willams (1958) limitaram as suas análises do valor atual de resumo da duração total dos respectivos investimentos. Dado que isso, talvez não possa significativamente distorcer os dados de custos, porém deve introduzir erros significativos nos ganhos, já que o tempo necessário para novos equipamentos ou fábricas atingirem as operações normais não é o mesmo para todos os projetos. De fato, as receitas de produção em muitas firmas [especialmente fábricas] possuem mais volatilidade que os custos.
- f) **Testes questionáveis para relacionamento entre acurácia nas previsões e *performance* na companhia.** O único autor que tentou

estabelecer um link entre a acurácia das previsões e a *performance* da companhia foi Van Vleck (1976). Embora sua tentativa seja louvável, algumas críticas sobre sua análise, entretanto, são necessárias. A confiança na lucratividade como a única *proxy* da *performance* pode ser criticada, já que indicadores puramente financeiros não devem ser representes global [*long-term*] da *performance* corporativa. Em uma recente discussão dos sistemas de indicadores de balanço, como *Balanced Score Card*, a maioria dos autores enfatizaram a unilateralidade dos indicadores financeiros tradicionais e a necessidade uma visão de balanço das *performances* competitivas.

- g) **Falta de qualidade em checar resultados.** A maioria dos autores negligenciou em checar seus resultados para significação estatística e liberdade das influências. Carter & Williams (1958), por exemplo, não checaram seus resultados de distribuição de “super” e “subestimação” para significados estatísticos. Além disso, nas pesquisas empíricas existentes sobre acurácia de previsão, os exemplos não foram adequadamente checados para uma possibilidade de parcialidade nas respostas.
- h) **Falta de estudos atualizados.** Totalmente surpreendente para os autores, foi não descobrir nenhum estudo sobre acurácia no planejamento de 1990. Além disso, embora a acurácia no planejamento em gerenciamento no gasto de capital foi conduzida predominantemente pelos pesquisadores dos EUA entre 1950 e 1980 diminuiu nos anos de 1980 e 1990. O último estudo dos EUA que tratou desse tópico foi conduzido por Pruitt & Gitman (1987). Desde então, as investigações sobre acurácia do planejamento de investimento de capital não têm acontecido no EUA. Similarmente,

quando excluída as evidências de Pieroth (2002) e Weber et al. (2002), o único estudo recente é de Lazaridis (2002).

A revisão forneceu uma visão geral sobre a existência dos estudos empíricos. De fato, este campo é caracterizado por amostras insatisfatórias, possíveis tendências nas repostas, falta de uma análise mais sofisticada de dados, ausências em checar os resultados para a acurácia, período de tempo duvidoso usados no cálculo do valor atual, testes questionáveis para relacionar acurácia nas previsões e *performance* das companhias, e finalmente, ausência de pesquisa com dados atualizados.

Apesar disso, fica evidente que a maioria dos estudos descobriu desvios entre o valor realizado e previsto. Um grande número de estudos, também apontou que esses desvios não foram resultados de questões aleatórias, mas tendências unilaterais de previsões. Isso é chamado de hipótese da liberdade de uma tendência em questão¹¹⁷. De fato, o “super-otimismo” é um problema relevante nas previsões com gasto de capital, o que levaria a argumentar sobre a necessidade de um maior esforço de pesquisa.

Entretanto, com o relato de vários estudos empíricos considera-se imatura ainda qualquer prescrição do que deveria ser feito sobre os problemas desvios no resultado dos projetos de investimento. Seria interessante examinar as estimativas de volatilidade a partir das várias fontes de incertezas que um projeto traz. Além disso, como teria argumentado Copeland & Antikarov (2001) muito pouco tem sido escrito sobre os problemas de estimativas.

De todo modo, tal questão merece cuidados no setor de energia elétrica por três motivos:

¹¹⁷ Linder (2005)

- Em primeiro, consideraríamos os problemas de tempestividade da informação causados pelos vários meios de se obter informações sobre os estudos de viabilidade e seus principais elementos de interesse. Em segundo, focamos nossas preocupações tanto em relação à vida útil dos investimentos, como também aos atrasos pré-operacionais de acordo com os dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, que tem acompanhado o andamento dos cronogramas dos projetos investimento no setor¹¹⁸. Em terceiro, os próprios mecanismos de regulação *versus* mecanismos de mercado podem levar a erros de estimativas e a criação de processos tendenciosamente intuitivos na análise.

¹¹⁸ Dados acessíveis em: ANEEL (2005).

3 CONTEXTUALIZAÇÃO TEÓRICA E ADERÊNCIA AO OBJETO DE ESTUDO

3.1 Singularidade entre o mercado de capitais nas práticas de avaliação de investimentos

Já é sabido que o desenvolvimento econômico de uma economia está intimamente ligado à existência dos mercados financeiros. Ou seja, a medida que um país desenvolve e enriquece, a sua estrutura de intermediação financeira tende a se ampliar. Pode-se dizer que esse fato estaria relacionado ao aumento da eficiência alocativa do capital e poupança.

Particularmente, o mercado de capitais constitui uma possibilidade real para a realização de investimentos com riscos diluídos e, ao mesmo tempo, representa uma importante fonte de desenvolvimento econômico. Tanto que se poderia afirmar que uma economia é desenvolvida quando possui mercados de capitais eficientes e encontra-se em desenvolvimento quanto não possui¹¹⁹.

Essa relação é tão positiva a ponto de surgir um espelho entre o mundo real e o mercado financeiro. O que pode ser comprovado quando este [o mercado financeiro] passa a determinar o custo do investimento das empresas. Tal atribuição pode ser denominada como uma “replicação de risco-retorno”.

Em termos práticos, ao avaliar um projeto de investimento, normalmente as empresas comparam a “taxa de retorno esperada” para investir em um projeto com o retorno que os acionistas poderiam ganhar em investimentos de risco equivalentes no mercado de capitais por si mesmos.

Para melhor compreensão desse mecanismo, iniciaremos pela formulação da seguinte matriz teórica de investimento, para depois, apresentarmos algumas suposições teóricas (Quadro 10):

¹¹⁹ Pinheiro (2002)

QUADRO 10 Matriz de investimento

	Tempo	Fundos	Risco
Mercado financeiro	Mercado a vista, a termo e futuros	Ações, debêntures, opções etc.	Mercados “perfeitos” [completo]
Empresas	Curto e longo prazo	Fluxo de caixa, capital dos acionistas e/ou de terceiros	Mercados “imperfeitos” [incompleto]
Gestores de investimento	Decisões sobre o <i>market timing</i> , período de retorno, vida e monitoramento dos projetos de investimento	Avaliação das alternativas de financiamento e do custo de oportunidade em condições de incerteza	Escolha dos modelos de otimização para avaliação do risco

Fonte: dados da pesquisa.

Em uma economia moderna, imagina-se também que os mercados sejam bastante variados em termos de ativos. Sobre tais circunstâncias poderíamos então encontrar tantos ativos reais - menos negociáveis, quanto financeiros. Todavia, mesmo que um ativo não seja diretamente negociado nos mercados financeiros, devemos aproximar de seu valor implícito relacionando-o com outros ativos semelhantes negociados.

Assim, segundo a teoria de finanças, um gestor de investimento precisaria simplesmente montar um portfólio risco de ativos negociados no mercado financeiro que replicassem exatamente os retornos do projeto de investimento. A partir dessa solução encontrada, o valor de um projeto de investimento deveria ser idêntico ao valor do portfólio, pois, qualquer diferença de preço entre eles daria margem a um ganho de arbitragem¹²⁰. Deve-se observar, inclusive, que a melhor condição será em termos da hipótese de mercados eficientes.

Neste caso teríamos:

- Se o ativo é negociado no mercado seu valor é observado.

¹²⁰ Ver por exemplo Hull (1997).

- Se o ativo não é negociado no mercado:
 - a) Monta-se uma carteira de ativos negociados que espelhe as características do ativo em termos de valor esperado [$E(x)$] dos *payoffs* e em termos de variabilidade dos *payoffs* [σ].
 - b) O valor da carteira será o somatório do valor dos ativos que a compõe, pois caso contrário existirá oportunidade de arbitragem.

Quanto ao retorno dos investimentos, este representa um “custo de oportunidade”, ou o que se poderia obter em relação de semelhança [*taxa livre de risco + prêmio do risco*].

Se, em termos de comportamento padrão os investidores são avessos ao risco, é possível pressupor que os fluxos de caixa futuros que apresentarem risco, passem a valer no presente um valor menor do que os fluxos sem risco [ativos seguros com retorno garantido].

Ainda, se consideramos que as expectativas são diferenciadas, para cada tipo existirá diferentes tipos de “riscos”. Em vista disso, cada investidor exigirá diferentes taxas de retornos para disponibilizar os recursos requisitados pela empresa ou projeto de investimento¹²¹. Isso então seria um ponto de partida para que ocorra a otimização do custo de capital.

É importante também observar que para adição do prêmio de risco, os gestores de investimento devem ser capazes de fazer uma distinção entre dois tipos principais: os riscos específicos ou diversificáveis e os riscos sistemáticos ou não diversificáveis, pois, de acordo com a teoria financeira, os investidores seriam remunerados apenas pelo último.

¹²¹ Por exemplo, os diferentes setores da economia geralmente apresentam diferenças de riscos devido às questões específicas de cada um. Um outro fato pouco abordado na teoria que merece também ser lembrado, consiste nas variações do custo de capital em função das mudanças de preferências em relação ao gosto e aos preços relativos.

Vê-se, após essa explanação inicial, que no mundo dos negócios a maioria das empresas tem recorrido a utilização de critérios teóricos e fontes relativas do “mercado de capitais”, no intuito de aproximar o risco de um projeto de investimento mesmo que indiretamente. Aliás, são premissas da própria teoria ortodoxa. Sendo assim, as dificuldades de estimativa da sensibilidade das expectativas de retorno de um investimento real se circunscreveriam de acordo com a Figura 5.

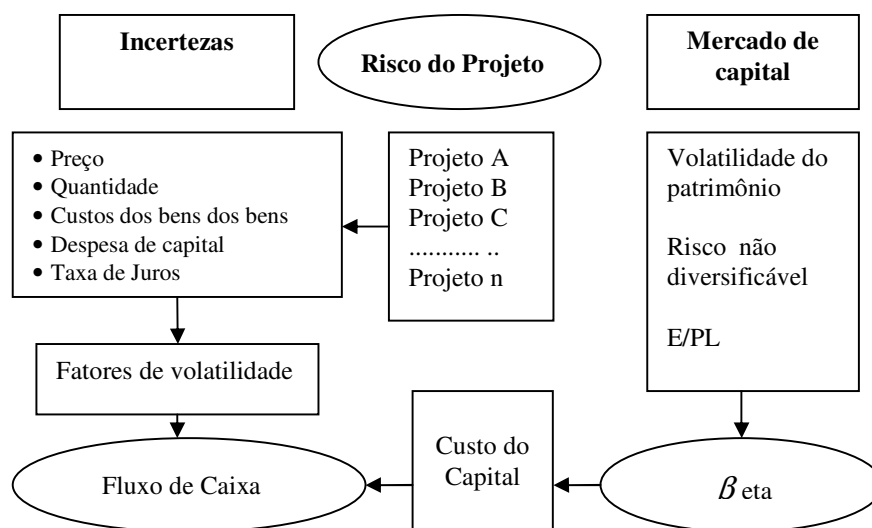


FIGURA 5 Estimativa da taxa ajustada ao risco
 Fonte: adaptado de Copeland & Antikarov (2001)

Especificamente, para determinação do custo do capital, adota-se como metodologia mais utilizada o CAPM *Capital Assets Pricing Model*, que busca identificar a percepção do mercado sobre os riscos de uma empresa ou setor específico. A expressão do custo de capital próprio pelo método CAPM encontra-se na equação genérica número [20]:

A partir da formulação padrão anterior geralmente são incorporadas variáveis adicionais para que reflitam outras categorias de risco -, por exemplo, as características dos mercados emergentes tais como prêmio de risco país e o prêmio de risco cambial. No caso do setor energético, existe ainda a questão do risco regulatório.

A despeito disso, temos que considerar a existência das relações regulatórias que estabelecem determinados critérios “exogenamente” de apuração de seu valor, tendo em vista o interesse “público-privado”. Nestes termos, sob essas condições, o sistema de preço se tornaria mais “complexo”, visto que tais questões não ficariam apenas no âmbito de aplicação metodológica, mas também sob “as diferentes expectativas” de cada agente [empresas, acionistas e ente regulador].

Já no que se refere à característica dessas relações, surge, dessa maneira, um sistema híbrido composto por pelo menos duas forças, regulação *versus* mercado. Sobre tal argumento, devemos considerar em nossa matriz de investimento os efeitos da intervenção regulatória. Assim, a maior desafio seria tanto devido às formas de aplicações de determinado métodos, quanto ao contexto, ou ambiente, para determinação de critérios metodológicos.

De fato, poderá haver erros de previsão e estimativas em projetos de investimento, como conseqüência, isso poderia induzir aos problemas de equilíbrio nos preços relativos e eficiência alocativa.

Em função do exposto, avaliamos adicionalmente que as proposições de aplicações metodológicas visam reduzir as incertezas dos processos econômicos. Todavia, a maneira como tais critérios são estabelecidos *ex-ante*, podem influenciar negativamente nos resultados *ex-pos*”.

Vejamos logo a seguir algumas características no ambiente de regulação.

3.2 O mecanismo de regulação e seus efeitos

No que tange o agente regulador, alguns dos seus principais objetivos seriam (Tavares, 2003)¹²²:

- a) Garantir simultaneamente tarifas baixas com elevados níveis de produtividade;
- b) Resolver as tensões entre eficiência alocativa, distributiva e produtiva;
- c) Incorporar mecanismos de indução à eficiência dinâmica [i.e. crescimento econômico];

Todavia, a maior prioridade para o órgão regulador é definição da tarifa de energia elétrica. No Brasil, por exemplo, esse processo é conduzido pelo conceito de eficiência alocativa, no qual consistiria em uma tarifação igualada ao custo marginal de prestação de serviço. O principal mecanismo dentro dessa abordagem é o chamado *price-cap* ou preço-teto.

Na literatura, o *price-cap* é apontado como um dos métodos tarifário adequado para as empresas em regime de monopólio natural, além de poder estimular ganhos de produtividade e sua transferência parcial para os consumidores (Salgado, 2003)¹²³. Dentre as razões encontradas para adotar esse mecanismo envolvem a redução tanto do risco regulatório, quanto dos custos da ação reguladora, dispensando-a de controles que necessitem de informações sobre os custos das firmas reguladas.

¹²² Na visão dessa pesquisa, o objetivo geral dos agentes econômico de regulação é estabelecer regras, com vistas a reduzirem as incertezas futuras do ambiente econômico.

¹²³ De acordo com Fiani (2007) é um método de regulação tarifária que, entre os períodos de revisão da tarifa, estabelecidos em contrato, permite à empresa regulada reajustar seus preços, tomando como referência um índice geral de preços. Em geral esta correção pelo índice geral de preços não é plena, mas descontada de um fator [X] que, se espera, estimule redução de custos através de ganhos de eficiência.

Vale observar que, uma abordagem alternativa ao *price-cap* seria o método baseado nos custos [custo histórico, custo de reposição e custo de serviço]¹²⁴. Por esse método, busca-se garantir à firma uma remuneração em função do custo de oportunidade de capital. Nestes termos, fixa-se a taxa de remuneração do investimento e as tarifas são calculadas de modo a satisfazer essa taxa, para um nível de consumo previsto.

O Quadro 11 resume algumas diferenças entre as duas abordagens de acordo com Pinto Júnior & Silveira (1999):

QUADRO 11 Características metodológicas de políticas regulatória e tarifária

Tipo de Regulação	Taxa de Retorno [remuneração com base nos custos]	Price-cap [remuneração com base em preço limite]
Objetivos/ Características	Assegurar o reajuste de preços que permita o reembolso integral dos custos	Assegurar um preço teto, menos um índice negociável X, fixado <i>ex-ante</i> [indicador de produtividade]
Vantagens	Assegurar a viabilidade econômica da firma; Incitar o investimento, aspecto importante em fase de forte expansão.	Proteção dos consumidores; Incitar a redução de custos.
Desvantagens	Tendência à má alocação de recursos [efeito Averch-Johnson ¹²⁵]; Multiplicação de reajustes; Nenhuma incitação à redução de custos.	Necessidade de definição de um padrão mínimo de qualidade; Critério para revisão do parâmetro <i>versus</i> assimetria de informação; Se o ambiente econômico é incerto: <i>price-cap</i> é alto, ou prazo a revisão de X é longo.

Fonte: adaptado de Pinto Júnior & Silveira (1999).

Pode-se deduzir que a principal diferença entre as duas abordagens consiste na separação dos custos e preços. Por exemplo, mesmo na presença de assimetrias de informação, a firma regulada na abordagem *price-cap* deverá reduzir seus custos, uma vez que os preços não são determinados pelos custos adicionais incorridos. Neste caso, sua principal estratégia de criação de valor

¹²⁴ Para maiores detalhes ver Tavares (2003)

¹²⁵ A percepção de que os modelos tarifários baseado nos custos das firmas geravam, entre outros, problemas derivados da assimetria de informação entre a firma regulada e o órgão regulador [efeito Averch-Johnson] fez com que esquemas alternativos fossem criados.

será dada através de corte dos custos sem que haja, evidentemente, uma queda automática nos preços (Pinto Júnior & Silveira, 1999).

Na presença de incertezas quanto à demanda futura, os preços nunca serão inferiores ao que seria determinado de forma competitiva, caso contrário, haveria um forte incentivo para sub-investimentos e/ou racionamento da oferta [no seguimento de geração de energia]. No caso das prestadoras de serviços [distribuidoras de energia] isso se manifestaria com uma degradação da qualidade do serviço, razão pela qual esse modelo de regulação de preço deve ser implantado na presença de padrões de qualidade do serviço, que sejam fiscalizados e estimulados pelo agente regulador [Vakhitova, 1998].

Em relação ao sistema de preços, é necessário também estabelecer uma conexão entre os instrumentos que conduzem as relações dos agentes. Nesse contexto, de um lado permanece o mercado de capitais, cujo papel seria o de formar os preços ou remuneração do capital, de outro as empresas do setor de energia elétrica, consideradas ativos reais, enquanto que o agente regulador empresta os interesses da sociedade.

Para escopo deste trabalho, julgamos importante examinar algumas relações de preços que conduzem tal expectativa, de equilíbrio [ou falhas], no mercado de energia elétrica.

De fato, foi a existência de diferentes abordagens na condução desse assunto que motivou nossa discussão. Portanto, o debate recairia sobre a intervenção do Estado na economia, principalmente nos chamados monopólios naturais, além das recentes inovações que se difundiram em diversos países, principalmente nos chamados setores de utilidade pública [*unbundling*].

Basicamente, as conseqüências de algumas das inovações adotadas no modelo de regulação brasileiro são as concessões de serviços anteriormente públicos e o *unbundling*¹²⁶. As principais exigências que essas medidas impõem

¹²⁶ Desagregação

sobre o agente regulador seriam: (1) a garantia da qualidade em setores antes de gestão pública, (1) a relação entre o agente regulador e as firmas que permanecem como monopólios [naturais] e (3) a defesa da concorrência.

A partir daí, o problema se fundamentaria por meio de escolhas e aplicações instrumentos e proposições que visem a um encadeamento lógico que demonstrassem o verdadeiro preço de equilíbrio das tarifas, além de uma remuneração adequada do capital. Ou seja, tal sistemática deveria contemplar os princípios de concorrência, criação de valor e os interesses sociais em meio às mudanças de cenários e dinâmicas tecnológicas¹²⁷.

3.2.1 Proposta de DEMSETZ

Como podemos observar, no caso específico do setor de energia elétrica, a tendência à desconcentração estatal se deu no campo das concessões em conjunto com a regulamentação tarifária.

Do ponto de vista teórico, o instrumento das concessões visa a tornar um monopólio natural “contestável”. Com efeito, isso seria o instrumento válido para introduzir a competição no setor, pois os agentes disputariam o direito a extrair as rendas de monopólio deste setor (Viscusi et al., 1995).

Todavia, de acordo com Fiani (2007) esta solução, embora pareça simples e barata¹²⁸, é alvo de muitas indagações.

Um dos seus principais defensores foi Demsetz (1968), quem apresentou seu famoso escrito intitulado “*Why Regulate Utilities?*”. Ou seja, “Por que Regulamentar os Serviços de Utilidade Pública?”. Sua crítica é também conhecida como sistema de franquia [*franchising*], onde ocorre a concessão do direito de exploração de negócios específicos.

¹²⁷ Sem querer entrar em detalhes, observe que o termo econômico é bastante amplo, e não circunscreve apenas para os equipamentos.

¹²⁸ Seus defensores argumentam que, pelo instrumento de concessões não haveria necessidade de regulamentação, o que representaria uma economia para a sociedade.

Conforme assinala Johnson et al. (1983), o sistema de franquia tem por base uma forma de conquistar o mercado, na qual, vigoraria uma espécie de leilão por esse. As firmas interessadas em produzir, em condições de monopólio apresentam suas propostas. No entanto, o vencedor será o competidor que se comprometer a produzir aos mais baixos preços, ou ainda, oferecer um pacote mais interessante, no qual esteja relacionado tanto aos preços, quanto às qualidades do produto ou serviço.

Na visão do próprio Demsetz, pelo sistema de concessão haverá concorrência mesmo em casos ou situações de monopólio natural [por exemplo, em um setor como o de distribuição de energia]. Essa argumentação apesar de limitada, pode ser consubstanciada pelo fato de que as empresas em potencialidade de oferta têm que concorrer umas com as outras para identificar e determinar qual delas vencerá e será a empresa produtora.

De acordo com sua própria característica, a concorrência não existiria dentro do mercado, por se tratar de um monopólio, mas no momento do ingresso das firmas, o que traria pouca diferença em termos de resultado final. Como poderá ser visto logo mais, para o mercado de energia elétrica é possível encontrar uma aproximação do modelo de Demsetz no segmento de geração. Melhor dizendo, o mercado de energia elétrica já conduz o processo de leilões para entrada de novos investimentos por meio da CCEE.

Entretanto, há indústrias, ou parte de indústrias onde esse tipo de leilão não poderia ocorrer. Isso porque, para que o modelo funcione seria necessária a existência de duas condições que não se verificam na maioria dos serviços de utilidade pública (Basso & Silva, 2000). A primeira estabelece que o leilão deva ser necessariamente competitivo, não podendo haver conluio entre as empresas concorrentes. A segunda condição estabelece que os insumos necessários à produção tenham que estar à disposição de todas as empresas concorrentes, a preços também concorrenciais.

Respeitadas essas condições, mesmo no que diz respeito aos investimentos em infra-estrutura, DEMSETZ não acredita em justificativa para regulação *tarifária*. Sobre tal consideração, poder-se-ia também indagar sobre os principais efeitos da regulação tarifária para o setor elétrico. Nestes termos, seria até pretensioso, de nossa parte, querer que tal questionamento fosse respondido ao final deste texto. Todavia, acreditamos ter pelo menos abordado sobre seus principais elementos.

Finalmente, quanto aos possíveis problemas de duplicação da infra-estrutura – ou, possíveis retrações - Demsetz (1968) atribui ao fato de os serviços de utilidade pública, geralmente, serem de propriedade comum, o que impediria o estabelecimento de um preço de construção advindo do seu verdadeiro “custo de oportunidade”.

Mas, mesmo assim não haveria problema, pois ao oferecer o serviço a quem se comprometesse com o menor preço, uma agência regulatória simularia a concorrência de mercado e evitaria essa duplicação. Note-se, com isso, que Demsetz concorda com o instrumento da regulação como simulador de mercado concorrencial, suas críticas estariam então voltadas em uma de nossas bases de discussões, ou seja, à regulação *tarifária*.

3.2.2 Crítica de WILLIAMSON

Em oposição à abordagem de Demsetz (1968), a crítica de Williamson (1985), se baseia fundamentalmente na crítica da desconsideração, na análise das concessões, dos “custos de transação” gerados pelos investimentos, por parte do concessionário.

Um ponto relevante a ser observado diz respeito ao horizonte temporal. Nesse caso, o estímulo aos investimentos se daria por meio de contratos de longo prazo. Isso estaria também consignado à idéia de que os contratos devem dar suporte às partes envolvidas durante a vida útil do projeto de investimento.

Assim, se existirem falhas no desempenho em relação à expectativa do poder concedente, provavelmente o concessionário não realizará os investimentos no nível adequado.

Na mesma direção, os prazos dos contratos, necessariamente mais longos e complexos, induziriam à clausuras específicas que estabelecessem critérios para a redução das tarifas por conta de melhoria em áreas como a tecnologia, a produtividade e outras. Essa é uma visão mais dinâmica, por abranger o contrato em um período pré-estabelecido. Enquanto que, ao contrário, o enfoque de Demsetz se daria sob um contexto mais estático.

Com relação ao comportamento desviante das concessionárias, suas resoluções constituem-se em demora litigiosa e *sobrecustos* políticos e sociais.

Questões como ambigüidades contábeis, juntamente com a relutância das agências reguladoras em permitir a falência das empresas concessionárias [em razão de custos sociais e políticos] poderão estimular as concessionárias de energia manipular estrategicamente as informações que possuem no momento da renegociação do contrato.

E, mesmo que instrumentos de controle, tais como técnicas de auditorias reduzam este tipo de “risco”¹²⁹, o concedente e o concessionário passam, em função disso, a se envolverem nas relações de natureza regulatória. Em contrapartida, o modelo de concessão em sua versão mais radical, tal como sugerido por Demsetz (1968), perderia sua vantagem diferencial em termos de poupança de recursos públicos¹³⁰.

Além disso, deve-se observar a existência de outros fatores que também acabam por minar a condição de paridade entre os potenciais concorrentes das concessionárias no momento da renovação dos contratos:

¹²⁹ Risco regulatório

¹³⁰ Williamson (1985)

- a) **Conhecimento sobre as especificidades da operação.** Como argumenta Williamson (1985), após uma empresa vencer pela primeira vez a concessão, ela acumula experiência e conhecimento sobre as operações do serviço, o que transformaria a concorrência, que era antes, uma relação de grandes números [i.e. nenhum competidor pela concessão tinha vantagens sobre outros] para uma relação de pequenos números [competidores passam a ter vantagens sobre os demais].
- b) **Dificuldade de substituição de concessionários com *performance* inadequada.** Segundo Williamson (1985), nos casos de investimentos específicos com durabilidade maior do que o período de vigência da concessão, alguma regra de avaliação para a transferência destes ativos aos novos concessionários, no caso de perda da concessão pela empresa dever ser definida.
- c) **Problemas de manipulação dos custos.** Os custos originais podem ser manipulados pelas empresas concessionárias, ainda que os procedimentos de depreciação sejam estabelecidos antecipadamente, além disso, problemas na avaliação do valor residual podem vir a ocorrer. Por exemplo, um concessionário sucessor pode oferecer menos pelo equipamento, e neste caso, desenvolver um custo pelo processo de barganha.

Há ainda os problemas relacionados à construção da infra-estrutura, problemas de estimativas e alocação de recursos, além das questões ambientais, durabilidade de sistemas de distribuição, incertezas e comportamento irracional que são desconsiderados em Demsetz (1968).

Assim, uma conclusão geral que poderia ser observada seria a de que, exceto para casos muito específicos, o processo de concessão, pura, não

representaria um instrumento adequado para promover a concorrência de um setor que, tecnologicamente, se apresente em um monopólio natural. Desta forma, a concessão deve vir acompanhada de um conjunto de normas de regulação econômica, que limite as rendas extraordinárias do poder de monopólio.

3.2.3 Questões de equilíbrio e qualidade

Enquanto que na teoria econômica pressupõe-se que o monopolista maximiza seus lucros somente pela função preço, no mundo real um monopolista se utiliza também da variável qualidade, cujo nível de oferta depende das condições da demanda.

Quando monopolista adota o *price-cap* por intermédio da regulação, pode ser sempre mais lucrativo ofertar uma qualidade inferior àquela eficiente, pelo simples fato de que, não sendo um discriminador perfeito, o monopolista não consegue capturar os benefícios dos consumidores intramarginais por causa da melhor qualidade. Economicamente, isto se torna vantajoso desde que a redução dos custos de qualidade seja maior do que as perdas de receitas derivada da redução das quantidades vendidas. Todavia, dentro dos parâmetros sociais isso se tornará ineficiente quando a redução do excedente do consumidor superar o aumento nos lucros (Rovizzi & Thompson, 1995).

Do ponto de vista empírico, a partir da experiência do Reino Unido, verificou-se um aumento expressivo no nível da qualidade dos serviços, mesmo em comparação com a situação em que a prestação de serviço era originária de estatal¹³¹. Ressaltamos, que nem sempre é possível introduzir competição em alguns segmentos de infra-estrutura, tal como é o caso da distribuição de energia, rede de gás e telefonia. Nesses casos, quando submetido ao *price-cap*, é

¹³¹ Pelo que versa a teoria, as empresas públicas estariam mais propensas a oferecer um nível mais elevado de investimento em qualidade dos serviços, dada a sua menor preocupação com rentabilidade e custos.

financeiramente interessante para o monopolista reduzir seus investimentos em qualidade.

Sobre essa questão Rovizzi & Thompson (1995), propõe alguns mecanismos alternativos de regulação da qualidade:

- a) **Publicação de informações sobre a *performance* em qualidade.** Por ser uma medida que acarreta negociação a respeito dos padrões de qualidade, possivelmente deverá elevar os custos de transação. No Brasil, estas informações são mais divulgadas pela imprensa e pelos órgãos de defesa do consumidor, do que através da ANEEL.
- b) **Ajuste do *price-cap*.** Esta solução seria incorporar um elemento de ajuste ao preço do serviço do agente regulado, determinado pelo nível de qualidade. Nestes termos, uma redução da qualidade significaria uma redução no fator de desconto do *price-cap*.
- c) **Esquemas de compensação de consumidores.** O esquema de compensação já é adotado, principalmente no setor de energia elétrica, em países como o Reino Unido. A vantagem desse esquema é o ressarcimento direto ao um determinado grupo de consumidores ou consumidor prejudicado. Todavia, segundo Fiani (2007), no Brasil, as falhas de qualidade têm muitas vezes um caráter difícil de ser identificado e os custos de transação são normalmente bastante elevados.
- d) **Padrões mínimos de qualidade.** Neste caso, o agente regulador estabelece um padrão mínimo de qualidade, sendo a firma regulada penalizada caso não atinja os padrões mínimos exigidos. A desvantagem desta solução é que sua combinação com o *price-cap* pode eliminar as possibilidades de escolha da firma regulada.

No caso do setor elétrico brasileiro, como medida de longo prazo, observa-se que a partir da Lei 9.991/00, as prestadoras dos serviços públicas de distribuição de energia são obrigadas a investir uma parcela da receita operacional líquida [ROL] nos programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – P&D e de Eficiência Energética no setor elétrico¹³². O quadro a seguir resume a evolução dos investimentos em qualidade desde o início do programa (Tabela 7):

TABELA 7 Resultados do Programa de Eficiência Energética

Ciclo	Nº de Concessionárias	Demanda Retirada de Ponta [MW]	Economia de Energia [GWh/ano]	(%) da Receita Operacional Líquida	Investimento em R\$ [Milhão]
1998/1999	17	250	755	1	196
1999/2000	42	370	1020	0,75	230
2000/2001	64	251	984	0,50	152
2001/2002	64	85	348	0,50	142
2002/2003	64	54	222	0,50	154
2003/2004	64	110	489	0,50	313
2004/2005	64	275	925	0,50	175
2005/2006	63	158	569	0,50/0,25	311
Total	-	1553	5222	-	1673

Fonte: ANEEL (2005).

Nota-se que, os investimentos de qualidades ao longo dos anos vêm aumentando gradativamente. Na mesma direção, existe um processo de redução dos custos, o qual poderá ser examinado por meio de uma curva de aprendizado das empresas concessionárias de energia elétrica.

Sobre essas medidas, no campo das políticas públicas, a agência regulatória tem como preocupação em aumentar a eficiência energética a partir dos investimentos em qualidade. Para tanto, o regulador tem que dispor de dados

¹³² Conforme a Lei 11465/07 as concessionárias ficam obrigadas aplicarem no mínimo 0,50% [cinquenta centésimos por cento] de sua receita operacional líquida [ROL] até 31/12/2010, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética. A partir dessa data esse índice deverá também ser ampliado para empresas com até 1000 GWh, que hoje estariam aplicando 0,25%.

sobre a função da produção da empresa regulada, e ao mesmo tempo das preferências dos consumidores.

Assim, programas como esse de qualidade, trazem vantagens significativas quando há assimetria de informação entre consumidores e produtores, principalmente quando se trata de consumidores cativos. Por exemplo, no setor de distribuição de energia que não existe possibilidade de entrada efetiva de firmas competidoras, a agência reguladora compensaria tal deficiência, simulando um ambiente concorrencial no intuito de reduzir os lucros de monopólio.

3.2.4 Considerações sobre o sistema de preços e delimitação da proposta de trabalho

Diante dos argumentos anteriores é possível perceber a existência um problema de ordem “prática” no processo de equilíbrio em ambientes considerados híbridos¹³³. E, isso tende a se aprofundar quanto maiores forem as incertezas e as imperfeições de mercado. Especificamente, no setor de energia elétrica as relações econômico-sociais são condicionadas ao choque de forças entre o mercado e a regulamentação.

Quanto aos critérios comportamentais, em ambos os lados podem surgir tendências que possivelmente deverão ser revistas para melhor adequação nas práticas de estimativas de preços e, principalmente as abordagens de precificação de ativos no mercado brasileiro.

Não obstante, temos que considerar que o papel do regulador é evitar que o monopolista aufera rendas extraordinárias. Mas, por outro lado, temos que admitir que a posição da firma seja obter rendas para remunerar o capital, uma vez que, esta representa um elemento “natural” de qualquer negócio.

¹³³ O modelo brasileiro de energia é de fato um sistema híbrido, com agentes públicos e privados disputando o mesmo mercado, com premissas e interesses distintos. Assim, grande parte dos problemas metodológicos surge dos diferentes interesses.

Contudo, por causa dos problemas de assimetria entre a firma regulada e o regulador, possivelmente as oscilações no ambiente econômico se tornariam mais atenuantes. Cabe ressaltar, que algumas discrepâncias poderão ser observadas justamente na aplicação de instrumentos metodológicos. Assim, em alguns casos, nas fases que seguem determinadas condutas, ou procedimentos, um sistema pode vir a falhar em sua meta de equilíbrio.

Nesse caso, enfatizamos que, além das imperfeições de mercado, a utilização de suposições divergentes entre os agentes poderá interferir negativamente no sistema de preço, do mesmo modo que, um comportamento padrão “viesado”, pode ser introduzido por meio das práticas sugeridas ou impostas pela regulamentação.

Não podemos deixar de observar que além regulamentação, as condutas tipo das “isomórficas” das empresas ou gestores podem trazer algum “viés” sobre os resultados da indústria.

Em função disso, verificamos a importância de se examinar o comportamento em investimento por meio do desdobramento das seguintes dimensões: regulamentação e mudanças institucionais, estrutura de mercado e avaliação de risco.

Sobre tal complexidade, num primeiro momento, buscamos identificar e analisar as recentes mudanças no setor de energia elétrica e o estabelecimento de novas premissas de cunho regulatório. Em sentido mais amplo, intensificamos nossas análises para os efeitos nos investimentos, principalmente com a introdução do mercado de leilões e perspectiva de “complementaridade” da matriz energética.

Presume-se nesse sentido que, as práticas de investimento sejam afetadas pelas mudanças institucionais, pois estas visam a manter a estabilidade de um sistema econômico e diminuir incertezas. Além disso, um exame mais aprofundado na estrutura de mercado deve também ampliar em alguns pontos

nossa visão sobre a relação dos agentes no setor, diante do processo de formação do capital e equilíbrio nos preços.

Aliás, estamos lidando com a problemática do futuro “probabilístico”, de forma que as mudanças institucionais, estas sim revelariam dois fatos importantes para as metas de equilíbrio: (1) ou os mecanismos atuais para se estabilizar as oscilações do sistema estão tecnologicamente obsoletos e requerem melhorias e/ou (2) a dinâmica institucional é um elemento natural nos ambientes de muitas incertezas.

Quanto ao problema da avaliação de risco, nossa preocupação estará voltada ao exame de possíveis erros de estimativas nas aplicações das metodologias de apreçamento. Por simplicidade, enfatizamos que os problemas de avaliação seriam mais atenuantes em regulados justamente pelas questões já levantadas nessa seção.

A partir dessa idéia subjacente, iremos delimitar nossas ações no exame de algumas aplicações da abordagem do custo de oportunidade do capital, do qual, sugerimos que as divergências ou “erros” de estimativas podem de alguma maneira comprometer o processo de equilíbrio e/ou alocação de recursos no setor.

Do mesmo modo, temos que considerar que tais erros trazem heterogeneidade nas expectativas “racionais” pela utilização excessiva de “proxies” nas estimativas. Ou pelo menos, criar expectativas homogêneas “viesadas” em consequência de problemas “ancoragem”¹³⁴ em posições subjetivas na avaliação. Cabe ressaltar que tal discussão não será aprofundada nesse texto, haja vista nosso interesse estar voltado para o exame dos diferentes resultados e variações nas estimativas do custo de capital.

Em última análise, reforçamos a idéia da utilização da abordagem “comparativa-implícita de equivalência de risco”, através da análise de portfólio

¹³⁴ Fatores que influenciam determinadas decisões ou posturas nas avaliações de uma variável.

de mercado¹³⁵ que apresentada na seção 4.5. O principal objetivo é o da simplificação da abordagem de avaliação de risco para o mercado de energia elétrica, em consequência do relaxamento de alguns pressupostos mais rígidos. De fato, especificamente nessa abordagem, consideramos apenas dois: (1) eficiência informativa e (2) percepções idênticas nas expectativas.

Com base no exposto, as próximas discussões estarão vinculadas aos seguintes objetivos específicos:

- a) Descrever as recentes mudanças estruturais e institucionais, além de importantes considerações sobre o impacto nos investimentos no setor de energia elétrica;
- b) Promover uma análise sucinta da estrutura de mercado, alguns resultados e *performance* de retorno nessa indústria e;
- c) Avaliar algumas aplicações metodológicas -, possíveis erros nas estimativas da taxa de retorno ajustada ao risco, e logo em seguida sugerir uma análise de *performance* de risco do índice de energia elétrica, por meio de dados extraídos no mercado de capitais, em comparação à alguns índices setoriais e específicos.

¹³⁵ Por portfólio entende-se uma carteira de títulos ou [índice] que contém ações, obrigações, mercadorias, investimento em imóveis, investimentos em títulos de liquidez imediata ou outros ativos de um investidor pessoa física ou institucional (Downes & Goodman, 2003).

4 DELIMITAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO: MUDANÇAS INSTITUCIONAIS, REGULAÇÃO, MERCADO, CENÁRIOS E RISCO

4.1 Desafios e oportunidades no setor elétrico

No contexto internacional existem vários cenários alternativos produzindo níveis diferentes de incertezas que, em geral, estão vinculados às condições tecnológicas, sociais e políticas de uma região ou país. O problema da energia, por exemplo, está condicionado ao elemento infra-estrutura, que por sua vez, depende intensamente das diferentes estratégias entorno dos desdobramentos desse elemento.

Assim, avaliamos que um dos fatores que reforçam o desenvolvimento econômico seja a oferta energética. E, como a geração de energia pode ser obtida por meio de várias fontes tecnológicas, e cada uma associada a diferentes custos de implantação e de operação, os seus resultados poderão gerar diferentes impactos socioeconômicos em um determinado contexto.

Sobre tais efeitos, como ponto de partida, examinamos historicamente o modelo energético mundial. A partir dessa análise iremos descrever o posicionamento do setor elétrico brasileiro em torno das perspectivas internacionais. Além disso, nas seções posteriores trataremos de alguns elementos mais específicos no âmbito setorial, tal como as recentes mudanças tanto estruturais quanto institucionais.

Isso será, de certa maneira, uma preocupação em termos de investigação, e também de relevância geral do problema de incertezas em ambientes de negócios.

Portanto, visto por este ângulo, é possível observar, por meio dos estudos da *International Energy Agency* (IEA) em 2005, que o quadro de

fornecimento de energia primária no mundo de 1971 a 2003¹³⁶, por fonte energética, apresentou o seguinte cenário de evolução (Tabela 8).

TABELA 8 Crescimento energético no mundo – Energia Primária

1973	%	2003	%
<i>Oil</i>	45,0	<i>Oil</i>	34,4
<i>Coal</i>	24,8	<i>Coal</i>	24,4
<i>Natural Gás</i>	16,2	<i>Natural Gás</i>	21,2
<i>Rebewables & Waste</i>	11,2	<i>Rebewables & Waste</i>	10,8
<i>Hydro</i>	1,8	<i>Nuclear</i>	6,5
<i>Nuclear</i>	0,9	<i>Hydro</i>	2,2
<i>Other*</i>	0,1	<i>Other</i>	0,5

Fonte: IEA (2005), *inclui energia solar, aeólica, etc.

Note-se que, no período examinado houve uma redução na participação do consumo de petróleo em relação às outras fontes. Em contra partida, o maior aumento em termos relativo se deu pelas fontes de energia nuclear, seguida pela oferta de gás natural. As fontes hidrelétricas, por seu curso, apresentaram um crescimento moderado, além de uma participação pouco representativa em relação às outras fontes de energia.

Um outro dado gerado pelo relatório levou em conta a distribuição por região (Tabela 9):

TABELA 9 Representatividade energética por região

1973	%	2003	%
<i>OECD</i> ¹³⁷	62,4	<i>OECD</i>	50,9
<i>Former USSR</i>	14,4	<i>China</i>	13,5
<i>China</i>	7,2	<i>Asia**</i>	11,6
<i>Ásia**</i>	6,1	<i>Former USSR</i>	9,1
<i>Latin America</i>	3,7	<i>África</i>	5,3
<i>África</i>	3,5	<i>Latin America</i>	4,4
<i>Non-OECD Europe</i>	1,6	<i>Middle East Europe</i>	4,2
<i>Middle East</i>	1,1	<i>Non-OECD</i>	1,0

Fonte: IEA (2005), ***Asia excludes China*

¹³⁶ Há, nesse sentido, uma defasagem de 3 anos em termos dados. Isso é justificável, pois os órgãos internacionais trabalham com uma defasagem média de dois anos em termos de dados históricos.

¹³⁷ *Organization for Economic Co-operation and Development.*

Ao mesmo tempo em que houve uma diminuição em termos de participação dos países que compõem a OECD, notoriamente a China obteve uma expansão considerável no período observado. O que revela um crescimento considerável naquela região, fato da consolidação como país pólo de investimentos¹³⁸. A próxima tabela apresenta a evolução da capacidade de geração a partir da base “hydroenergética” (Tabela 10):

TABELA 10 Participação hydroenergético no mundo

1973	%	2003	%
<i>OECD</i>	71,5	<i>OECD</i>	48,3
<i>Former USSR</i>	9,4	<i>Latin America</i>	20,8
<i>Latin America</i>	7,2	<i>China</i>	10,4
<i>Ásia**</i>	4,3	<i>Former USSR</i>	8,3
<i>China</i>	2,9	<i>Ásia**</i>	6,7
<i>África</i>	2,2	<i>África</i>	3,2
<i>Non-OECD Europe</i>	2,2	<i>Non-OECD Europe</i>	1,7
<i>Middle East</i>	0,3	<i>Middle East</i>	0,6

Fonte: IEA (2005), ***Asia excludes China*

No caso das fontes hidrelétricas, a América Latina foi a região que mais expandiu seus investimento. Isso se deve em parte às condições naturais e climáticas da região e a questões estratégicas de seus governos. A China também teve um aumento expressivo dessa base tecnológica. Este país atualmente executa um dos maiores empreendimentos nessa área¹³⁹.

O destaque da América Latina ainda é expressivamente representado pelo Brasil. As hidrelétricas existentes correspondem a aproximadamente [72,0%] da capacidade energética instalada do País [dados de 2005, ONS]. Atualmente opera com 624 empreendimentos, gerando em torno de 73.4 milhões

¹³⁸ A crescente demanda interna chinesa justifica a necessidade de grandes volumes de investimento em diversos setores, incluindo infra-estrutura e em especial no setor elétrico.

¹³⁹ A maior usina hidrelétrica do mundo, a Três Gargantas, na China, custará US\$ 21,7 bilhões e contará com 26 geradores com capacidade de 18,2 milhões de kW. A usina entrou parcialmente em funcionamento em 2003, ajudando a China a enfrentar seu déficit energético.

de kW em termos de potência fiscalizada de um total de 96,2 milhões de kW incluído todas as fontes de energia elétrica¹⁴⁰.

Em relação ao mundo, o Brasil ocupa a segunda posição entre os principais produtores de energia hidrelétrica com aproximadamente [11%] da produção mundial. Se considerarmos a capacidade instalada, o Brasil ocupa atualmente a terceira posição com potência instalada 65 GW¹⁴¹ segundo dados da *United Nations* e da IEA. Um dado relevante é a presença do Brasil em terceiro colocado como País importador de energia elétrica. Durante o período observado, segundo os dados da IAE ele seria superado apenas por Alemanha e Itália (Tabela 11).

TABELA 11 Posição brasileira na geração de energia primária

Brasil	TWh	Rank	GW	%
<i>Producers - % of World total</i>	306	2 ^a		11,2
<i>Installed Capacity - % of World total</i>		3 ^a	65	8,37
<i>% of hydro in total domestic Generation</i>		2 ^a		72,00
<i>Importers**</i>	37	3 ^a		6,78

Fonte: IEA (2005); ONS (2007).

**Principais importadores: Paraguai, Uruguai, Argentina e Venezuela

Apesar do balanço positivo, a equalização entre a oferta e demanda energética ainda é motivo preocupação [incerteza] no país. Recentemente, devido à defasagem de investimento na expansão da capacidade de geração em outras fontes de energia, e aos baixos índices pluviométricos, o país passou por um período de racionamento que durou nove meses - de junho de 2001 a fevereiro de 2002, Banco Central (2006).

No mesmo período, estima-se que o país tenha economizado 26 milhões de megawatts-hora por mês, o equivalente a 7,2 milhões de domicílios com consumo médio de 300 quilowatts-hora.

¹⁴⁰ Isso totaliza cerca de 1600 empreendimentos.

¹⁴¹ Em termos relativos, isso corresponde aproximadamente 30% da capacidade hidroenergética do país.

De acordo com o informativo de análise Bacen/Focus, o programa foi considerado bem sucedido, embora não tenha atingido a meta inicial de [20%] de redução sobre o consumo médio de maio a julho de 2000.

A economia global foi de [15,6%] nas regiões Sudeste e Centro-Oeste; no nordeste de [15,7%]. Entre os consumidores residências a economia foi maior do que o previsto, chegando a [28,3%] em agosto de 2001, com média de [24,4%] em todo o período, ultrapassando a meta de [20%].

Ao final da crise, fevereiro de 2002, os níveis dos reservatórios alcançaram cerca de [56,94%] nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e na Região Nordeste [48,33%] em relação à capacidade máxima, ambos acima da margem de segurança requerida, em respectivamente [3,65%] e [0,04%].

4.1.1 Racionamento energético e seus principais impactos

4.1.1.1 Variação na demanda e na tarifa de energia elétrica

No tocante a variação da demanda de energia, a partir da meta de racionamento, previa-se uma redução do consumo de acordo com as condições hidrográficas das regiões, e também com tipo de consumidor. Os mecanismos de ajustes e penalidades foram então estabelecidos por meio de cortes de energias e sobretaxas.

O resultado geral foi uma retração no consumo de energia em 29,3 GW, o que corresponde, a uma redução relativa de [18,7%] tendo como referência o ano de 1999. Avaliado em termos regionais, no Norte, por exemplo, o impacto na demanda efetiva foi de [19,4%] entre os meses de junho e novembro, enquanto que a redução na demanda efetiva de energia no Nordeste ficou [17%] abaixo da meta estabelecida. A região Centro-Oeste/Sudeste manteve uma retração média de [18,6%] na demanda, também considerada abaixo da meta. Ao final, o balanço geral no período compreendido entre os meses de junho de 2001

e fevereiro de 2002, por subsistemas, apresentou a seguinte situação (Quadro 12).

QUADRO 12 Resumo estatístico do racionamento da demanda de energia de acordo com as condições hidrológicas de cada região [2001-2002]

	Valores em MW Médio e engloba 95% do sistema interligado (SIN)		
	Redução no consumo: 18,60%	Redução no consumo: 19,40%	Redução no consumo: 17,00%
Mês	CO/Se	Ne	N
Junho	19	19,7	-
Julho	21,7	21	9,8
Agosto	19,5	18,9	18,5
Setembro	18,6	16,1	20,2
Outubro	17,3	13,9	18,9
Novembro	15,2	12,6	19,5

Fonte: ONS (2007).

Neste mesmo período o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), coordenou vários leilões de energia entre os demandantes e os ofertantes de energia adicional, visando minimizar o impacto na economia do processo de racionamento. Com o crescente acesso aos leilões, as empresas, então, puderam comprar energia a custos decrescentes.

O total transacionado até o fim período de racionamento foi em torno 51.470 MWh. E, apesar de pouco expressivo em termos de demanda, houve impacto positivo na taxa de curto prazo, conforme aponta o Gráfico 22.

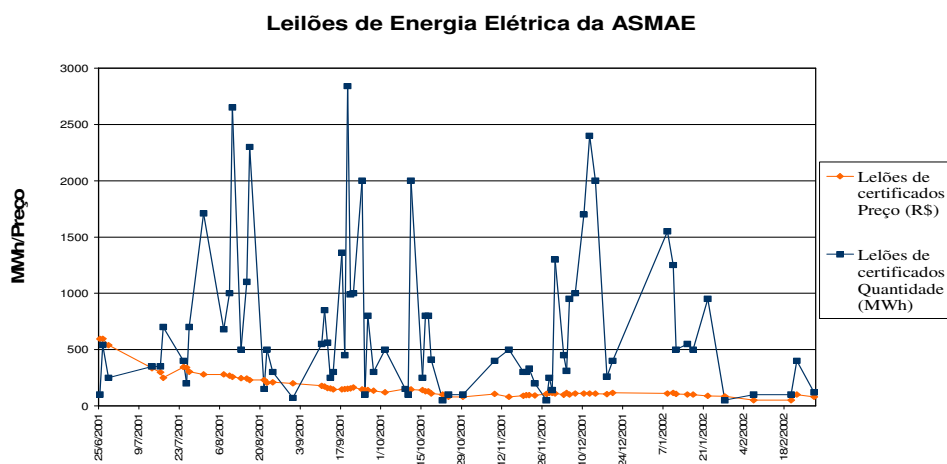


GRÁFICO 22 Leilões de energia elétrica da ASMAE

Resumo Leilões do MAE	Quantidade Total (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)
25/06/2001 a 28/2/2002	51.470	168,83	8.689.819,50

Fonte: CCEE (2007).

Caso o leitor esteja interessado em uma análise mais aprofundada da ilustração anterior, veja a análise de regressão localizada no apêndice B.

4.1.1.2 Risco de racionamento e impacto econômico sobre as empresas

A partir da apropriação de uma pesquisa realizada pelo Pactual Research (2001), nós pudemos também formular nossas questões sobre a sensibilidade dos retornos em períodos de elevada redução na demanda.

Nestes termos, foram construídos dois cenários diferentes para deduzir os possíveis impactos sobre as empresas de energia elétrica.

Na primeira hipótese, a redução seria de [10%] na produção das geradoras de energia nos subsistemas Se/Ne. Isso afetaria todas as empresas que fazem parte o sistema interligado, resultando em redução de [5%] no volume de

vendas de energia projetado para 2001 [maio-novembro] e também [6,5%] de energia assegurada no mesmo período.

Na segunda hipótese, o Banco considerou uma redução de [20%] na produção das geradoras no Se/Ne. O impacto também seria observado em todas as empresas que fazem parte do sistema interligado, resultando em uma redução de [10%] no volume de vendas de energia projetado para 2001 [maio-novembro] e também redução de [13%] na energia assegurada.

No mesmo período o banco havia assumido duas possibilidades de racionamentos regionais com diferentes impactos para as empresas concessionárias de energia. Com esse efeito, o menos provável na época seria a ocorrência do racionamento apenas nas regiões Se/Ne. Mas, por outro lado, seria razoável presumir que a possibilidade mais provável seria que o consumo do Sul [Sul] fosse também reduzido.

Tendo em mente esses cenários, com redução de [5%] e [10%] no consumo de energia no Sudeste (Se) e Nordeste (Ne) durante o período de 2001 [maio-novembro], além da hipótese de redução também no Sul, conseguiu-se chegar aos valores na Tabela 12.

TABELA 12 Redução de EBITDA considerando o racionamento no Se/Ne

Redução	Racionamento	
EBITDA	5%	10%
CEMIG	-8,50%	-17,00%
COELCE	-7,00%	-14,00%
LIGHT	-6,40%	-12,90%
GERASUL	-6,30%	-12,50%
TIETÊ	-5,80%	-12,20%
METROPOLITANA	-3,20%	-11,40%
ELETOBRAS*	-4,90%	-9,90%
COPEL	-3,20%	-7,00%
CELESC	0,00%	0,00%

* Considera Furnas, Chesf e Eletronorte

Fonte: Pactual Research (2001)

Para chegar ao impacto nos EBITDA's¹⁴², esses valores foram ajustados a partir das projeções originais para refletir o crescimento reduzido nas vendas de energia. É importante salientar que, mesmo as empresas pertencentes a locais ou subsistemas que mantiverem as condições de geração asseguradas, são afetadas devido a redução de contratos juntamente com vendas ao consumidor final. De outra forma, uma redução em qualquer ponto poderá afetar o resto do sistema como um todo, devido à interligação sistema elétrico Brasileiro (SIN).

Se considerássemos o primeiro caso, as empresas mais afetadas seriam a CEMIG, a COELCE, LIGTH e GERASUL. Sendo que CEMIG e LIGHT são geradoras localizadas e pertencentes ao subsistema Sudeste e COPEL e GERASUL ao subsistema sul. Por outro lado, a segunda hipótese considera o cenário de racionamento incluindo a região Sul. Sobre esse aspecto, as empresas mais afetadas seriam, a CELESC, CEMIG, COPEL e COELCE, conforme Tabela 13.

TABELA 13 Redução de EBITDA considerando o racionamento no Se/Ne e Sul

	Redução	Racionamento
EBITDA		5% 10%
CELESC	-12,80%	-25,30%
COELCE	-8,50%	-17,00%
COPEL	-7,70%	-15,40%
COELCE	-7,00%	-14,00%
LIGHT	-6,40%	-12,90%
GERASUL	-6,30%	-12,50%
TIETÊ	-6,10%	-12,20%
METROLITANA	-5,80%	-11,40%
ELETOBRÁS*	-4,90%	-9,90%

Fonte: Pactual Research (2001).

Diante dessas simulações, é possível argumentar que dada a possibilidade de sentimento negativo, os investidores tenderão a reduzir suas posições no setor. Mas, isso não seria novidade, justamente pelo fato de que um

¹⁴² *Earning Before Interest, Tax, Depreciation e Amortization.*

investidor não gosta de se expor aos riscos, a menos que eles possam esperar o recebimento de um prêmio que compensasse a sua exposição.

Portanto, é esperado que esse retorno excedente aumente devido a uma exposição maior ao risco do setor em períodos de racionamento. E, em outras palavras, significaria que um investidor sempre buscará ser recompensado no futuro pelos riscos assumidos no presente, ou seja, em tempos de racionamentos os prêmios riscos serão bem maiores do que em condições normais até o limite da não aceitação desse tipo de investimento.

Todavia, por se tratar de uma área de utilidade pública, em último caso, o governo assumirá todos os riscos não diversificáveis em excesso.

4.1.2 Busca do equilíbrio de longo prazo e da estabilidade: mudanças institucionais e estruturais a partir da crise de racionamento

Entre as mudanças político-institucionais que ocorreram na ocasião, destaca-se a criação do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Esse comitê foi coordenado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e composto pelos ministérios de Minas e Energia (MME), Fazenda (MF) e Planejamento (MP), além da Agência Nacional de Energia (ANEEL), Agência das Águas (ANA) e Advocacia Geral da União.

Sua prioridade básica consistiu no aperfeiçoamento do setor elétrico brasileiro, via a retomada de investimentos, a garantia do funcionamento pleno do mercado e a atenuação do impacto dos aumentos tarifários. As principais ações ocorridas foram delineadas em 33 medidas e categorizadas em oito temas gerais, conforme descrito no Quadro 13.

Partindo dessas propostas de alterações, em 2003/2004 o Governo Federal iniciou uma fase de adequação ao novo modelo do Setor Elétrico.

Em termos institucionais, foi definida a criação de um órgão responsável pelo planejamento de longo prazo - a Empresa de Pesquisa Energética [EPE],

uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento de energia elétrica - o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – (CMSE).

QUADRO 13 Gestão da Crise Energética: Medidas Classificadas por Temas

Classificação	Temas
A	Normalizar o funcionamento do setor
B	Fortalecer o mercado
C	Assegurar a expansão da oferta
D	Monitorar a confiabilidade de suprimento
E	Aperfeiçoar a interface entre o mercado e os setores regulados
F	Defender a concorrência
G	Assegurar a realidade tarifária e a defesa do consumidor
H	Aperfeiçoar as instituições

Fonte: Banco Central (2006).

Em substituição ao MAE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passaria a ser responsável pela comercialização de energia elétrica no sistema interligado (SIN).

Quanto ao processo de comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda: (1) O ambiente de Contratação Regulada (ARC), cujos participantes são os Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica; (2) Ambiente de Contratação livre (ACL), cujos participantes são Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de Energia, e Consumidores Livres.

Em síntese, isso constitui o principal instrumento de regulação entre os demandantes e os ofertantes líquidos de energia adicional:

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados - denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) - celebrados entre Agentes Vendedores e Compradores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. No ACL os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de

contratos bilaterais. Os Agentes de Geração sejam eles, os concessionários de serviço público de Geração, os Produtores Independentes de energia ou os Autoprodutores, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes; mantendo o caráter competitivo da geração.

E todos, sejam do ACR ou não, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

O esquema teórico a seguir, dá uma visão geral da comercialização de energia envolvendo os dois ambientes de contratação (Figura 6).

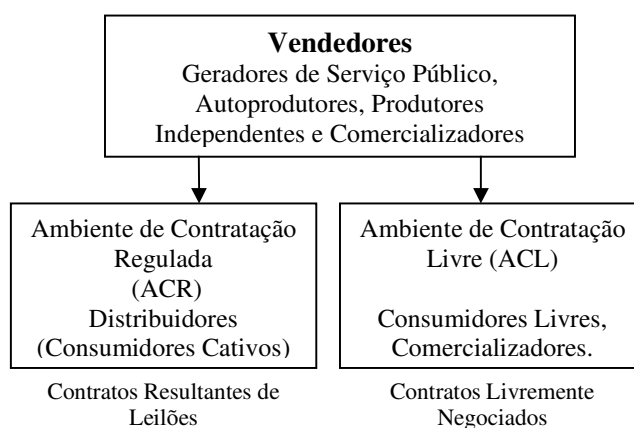


FIGURA 6 Modelo de Comercialização na CCEE
Fonte: CCEE (2007).

Ademais, as outras alterações importantes incluem a redefinição do exercício do poder atribuído ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS.

Vale ressaltar que o novo modelo do setor elétrico visa a atingir três objetivos principais: (1) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, (2) promover a modicidade tarifária e (3) promover a inserção social no Setor

Elétrico Brasileiro, em particular, através dos programas de universalização do atendimento.

Nesse aspecto, as principais hipóteses de desenvolvimento do novo modelo de gestão, a serem observadas, possuem as seguintes definições e metodologias:

- **Garantia e suprimento:** Prevê a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres. A introdução de nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia [risco de suprimento] e custo de suprimento. Essa medida visa detectar desequilíbrios em cenários de oferta e demanda.
- **Modicidade tarifária:** Prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observando o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.
- **Inserção social:** Prevê a promoção e a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados àqueles que ainda não contam com esse serviço, garantido subsídios para os consumidores de baixa renda.

Finalmente, do ponto de vista histórico, é possível examinar três fases distintas em termos de mudanças estruturais no setor:

Uma primeira fase, com o antigo modelo de regulamentação que durou até 1995. Após esse período o setor pode experimentar a segunda fase mudanças com a instauração do projeto de reestruturação do sistema elétrico brasileiro. Essa fase compreende os períodos de 1995 até 2003, e apesar da curta duração foi suficiente para garantir as principais mudanças institucionais vigentes.

A última fase, ou modelo atual, iniciou-se a partir de 2004 e foi introduzida com o objetivo de assegurar a continuação do processo de desregulamentação, através de ajustes necessários para evitarem falhas acontecidas no processo inicial. Nesse sentido, poder-se-ia então caracterizar esta última como uma fase de adequação institucional da anterior.

O Quadro 14 ilustrativo é uma síntese geral de cada modelo e suas características em termos estruturais. Ele permite comparar as principais mudanças institucionais acontecidas, além de relacionar o papel de cada agente do setor. Com isso, o leitor poderá ter uma visão geral do processo de adequação das instituições ocorrida recentemente, além de alguns desafios no “presente-futuro”, e principalmente sobre as questões de expansão.

QUADRO 14 Evolução da Estrutura de Governança do Setor de Energia Elétrica

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Modelo Vigente a partir de (2004)
Financiamento através de recursos público	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas Verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração transmissão, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios natural-Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos

Continua...

QUADRO 14 Continuação.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Modelo Vigente a partir de (2004)
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercado livre e regulado
Planejamento Determinativo – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresas de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação de 100% do Mercado	Contratação de: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% de mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidado na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

Fonte: CCEE (2007).

Portanto, diante do exposto, é possível argumentar que as mudanças recentes visam sobretudo a diminuir as incertezas futuras na indústria de energia elétrica, além de ser um fator extremamente relevante para o equilíbrio de longo prazo no ambiente regulatório.

4.1.2.1 Evolução do mercado de energia elétrica e questões de negociação sobre os investimentos no setor

Até 2004, todos os negócios referentes à comercialização de energia eram registrados no MAE. Com o estatuto da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e por meio do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 todas as atividades de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica

passaram a ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A Tabela 14 apresenta um resumo da evolução do processo comercialização no mercado de curto prazo desde a data de sua criação quando era de responsabilidade do MAE.

Atualmente, os agentes participantes estão distribuídos em três categorias: *Comercialização* - que compreendem os agentes de Comercialização, Consumidores Livres, Importações e Exportações; *Geração* – que são os agentes de Geração, de Autoprodução e de Produção Independente e, por sua vez, os agentes de distribuição que estão incluídos na categoria *Distribuição*.

A evolução de cada classe compreende o período observado de 2000 até 2005 conforme Tabela 14.

TABELA 14 Evolução do Número de Agentes no MAE/CCEE

Classe/ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Autoprodutor	0	3	8	11	11	14
Comercializador	5	18	31	35	41	47
Consumidor Livre	0	0	0	0	34	470
Distribuidor	35	39	41	42	42	43
Gerador	15	19	19	20	20	22
Importador	1	1	1	1	1	1
Produtor independente	2	15	26	37	45	65
Nº de agentes $t-1$	0	58	95	126	146	194
Acréscimo Absoluto t	58	37	31	20	48	468
Total	58	95	126	146	194	662
Índice de Acréscimo $I_{AA} = (1+\Delta) * I_{Ac-1}$	1,000	1,637	2,172	2,517	3,344	11,418

Fonte: CCEE (2007).

Nota-se que o incremento do número de agentes em 2001 em relação ao ano de 2000 foi de [64%], representando um ingresso de 13 agentes da categoria de Comercialização, 4 agentes de Distribuição e 20 ingressos na categoria de Geração. O incremento do número de agentes em 2002 em relação ao ano

anterior foi de [33%]. Em 2003, esse número foi um pouco menor, [16%] em relação a 2002.

Ao término de 2004 participavam da CCEE 194 agentes do setor elétrico. Em termos de representatividade das categorias, [39%] eram agentes de Geração, [22%] pertenciam à categoria de Distribuição e [39%] a categoria de Comercialização. No ano de 2005, devido ao grande volume de ingressos de Consumidores Livres houve um acréscimo de [241%] de agentes ao final de 2005. Observe que entre os anos de 2004 e 2005 a categoria de Comercialização cresceu 7 vezes.

Em relação ao último período observado, a segregação dos 662 agentes por classe na CCEE apresentou a seguinte distribuição (Gráfico 23):

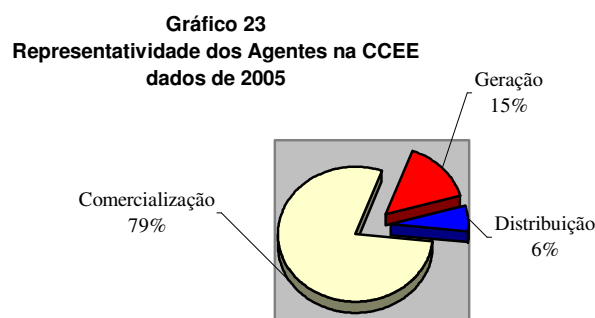


GRÁFICO 23
Fonte: CCEE (2007).

No tocante aos contratos de comercialização registrados na CCEE em 2005, ocorrerão um montante de aproximadamente 454.504 GWh transacionados. Vale ressaltar que este valor já contempla os ajustes ocasionados

pelo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits [MCSD] e suas eventuais devoluções aos geradores¹⁴³.

O número total de contabilizações em 2005 foi de 4140, sendo 2571 contratos bilaterais de curto prazo, 1021 contratos bilaterais de longo prazo, 118 contratos iniciais, 19 contratos de Itaipu, 37 contratos de leilão e 374 CCEARs. Note-se que, dentre estes contratos, 3729 são novos e inicialmente registrados em 2005.

De acordo com o tipo, verifica-se que 2570 desses contratos novos são bilaterais de curto prazo, 785 contratos são bilaterais de longo prazo e 374 são CCEARs¹⁴⁴. A tabela 15 ilustra a evolução da energia comercializada por meio de contratos no CCEE.

TABELA 15 Evolução dos contratos de energia na MAE/CCEE em MWh

Tipo de Contrato	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Bilateral Curto	5273123	19648288	29031510	24641228	20348585	30976265
Bilateral Longo		178899	1293450	60435516	116769159	188854181
CCEAR						77935388
Inicial	96202136	294130873	295966768	227709631	195423728	77619761
Itaipu	23130497	59243410	61165958	70481322	70511108	70219206
Leilão				11541298	12719750	8900159
Total	124605757	373201471	387457687	394808997	415772332	454504962
I _{AeVN}	1,00000	2,995058	3,109469	3,168465	3,336702	3,647544

Fonte: CCEE (2007).

¹⁴³ O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits [MCSD] possibilita que Distribuidores com sobras de energias possam transferi-las para os Distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão. As hipóteses de compensação de sobras e déficits entre os Distribuidores são: (1) Exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor (inciso I do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004). (2) Acréscimos na aquisição de energia decorrente de contratos anteriores a 16/03/2004 (inciso III do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004). (3) Outros desvios do mercado – “trocas livres” entre Distribuidores.

¹⁴⁴ Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARS – são os contratos bilaterais celebrados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR, e todos os Agentes de Distribuição compradores.

Cabe observar que, para os dados de 2000 estão informados apenas os períodos de setembro a dezembro de 2000. Dessa forma, não faz sentido a comparações entre 2000 e 2001.

Avaliando-se cada categoria individualmente, verifica-se uma gradual redução dos contratos iniciais, sendo o montante contabilizado para estes contratos, em 2005, igual a [26,23%] do montante contabilizado em 2002, período anterior ao início da redução¹⁴⁵.

Houve também uma retração da contratação bilateral de curto prazo no ano de 2003 para 2004, em função da regra de penalidade vigente que considerava para cobertura contratual do consumo dos distribuidores, somente contratos de longo prazo [maiores que 6 meses].

Já em 2005 houve um crescimento da energia contratada por meio de contratos de curto prazo, uma vez que as regras de penalidades não mais exigiam contratos com prazos superiores a 6 meses para cobertura do consumo. Apesar de um maior número de contratos bilaterais de curto prazo, registrados em 2005, o montante total de energia, advindos desses, não ultrapassou os contratos bilaterais de longo prazo que tiveram um aumento de [61,83%] na energia contratada de 2004 para 2005.

Com o ingresso de novos agentes na CCEE, verifica-se um aumento significativo nas transações a cerca dos investimentos no setor, realizadas durante o período observado. No entanto, diante de tal constatação é possível indagar sob a direção das negociações em função do crescimento dos participantes na CCEE e da demanda unitária. Ou seja, *existe comportamento de*

¹⁴⁵ Para se estabelecer uma transição sem rupturas entre o modelo antigo e o atual, o Governo, por meio da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, determinou que a redução dos contratos iniciais deveria ocorrer na proporção de 25% ao ano, a partir de 2003. Relatório 48500.005654/02-51 em: <<http://www.anel.gov.br/cedoc/ares2003050.pdf>>.

monopólio nos Leilões da CCEE? No apêndice C apresentaremos algo a esse respeito.

4.1.2.2 Regulamentação e funcionamento do Mercado de Leilões de Energia Elétrica

Nessa seção examinamos o mercado de leilões de Energia Elétrica da CCEE. De acordo com a teoria, é um mercado em que os produtos são vendidos e comprados por meio de processos formais de licitação¹⁴⁶. Para Pindyck & Rubinfeld (2002), a escolha de um tipo de leilão pode afetar a receita do vendedor. Dentre vários tipos de Leilões utilizados, os mais comuns seriam:

- a) Leilão inglês tradicional: o vendedor solicita ativamente lances mais altos de um grupo de potenciais compradores. O leilão termina quando ninguém oferece um valor maior. O vencedor será o participante quem oferecer o preço mais alto.
- b) Leilão holandês: o vendedor inicia com um preço relativamente alto. Caso nenhum comprador potencial concorde com o valor, o vendedor reduz em quantias fixas. O primeiro participante que aceitar um preço oferecido pode adquirir o item por essa quantia.
- c) Leilão de lances fechados: todos os lances são feitos simultaneamente em envelopes lacrados e o vencedor é aquele que oferecer o maior valor.

Quanto ao preço pago pelo vencedor poderá variar de acordo com as regras do leilão. Em um leilão de primeiro preço, o valor de venda é equivalente

¹⁴⁶ Existe uma vasta literatura a respeito de leilões. Ver por exemplo, Milgrom (1989); McMillan (1992); Dixit & Skeath (1999); Pindyck & Rubinfeld (2002).

ao lance mais alto. Em um leilão de segundo preço, o valor de venda equivale ao segundo lance mais alto.

Cabe destacar que o tipo de leilão depende das preferências dos arrematadores e das informações disponível para eles:

- a) Em leilões de valor privado, cada comprador em potencial sabe qual é a sua avaliação ou preço de reserva individual, e as avaliações variam de comprador para comprador. Além disso, não se sabe qual o valor atribuído pelo o outro.
- b) Em leilões de valor comum, o item a ser leilado recebe aproximadamente o mesmo valor de todos os arrematadores. Porém, não se sabe exatamente qual é esse valor, por causa disso, suas estimativas variarão entre si.

Em comparação aos leilões de Energia na CCEE, pode-se verificar inicialmente, que o critério utilizado para definir seus vencedores, conforme inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004, é o da menor tarifa.

Em síntese, os vencedores correspondem àqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MegaWatt-hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Não há dúvida de que isso seja um processo norteador do princípio de modicidade.

É importante também ressaltar que a regulamentação das licitações para contratação regulada caberia a própria ANEEL, sendo a realização do leilão seria por intermédio da CCEE, ou direto, conforme determina o parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

Os Contratos de Energia Regulada, ou CCEARS, são celebrados entre os vendedores e as distribuidoras que demandaram necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Assim, se considerarmos “A” o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões, conforme trata o inciso VI, art. 1º, do Decreto nº 5.163/2004, e cronograma de realização dos leilões, conforme incisos VII VIII e IX deste mesmo artigo, teremos as seguintes relações de investimento:

- a) No quinto ano anterior ao ano “A” [chamado ano “A”-5], é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- b) No terceiro ano anterior ao ano “A” [chamado ano “A”-3], é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração;
- c) No ano anterior ao ano “A” [chamado ano “A”- 1], é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimento de Geração existentes.

A sistemática dos leilões de energia apresenta modelo semelhante ao tipo de “Leilão de Valor Comum”. No entanto, cabe ao ofertante submeter menor preço de lance.

Na prática, todas as operações são realizadas via sistema, mediante emprego de recursos de tecnologia da informação disponibilizada pela internet. Ao todo, seriam duas as etapas realizadas por meio de “oferta” eletrônica.

Com relação às diferentes categorias, os leilões podem-se dividir de acordo com as características de cada empreendimento [“hidro”, “termo” etc.], quanto ao período de aquisição, início do fornecimento e finalidade do contrato.

No quadro apresentado no Apêndice E faz-se uma síntese dos diferentes tipos de leilões registrados na CCEE desde seu início¹⁴⁷.

É importante observar que para cada tipo diferente de leilão, existem CCARS com prazos específicos de duração. Dessa forma, teremos:

- a) Para os leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, os CCEARS têm duração no mínimo de quinze e no máximo de trinta anos, contados do início do suprimento de energia.
- b) Para os leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, os CCARS têm no mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização desses leilões.

Quanto à flexibilidade, é permitido aos agentes de distribuição reduzir os montantes contratados de energia, provenientes de empreendimentos existentes, conforme condições a seguir:

- a) Quando consumidores potencialmente livres venham a exercer seu direito contingente de opção de compra de outro fornecedor.
- b) Quando houver redução em seu mercado, situação na qual a redução será limitada a quatro por cento do montante contratado inicialmente.

¹⁴⁷ Definição de parâmetro para entendimento daquele quadro: o produto “hidro” correspondente ao cronograma dos contratos, será especificado da seguinte forma: 2008-H08 [chamado ano “A”-3]. “2008” refere-se ao início do fornecimento, “H” ao tipo de geração hidrelétrica com duração de “08” [oito] anos. Para os investimentos de geração termelétrica utiliza-se a referência “T” ao invés de “H”.

- c) Acréscimo de aquisição de energia proveniente de contratos antes de 16/03/2004 [os chamados contratos iniciais].

Finalmente, no tocante aos riscos os CEARS se dividem em dois tipos de contratos:

- a) **Contratos de quantidades de energia:** são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo todos os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preço entre submercados são assumidos pelo comprador.
- b) **Contratos de disponibilidade de energia:** são contratos em tantos os riscos, quanto o ônus e os benefícios da variação da produção em relação à energia assegurada, são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

4.1.2.3 Instrumentos de equilíbrio de mercado: PLD e complementaridade termelétrica

O preço de liquidação das diferenças (PLD) é um mecanismo bastante útil, para se reduzir incertezas, no novo modelo de comercialização de energia. Ao mesmo tempo em que este é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado *spot*, serve também como preço teto de referência de leilões do produto de geração “hidro”¹⁴⁸.

¹⁴⁸ Em relação ao empreendimento termelétrico os lances levam em conta o Índice de Custo Benefício (ICB), que por sua vez considera a Receita Fixa do empreendimento termelétrico (RF), o valor esperado do custo de operação (COP) e o custo econômico de curto prazo (CEC). Ver detalhamento de sistemática de leilões no site <<http://www.ccee.org.br>>.

Do ponto de vista conceitual, o mecanismo do PLD é fruto da solução de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Para se entender melhor essa lógica, consideramos inicialmente que, a premissa mais econômica de curto prazo é a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível, pois minimiza os custos de combustível.

No longo prazo, essa premissa resulta em maiores riscos em termos de déficit futuros. Desse modo, o equilíbrio está entre a máxima confiabilidade de suprimento conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível e a utilização de geração de termelétrica.

Nessas condições, é considerada como energia firme a quantidade de energia a ser fornecida sem nenhum risco de déficit futuro¹⁴⁹. Qualquer produção acima desse valor é chamada de energia secundária. Nestes termos, o sistema será tão vulnerável, quanto for a razão “demanda/energia firme”.

Assim, a necessidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a termelétrica tem como resultado as diferenças entre os custos fixos e marginais e o prazo necessário para implantação de novos projetos de geração de cada matriz energética.

No caso da geração termelétrica, o custo marginal de produção é maior do que o das usinas hidrelétricas, porém as exigências de investimento inicial e capital fixo são menores.

A complementaridade ainda associa as termelétricas – com custos variáveis maiores e custos fixos menores – sendo mais apropriadas para atender a demanda de ponta. Enquanto que, as usinas hidrelétricas – de custo variável

¹⁴⁹ A energia firme de uma usina hidrelétrica é calculada supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde está instalada.

menor, custo marginal de expansão e custo fixo maiores – são mais apropriados para atender a carga de base [ou, contínua].

Sob esse prisma, a complementaridade permite que as usinas Hidrelétricas (UHE) despachem energia elétrica de forma menos conservadora. Na falta do complemento termelétrico, por exemplo, a disponibilidade de energia secundária se torna insuficiente, obrigando um despacho mais conservador das hidrelétricas no sentido de manter os níveis de armazenamento nos reservatórios mais elevados o suficiente para períodos de condições de escassez hidrológicas.

Ao final, o PDL é definido a partir do Custo Marginal de Operações (CMO) com base em vários fatores: condições hidrológicas, demanda de energia, preços dos combustíveis, custo de déficit, entradas de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e relação ótima entre a geração “hidro” e “termo”, em princípio.

Apesar da existência de outras matrizes energéticas e atual programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energias Elétricas (PROINFA)¹⁵⁰, a pesquisa pôde constatar que os dois tipos principais empreendimentos, as Usinas Hidrelétricas (UHE) e as usinas Termoelétricas (UTE) são ainda os produtos mais negociáveis no leilão de energia.

A medida que outras fontes de geração se expandirem, o mecanismo do PDL deverá ser modificado para considerar a diversificação da matriz de geração.

Quanto à expansão investimentos termelétricos, tem-se como premissa de complementaridade a função de produzir energia secundária capaz de garantir melhores níveis operacionais ao longo do tempo, ou seja, reduzir os riscos relacionados aos recursos hídricos.

¹⁵⁰ Instituído pela Lei n° 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto n° 5025/2004 que teve como objetivo aumentar a participação de empreendimentos concebidos com base em fonte Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Elétricas no sistema interligado [SIN].

No Gráfico 24 são apresentadas as variações mensais da representatividade de geração térmica em relação à geração total do sistema interligado (SIN). As observações referem-se aos períodos de 2000 a 2005.

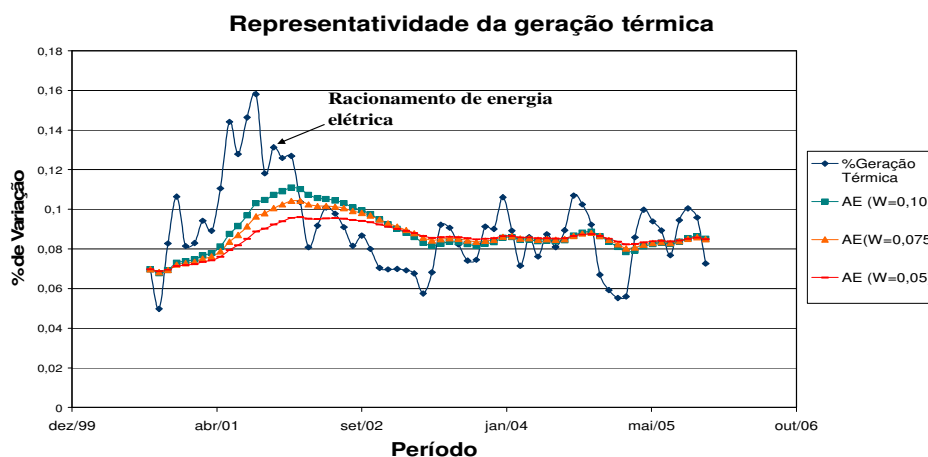


GRÁFICO 24 Representatividade e da geração térmica

Fonte: CCEE (2007).

Para maiores detalhes sobre o ajustamento exponencial contido no Gráfico 24, veja o Apêndice E.

4.2 Estrutura de mercado, comportamento e resultados na indústria energética

Para qualquer empresa é fundamental entender a *curva de procura* de seus produtos ou serviços¹⁵¹, pois permite avaliar a trajetória de suas receitas dentro de um intervalo de tempo. Além do mais, permite antecipar os problemas de incertezas e tomar medidas preventivas que possibilitam manter o valor de um negócio.

¹⁵¹ Leftwich (1997)

É sabido também que o preço de equilíbrio é resultado da ação da oferta e da demanda. Todavia, a oferta e a demanda interagem de forma distinta em cada tipo de mercado, pois cada setor e/ou empresa tem características específicas em termos de produto, condições tecnológica, acesso, informação, tributação, formas de regulamentação, número de participantes, tamanho, localização e espaço.

Apesar disso, existem características comuns que permitem classificar as diferentes estruturas de mercado (Spínola & Troster, 1998).

No ponto vista da teoria econômica, geralmente faz-se distinção entre os mercados competitivos e os não competitivos. Geralmente, com esse conhecimento, uma empresa ou gestor, pode decidir várias medidas que ajustem a um nível ótimo de produção capaz de maximizar o lucro.

De maneira significativa, o equilíbrio de mercado ocorrerá quando houver simetria entre quem está disposto a consumir e quem está disposto a oferecer a um determinado nível de preço. Nestes termos, o acompanhamento sistemático das variáveis intervenientes da oferta e da procura permite saber como uma empresa ou segmento deve se comportar quando estas apresentarem significativas variações.

Como exemplo, podemos conhecer o nível de aumento da demanda e a ocorrência de variações nos preços, nos custos etc. Essas informações são de suma importância para definição de estratégias mercadológicas, de produção, financeira e principalmente de investimentos, nosso caso particular de interesse. Mas, antes de sugerir qualquer análise dessas relações para estudos no setor elétrico, iremos classificar dois casos extremos existentes na teoria¹⁵²: (1) os mercados totalmente competitivos e (2) monopólio puro.

¹⁵² As estruturas de mercado geralmente são divididas em três: (1) Estrutura Clássica Básica que divide em a) monopólio e b) concorrência perfeita. (2) Outras Estruturas Clássicas que são modelos derivados dos clássicos e dividem em a) concorrência monopolista, b) oligopólio, c) monopólio e d) monopólio bilateral, (3) Modelos Marginalistas de Oligopólio, os principais são:

Em termos de estrutura de mercados esses dois casos são raros, além disso, são opostos do ponto de vista conceitual e extremo do ponto de vista prático. Um terceiro caso seria o oligopólio. Neste caso, refere-se a uma estrutura de mercado no qual apenas algumas empresas competem entre si e a entrada de novas empresas geralmente é impedida.

Conforme estabelecimento teórico, em mercados totalmente competitivos todas as empresas produzem um produto idêntico, e cada uma delas é tão pequena em relação à dimensão do setor que suas decisões não têm nenhum impacto sobre o preço de mercado. Novas empresas poderão entrar facilmente no setor, caso percebam um potencial para obter lucros, e as já existentes poderão deixar o setor se começarem a destruir valor¹⁵³.

Nesse sentido, o modelo de competição baseia-se em três premissas básicas: (1) aceitação de preço, (2) homogeneidade de produto¹⁵⁴, (3) livre entrada e saída de empresas¹⁵⁵.

Para esse mercado, o equilíbrio de longo prazo ocorreria conforme a relação a seguir no Gráfico 25.

Tem-se que no ponto de equilíbrio E, a firma maximiza seu lucro: o custo marginal (CMgLP) é igual ao custo médio (CMeLP) total e ao preço. Em E, CMgLP cruza CMeLP no ponto que representa o mínimo de CMeLP. Nesse ponto de equilíbrio parcial o lucro será nulo.

Se existe expectativa que o preço eleve para (P1) a empresa irá expandir o tamanho de sua capacidade produtiva até (q1). Esse ponto representa o nível que maximiza o lucro da empresa (CMgLP = Preço).

a) o modelo de COURNOT, b) o modelo de Sweezy, c) o cartel perfeito e d) os modelos de liderança-preço. Ainda, como ressalta Spínola & Troster (1998) existem outras abordagens alternativas que salientam aspectos como a concorrência potencial e o comportamento dos gerentes.

¹⁵³ Pindyck & Rubinfeld (2002)

¹⁵⁴ Os produtos de um mercado são substitutos perfeitos entre si. Sendo assim, isso assegura um preço de mercado único.

¹⁵⁵ Nesse aspecto, pressupõe-se que não há custos especiais e irreversíveis.

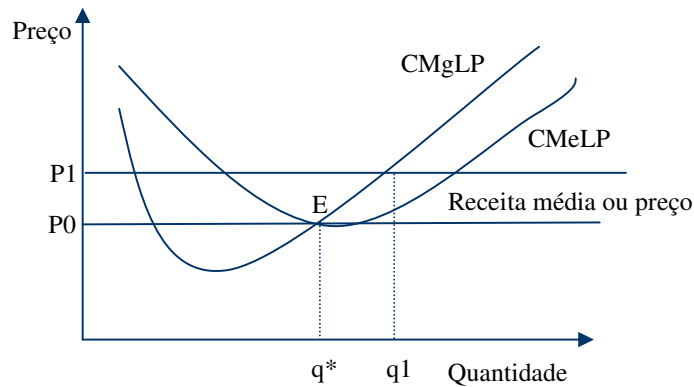


GRÁFICO 25 Equilíbrio em concorrência pura e perfeita

Fonte: Hercovici (2002).

Agora, se uma empresa almeja a entrada em um determinado mercado, ou negócio, ela o faz mediante expectativa de lucro sobre o investimento. Cabe observar que existem, porém, dois tipos de conceituações do termo lucro. Um seria o contábil, que é dado pela diferença entre a receita e os fluxos de caixa dos custos de produção. O outro seria o econômico, que é dado pela diferença entre, a receita, R , os custos de produção, $Cust.op.$, e o custo do capital, K_0C , conforme a identidade a seguir:

$$\pi = R - Cust.op - k_0C \quad (28)$$

Note-se que, se uma empresa obtém o lucro econômico nulo, ela estaria tendo um retorno normal, ou competitivo sobre o investimento realizado. E isso geralmente se dá em comparação com as várias alternativas de investimento. Nestes termos, pode-se dizer que em mercados altamente concorrenciais, o lucro econômico tende a se igualar a zero. Não significa, entretanto, que as empresas

não estejam auferindo eficácia no lucro, mas, que determinado setor ou mercado seja competitivo.

Por outro lado, quando as empresas têm poder de monopólio, mesmo que temporários, elas podem influenciar em demasiado nos preços e descobrir que é lucrativa a cobrança de um preço mais elevado que o custo marginal.

Segundo Pindyck & Rubinfeld (2002), as interações entre as empresas em tais mercados podem ser complicadas e, freqüentemente, envolvem aspectos de estratégia. Isto porque, uma elevada taxa de retorno faz com que os investidores transfiram seus recursos de outras áreas e invistam nesse setor, entrando, nesse mercado, e/ou de algum modo, as empresas já existentes também podem aumentar sua capacidade produtiva.

Ocorre que, o lucro positivo corresponde a um retorno adicional sobre o investimento feito. Inevitavelmente, a medida que há um nível de produção mais elevado, devido ao aumento de novos ofertantes em busca desse adicional, o preço do produto apresentará uma redução gradativa impulsionando a curva da oferta para a direita. Portanto, a tendência é que a curva de custo de médio e a de longo prazo seja tangente à receita marginal.

A partir dessas suposições iniciais, é possível então indagar sobre qual referencial de mercado as empresas do setor elétrico estariam alicerçando para a condução dos seus investimentos¹⁵⁶?

Obviamente são casos extremos, mas passíveis de verificação. Se o setor elétrico estivesse uma estrutura de mercado totalmente competitiva, deveriam ser válidas suas três principais premissas básicas. Se realmente forem válidas, as curvas da demanda e da oferta de mercado, possivelmente poderiam ser usadas para analisar o comportamento dos preços.

¹⁵⁶ Observamos que, esse tipo análise seria interessantemente mais explicativo se conseguíssemos estratificar os diferentes segmentos da cadeia energética.

Cabe observar que de acordo com a premissa 1 do modelo de concorrência pura, a aceitação de preço para o setor energético se dá mediante regulação. No caso de produtos homogêneos, existe o problema geográfico do custo de transmissão, pois as principais concessionárias estão distribuídas por região, dificultando desse modo as possíveis escolhas dos consumidores¹⁵⁷. Não se pode deixar de verificar que a maioria é consumidor cativo de um monopólio “natural”.

Com relação à premissa de livre entrada e saída, pressupõe-se que as empresas poderiam transitar livremente de setor para outro se perceber que há oportunidade de lucro, podendo ao contrário revender ou realocar seus fatores de produção caso tenha que encerrar seus negócios (Pindyck & Rubinfeld, 2002).

Todavia, diante de algumas evidências poderíamos facilmente refutar essa premissa para o setor de energia elétrica. Por exemplo, de acordo com Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) a previsão de entrada em operação de novos empreendimentos de geração estaria descrito conforme Tabela 16.

TABELA 16 Previsão de entradas em operação das usinas em obras, por ano e grau de restrição [em MW]

Restrição	<i>Somatório de UTE/PCH/UHE/EOL</i>					Sem Previsão	Total
	2006	2007	2008	2009	2010		
Sem restrição	1923	2.651,05	613,46	93,6	182,3	-	5463,11
Com restrição [licença ambiental]	758	1.907,35	1.176,03	1342,5	1882,55	-	7066,49
Grave restrição [liminar judicial]	333	31,97	-	630	110	16903	18008,3
Total	3014	4590,37	1789,49	2066,1	2174,9	16903	30537,9

Fonte: ANEEL (2006).

¹⁵⁷ Partindo da premissa que estas empresas possuem a mesma “função custo”, ou pelos menos se aproximem, seria um pouco ingênuo pensar que um consumidor no estado da X optasse por uma

Para análise desse caso, faremos referência ao mesmo tempo aos valores absolutos em MegaWatt, conforme tabela 16, e também ao crescimento relativo, conforme consta na tabela 17. Nestes termos, é facilmente percebido que do total de 30537,9 MW, cerca de [4%] representa o nível estimado de acréscimo por ano em unidades de geração de energia, totalizando ao final do período [18%] dos projetos em execução.

Do restante, cerca de [23%] dos projetos estão com restrições de licença ambiental e [59%] com restrição judicial. Desses, [55%] não têm data prevista para liberação. Ou seja, não se pode dar nenhuma certeza do início de suas atividades. Portanto, os dados revelam que, num período de 5 anos, a estimativa mais provável de aumento seria em torno de [18%] do total de novos empreendimentos com previsão para entrada no setor.

TABELA 17 Previsão de entradas em operação das usinas em %

Restrição	<i>Somatório de UTE/PCH/UHE/EOL</i>						Total
	2006	2007	2008	2009	2010	Sem Previsão	
Sem restrição	6%	9%	2%	0%	1%	-	18%
Com restrição [licença ambiental]	2%	6%	4%	4%	-	-	23%
Grave restrição [liminar judicial]	1%	0%	-	2%	0%	55%	59%
Total	10%	15%	6%	7%	7%	55%	100%

Apesar das evidências, isso não significa que o modelo de concorrência não seja útil para o setor.

Alguns autores têm afirmado que as condições de concorrência se aproximam mais do modelo de contestabilidade¹⁵⁸ desenvolvido por Baumol (1982). Entretanto, indagamos que para mercados oligopolistas ou monopólios apresentarem as mesmas características de mercados totalmente competitivos,

concessionária do Y, ou vice-versa.

¹⁵⁸ Vinhares (1999) e Herscovici (2002).

seria preciso validar a hipótese de livre entrada e saída de empresas e manter as condições de agentes *price-takes* no mercado.

Pode-se dizer que atualmente, isso seja parcialmente possível apenas no mercado de geração de energia. Todavia, as maiores dificuldades estão relacionadas ao tempo de desenvolvimento de determinados projetos, além de questões mais específicas conforme nossa exposição anterior.

Mas, embora não exista uma posição totalmente singular das empresas de energia, poderíamos então começar a pensar na outra ponta do modelo mercado para o setor de energia, o monopólio. Uma das premissas do poder de monopólio¹⁵⁹ é que as empresas possam refletir diretamente nos preços, pois o monopolista é próprio mercado. De modo equivalente, a curva da receita média (RMe) do monopolista seria um preço determinado por si em relação à própria curva da demanda de mercado.

Obviamente, é justificável pensar que uma das grandes preocupações do monopolista seria a determinação de um preço que maximize seu lucro econômico¹⁶⁰. A figura a seguir procura demonstrar essas relações formais referente ao processo de maximização de lucro. Observe que as linhas tangentes rr' e cc' são paralelas indicando que as inclinações da curva da receita marginal e do custo marginal são iguais. De modo semelhante os pontos A e B, correspondem às quantidades pelas as quais a inclinação do lucro é zero. Portanto, esses pontos relacionam um nível de produção a um determinado preço que maximize o lucro do monopolista¹⁶¹.

¹⁵⁹ Pode-se dizer que o poder de monopólio está baseado na capacidade de definir preços acima do custo marginal.

¹⁶⁰ Um poder de monopólio nem sempre implica em altos lucros, pois os lucros dependem da relação entre o custo médio e o preço. Este, por sua vez, depende da elasticidade-preço da demanda.

¹⁶¹ $\pi(q^*) = R(q^*) - Cust.op(q^*) - k_0 C$

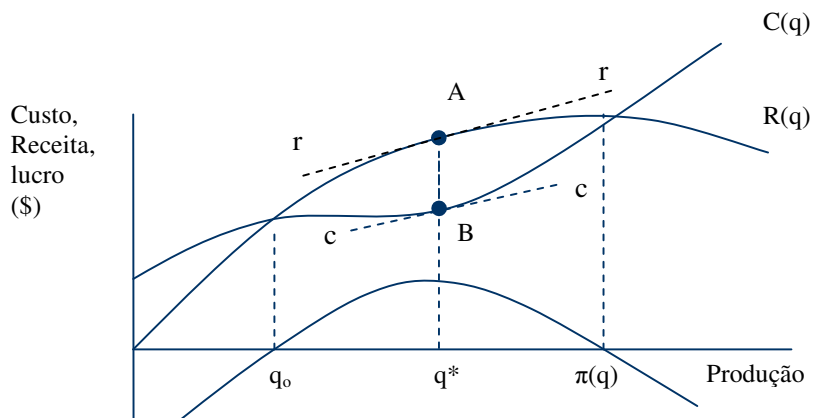


GRÁFICO 26 Equilíbrio marginal da firma monopolista
 Fonte: Pindyck & Rubinfeld (2002).

É importante saber que existe uma relação entre a receita total $R(q)$, média (RMe) e marginal (RMg). Note-se que, a receita total de um monopólio atinge o seu máximo no ponto em que a receita marginal é zero. Por sua vez, essa representa os acréscimos à receita total, assim, enquanto a receita marginal é positiva, a cada diminuição de preço há um aumento na quantidade superior proporcionalmente à queda de preços. Isso implica um aumento na receita de venda maior até um limite máximo.

Após esse ponto de máximo, a perda da receita pela diminuição de preço se torna maior que o ganho obtido pelo aumento da quantidade vendida (Spínola & Troster, 1998). Nestes termos, o lucro só irá aumentar se incremento na receita (RMg) for maior que o incremento no custo (CMg). Como a receita é decrescente e os custos são crescentes, no ponto em que os dois se cruzam teremos a otimização do lucro do monopolista.

Para examinar essa questão no setor energético vamos complementar com alguns dados relevantes:

Primeiro, a teoria econômica avalia que até mesmo uma firma monopolista pode incorrer em prejuízos, pois o preço é determinado pela curva de demanda e lucro é determinado pelo preço e custo médio e não pelo preço e custo marginal (Spínola & Troster, 1998). Temos que enfatizar então que, para o monopolista cobrar um preço superior ao custo marginal, ele deverá considerar a elasticidade preço da demanda.

Especificamente, conforme sugere Pindyck & Rubinfeld (2002), esse valor dependerá do inverso da elasticidade da demanda. Se a demanda for demasiadamente elástica, E_pD será um grande número negativo e o preço resultante estará muito próximo do custo marginal podendo ter aspecto de mercado totalmente competitivo:

$$L = (\text{Preço} - CMg) / \text{Preço} = -1 / E_d^{162} \quad (29)$$

Observe que, por meio do modelo precedente é possível calcular o *markup* sobre o custo marginal. Tal relação revelaria na verdade o poder de monopólio de uma empresa. Se, por exemplo, existe concorrência perfeita, o preço se iguala ao custo marginal, e, portanto, L será = 0. Quando o preço supera o custo marginal, o índice torna positivo e varia entre 0 e 1. Em termos práticos, se a demanda do monopolista apresentar grande elasticidade em relação os preços, não seria vantajoso ser monopolista.

No entanto, cabe ressaltar que esse índice representa o poder de monopólio de uma empresa, não sendo um discriminador com a mesma eficiência quando calculado para um setor.

¹⁶² Esse modelo é denominado Índice de Lerner de Poder de Monopólio introduzido pelo economista Abba Lerner (1934) *apud* Pindyck & Rubinfeld (2002). Para cálculo desse índice deve-se observar que o coeficiente E_d representa a elasticidade da empresa e não do mercado. Assim, se a demanda da empresa for elástica, o markup será pequeno e a terá pouco poder de monopólio. Entretanto, se a demanda apresentar relativamente inelástica deverá ocorrer o oposto.

Por outro lado, ao calcularmos o coeficiente de elasticidade a partir dos Relatórios anuais de Informação ao Público da CCEE, entre os anos de 2002 e 2005, foi possível aproximar ou pelo menos sugerir certo grau de monopólio no setor elétrico. Assim, utilizando o modelo de cálculo da elasticidade-preço¹⁶³, com dados dos preços médios e consumo médio em cada submercado de energia [Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte] chegamos aos seguintes valores (Tabela 18).

TABELA 18 Elasticidade da demanda de mercado

	EpD			
	SE/CO	SUL	NORDESTE	NORTE
2002	-	-	-	-
2003	0,134467	-4,35636	0,138017	-0,12555
2004	-0,096546	-0,22862	-0,05895	-0,20491
2005	-0,116266	-0,04257	-0,10971	-0,12747

Fonte: CCEE (2007).

Em termos absolutos, a elasticidade varia entre zero e infinito. Dessa forma, conforme sugere Montoro Filho (2001) poder-se-ia dividir a demanda de bens em três categorias, a saber: demanda inelástica ($EpD > -1$ ou $|EpD| < 1$), unitária ($EpD = -1$ ou $|EpD| = 1$) e elástica ($EpD < -1$ ou $|EpD| > 1$).

Neste caso, baseando-se nos resultados logo acima, verificamos que no geral os coeficientes apresentaram comportamento inelástico, revelando uma situação onde a variação percentual da quantidade procurada é menor que a variação percentual dos preços, ou seja, $\% \text{ Var. } Q < \% \text{ Var. } P$.

Observe, entretanto, que esses são valores referentes ao mercado, e não necessariamente, uma empresa individualizada do setor, a partir desse exame, produzirá a mesma elasticidade-preço.

¹⁶³
$$Epd = - \frac{Var\%Qx}{Var\%Px}$$

Em segundo, geralmente a decisão de produção do monopolista depende não apenas do custo marginal, mas também do formato da curva da demanda. Conseqüentemente, os deslocamentos da demanda podem resultar em variações de preço sem que exista variação do nível de produção, e em variações do nível de produção sem ocorra variação no preço ou variações em ambos (Pindyck & Rubinfeld, 2002).

Novamente, no intuito de aproximar essas relações para o setor, por meio do Gráfico 27, logo em seguida, foram apresentados as variações da tarifa energética média (R\$/MWh), descontada a inflação no mesmo período, pelo IGPM, em relação as variações da geração bruta de energia:

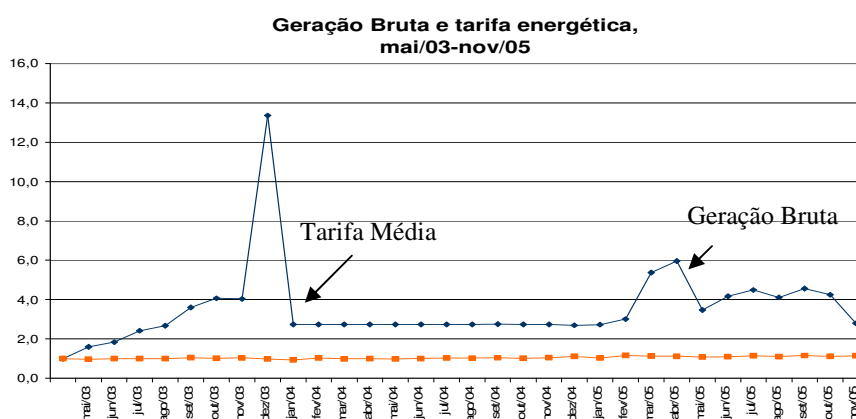


GRÁFICO 27 Geração bruta e tarifa energética

Fonte: CCEE (2007); IPEA (2007)

De acordo com o gráfico¹⁶⁴ é possível perceber que não existe uma relação *biunívoca* entre as variações da tarifa e as variações da geração bruta, conseqüentemente os acréscimos de geração independem dos acréscimos da tarifa.

¹⁶⁴ Modelo de ajuste dos dados: Índice de Acréscimo $I_{Ac} A = (1+\Delta) * I_{Ac-1}$, sendo X = preço, X'' = Geração Bruta e período base = 1.

Ressaltamos, portanto, que apesar ser considerado um período muito curto para esse tipo de análise, tal comportamento merece mais atenção, pois através dos indicadores de elasticidade pôde-se perceber, pelo menos no período observado, certa inelasticidade-preço da demanda em cada submercado. Obviamente, isso é algo típico de monopólio, ou seja, as quantidades produzidas se relacionam mais com a curva da demanda do que com o preço.

A partir dos mesmos dados anteriores, conseguiríamos também obter a curva da elasticidade-preço da oferta. Especificamente para o produto energia, existe uma pequena diferença entre a geração e o consumo, rateada entre os submercados. Isso refere-se, em parte, à energia perdida no sistema calculada a cerca de [5%] da geração bruta, conforme dados extraídos do relatório informativo 2004/2005 da CCEE.

Observa-se que as elasticidades calculadas mês a mês aproximam de zero, dessa forma, argumentamos que as quantidades ofertadas possuem baixa sensibilidade em relação às variações dos preços e uma forte tendência para uma curva perfeitamente inelástica. Veja o Gráfico 28.

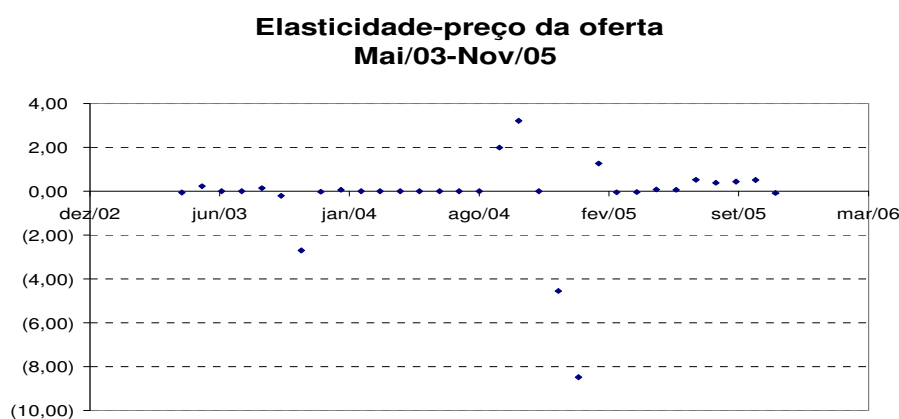


GRÁFICO 28 Elasticidade-preço da oferta
Fonte: CCEE (2007).

Em terceiro lugar, a principal implicação do poder monopólio seria o custo social. Uma das razões é que a empresa se envolveria em um processo chamado captura de renda [*rent seeking*]¹⁶⁵. Essa abordagem considera que as empresas despendem grandes gastos improdutivamente sociais para adquirir, exercer e manter o poder de monopólio¹⁶⁶. Elas estariam envolvidas em atividades de *lobby* [ou campanhas políticas] em busca de leis que dificultem a desconcentração de mercado. Poderão também adicionar novas plantas que aumentarão a capacidade ociosa, desencorajando, desse modo, a entrada de novos concorrentes.

Devido a tal circunstância, existem pelos menos dois instrumentos que inibem as empresas a essas práticas: (1) lei antitruste e (2) regulamentação dos preços. Entretanto, será motivo de análise nesse trabalho apenas o segundo instrumento. Aliás, é o instrumento efetivo do setor energético.

Sendo assim, sob o monopólio, pressupõe-se que os preços sejam mais altos e que as quantidades vendidas sejam menores. Quando há regulação dos preços ou das taxas de retornos, o mercado se comportaria da seguinte forma (Gráfico 29).

Quando não existe regulamentação de preços há uma perda de excedente do consumidor representada pela quantidade de monopólio, Q_m , menos a quantidade de concorrência, Q_c , multiplicado pelo preço de concorrência, P_c . Esse resultado também representa o ganho adicional da empresa. Com o estabelecimento do preço regulado, P_r , as receitas média e marginal serão constantes e iguais a P_r para níveis de produção até Q_r .

A curva de receita marginal, quando o preço é regulamento, é representada pela linha mais escura. Porém, se o preço regulamentado fosse menor que o preço de concorrência, P_c , por exemplo, P_n , a empresa perderia

¹⁶⁵ Conceito criado por Gordon Tullock . Mais detalhes em Tullock (1995).

¹⁶⁶ Isso também demanda elevados custos de transação conforme sugerido por Williamson (1985).

dinheiro, pois sua receita seria menor do que o custo médio. Existe, desse modo, um ponto obviamente muito importante para a decisão do monopolista [ponto mínimo para fixação do preço regulamentado]: custo médio (CMe) = Preço (RMe).

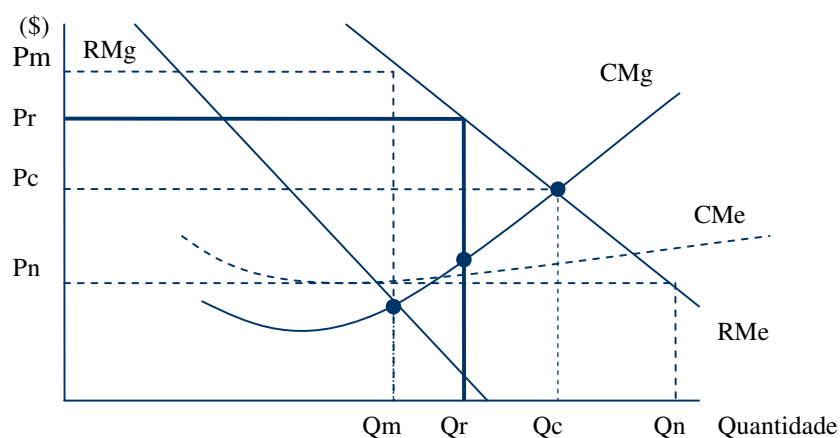


GRÁFICO 29 Regulação de preços da firma monopolista
Fonte: Pindyck & Rubinfeld (2002).

Geralmente, a regulamentação de preços é mais presente nos chamados monopólios naturais. São exemplos típicos os serviços de utilidade pública, aqui analisados, tais como as concessionárias distribuidoras de energia, CEMIG, CESP, COPEL entre outras. O monopólio natural normalmente surge onde existe necessidade de maior economia de escala. Nesse caso, o custo médio é menor nesse tipo de monopólio do que fosse produzido em várias unidades produtivas.

É interessante notar que, se a concorrência se efetivar, a tarifa não será suficiente para gerar novos e indispensáveis investimentos. A experiência tem mostrado que, se na prestação destes serviços houver concorrência e se existir

monopólio natural, o resultado desse processo é a falência de todas as firmas, menos uma (Basso & Silva, 2000).

Para o monopólio natural, o preço mínimo viável encontrar-se-ia no ponto em que as curvas do custo médio e da demanda se cruzam. Para Pindyck & Rubinfeld (2002) a determinação exata desse preço não é tarefa fácil para o regulador, pois as curvas da demanda e do custo da empresa se deslocam à medida que as condições de mercado se evoluem.

Conseqüentemente, isso corresponde a uma das grandes preocupações entre o regulador [*versus* o monopolista]. Assim, se o preço máximo permitido pelo regulador baseasse na taxa de retorno esperada¹⁶⁷, que pode ser obtida pela empresa, é razoável imaginar um ponto de equilíbrio entre o preço mínimo do monopolista e o máximo do órgão regulador de forma a equacionar o social com o processo de crescimento das empresas.

De qualquer forma, esse preço não deveria ser menor que o custo médio dessas empresas reguladas.

Todavia, na prática, vários problemas podem surgir em relação à determinação da taxa de regulação. Entre eles teríamos: (1) incerteza quanto à demanda futura, (2) incertezas sobre os custos operacionais das empresas reguladas, (3) dificuldade de mensuração da taxa de retorno sobre o capital investido por dois motivos básicos: a) seus estoques de capital são difíceis de serem avaliados, b) problema de estimativas do custo do capital devido a percepções metodológicas divergentes entre o órgão regulador, as empresas e o mercado e, finalmente, (4) demasiados atrasos na regulamentação por causa da dificuldade de cálculo.

¹⁶⁷ Geralmente, os órgãos reguladores utilizam modelos do tipo: $P = CVMe + (\alpha + I + \kappa_0 C)/Q$. Temos que CVMe é o custo variável médio, α é depreciação, I o imposto e C o estoque de capital da empresa. No Brasil o índice de reajuste tarifário se define como: $IRT = C1/R + C2 (P-X)/R$. Sendo que C1 são custos gerenciáveis e C2 custos não gerenciáveis. P é um índice de preço, R é a receita do período de referência, X é o fator de regulação. Detalhe, quanto maior o fator X, menor o reajuste.

4.3 Questões de equilíbrio: regulamentação *versus* criação de valor

Sobre as questões de equilíbrio e dosagem regulatória, é bem provável que os pontos levantados ao final da seção anterior interfiram negativamente nos resultados de longo prazo das empresas de energia. Essa argumentação será reforçada com alguns resultados obtidos em uma pesquisa realizada pelo o Unibanco em conjunto com a Stern Stewart & Co, em 2001.

O nosso objetivo será descrever seus pontos principais, atualizá-los para dados mais recentes e questões de interesse dessa pesquisa. Desse modo, acreditamos que suas considerações podem fundamentar nossa hipótese inicial. De início, observamos que na pesquisa foram analisadas as seguintes empresas de energia durante o período de cinco anos [1996-2000]: AES TIETÊ, CEMIG, CESP, CHESF, COPEL, DUKE, ELETRONORTE, EMAE, FURNAS E GERASUL.

Em um universo de cerca de 1460 empreendimentos de geração, 10 empresas eram responsáveis por [84,7%] da capacidade de geração brasileira. Isso representa uma grande concentração de mercado e de capital intensivo. Cabe ressaltar que 3 dessas empresas não eram negociadas na bolsa de valor, mas, no entanto, representavam [49,1%] da capacidade instalada brasileira. Atualmente, o setor possui cerca de 1600 empreendimentos em operação. Estima-se que [39%] sejam agentes Autoprodutores, [6%] Autoprodutores com Comercialização, [5%] Comercializadores de Energia, [53%] Produtores Independentes de Energia e [7%] Serviço Público.

Apesar desse aumento de empresas, o setor de energia elétrica ainda é relativamente concentrado. Esse número é ainda maior se forem considerados cada subsistema de energia. Conforme podemos observar, na Tabela 19 estão as dez principais empresas do setor em termos de potencial energético.

Note-se que, a capacidade de produção dessas empresas representava, em 2006, quase [70%] de energia da geração de energia elétrica no país. Todavia, para uma melhor análise de concentração de mercado, utilizamos o índice proposto inicialmente por HIRSCHMAN e depois por HERFINDAHL (Clarke, 1988).

Consideramos justificável a apresentação desse índice, visto que ele é bastante comum na determinação da concentração de mercado para auxiliar na identificação de padrões existentes em ambientes de competição¹⁶⁸. E, em geral, o potencial competitivo das empresas pode ser caracterizado por estes valores de concentração em um mercado específico (Clarke, 1988).

TABELA 19 Grau de concentração do mercado energia elétrica

	Principais Agentes do Setor	Potência Instalada (kW)	Part. %	Índice de Herfindahl ¹⁶⁹
1º	CHESF	10.615.131	11,0%	0,012144875
2º	FURNAS	9.656.000	10,0%	0,010049324
3º	ELETRONORTE	8.046.064,10	8,4%	0,006977652
4º	CESP	7.455.300	7,7%	0,005990631
5º	CEMIG	6.782.574	7,0%	0,004958284
6º	TRACTEBEL	6.515.350	6,8%	0,004575282
7º	ITAIPU	6.300.000	6,5%	0,004277829
8º	COPEL	4.545.154	4,7%	0,002226586
9º	AES –TIETÊ	2.651.350	2,8%	0,000757664
10º	DUKE	2.299.400	2,4%	0,000569864
	Sub-Total	64.866.323	67,3%	0,453503765
	Restante do setor	31.456.418	32,7%	0,106650002
	Total	96.322.741	100,0%	0,612681758

Fonte de dados: ANEEL (2007).

Observe que, a amostra de empresas no quadro anterior difere da amostra contida no relatório do Unibanco & Stern Stewart & Co. (2001). Nesse

¹⁶⁸ Além do que, complementaria nossa análise da seção anterior.

¹⁶⁹ O índice de ORRIS HERFINDAHL é uma medida aproximativa de contração de mercado. Esse índice varia de 0 a 1 e quando poucas empresas explorando o mercado ele aproxima de 1. Assim temos que: $IH = \sum_i \pi_i^2$, sendo π participação de mercado.

sentido, não há possibilidade de comparação entre as duas pesquisas. Contudo, é perceptível o aumento do número de agentes, sugerindo, até certo ponto, um movimento de desconcentração.

É importante salientar que o índice de HERFINDAHL, usado em nossa avaliação, foi também utilizado recentemente por Jannuzzi & Santos, (2005) para examinar existência de padrão de investimentos em projetos do Programa de Eficiência Energética¹⁷⁰ no setor. Para mais detalhes sobre essa pesquisa veja no Apêndice F.

Quanto ao foco principal de análise, observa-se que a principal métrica utilizada pela pesquisa do Unibanco foi o EVA® da STERN STEWART & COMPANY¹⁷¹. Em síntese, o EVA corresponde a uma medida econômica que tem como objetivo avaliar a capacidade de criação de valor de uma empresa de negócio.

Para calculá-lo basta saber os valores do Retorno Sobre Ativos Líquidos (RONA), do Custo Ponderado do Capital ($K_o = WACC$) e do Capital Investido, (CI)¹⁷². Assim, a partir dessas três variáveis obteremos a seguinte expressão de cálculo:

$$EVA = (RONA - WACC) \times CI \quad (30)$$

Quanto ao seu principal diagnóstico, se o EVA® apresentar positivo corresponderá a um valor adicional sobre os investimentos realizados pelo custo

¹⁷⁰ Conforme Lei n° 9.991 de 2000 já citada anteriormente nesse mesmo texto na seção número [3.2.3] e resolução n° 492 de 2002.

¹⁷¹ Apesar de patenteado por esta consultoria, sua concepção pertence à MARSHALL.

¹⁷² $RONA = NOPAT/ATIVOS LÍQUIDOS$. Os ativos líquidos referem-se ao somatório do Caixa, da Necessidade de Capital de Giro [NCG] e do Ativo Fixo. O capital investido corresponde à soma de todos os financiamentos [capital próprio + financiamentos].

¹⁷³ Como se pode perceber, as equações (28) e (30) são muito próximas. Obviamente que isso não é por acaso! Para maiores detalhes, veja por exemplo, Young & O'Byner (2003).

de oportunidade do capital. Ou melhor, as empresas estariam conseguindo gerar retornos que remunerassem as fontes de capital investido.

Portanto, de acordo com o relatório do Unibanco & Stern Stewart & Co. (2001), as empresas de energia, pelos menos no período da análise, apresentaram uma *performance* fortemente negativa.

Todavia, foi também evidenciado uma melhoria de *performance* ao longo do período analisado, devido ao crescimento dos EVAs em cada empresa pesquisada. Houve, porém, exceção para o ano de 1999. E, isso foi atribuído às questões macroeconômicas que geraram um aumento relativo do Custo Ponderado de Capital.

Para as empresas sob gestão privadas, contidas na amostra, foi observado que, apesar de destruírem valor, apresentaram *performance* superior àquelas sob gestão estatal.

A pesquisa também constatou que o valor das empresas está concentrado nas expectativas de melhoria de *performance*, que é significativamente mais elevada que a mediana das empresas norte-americanas. Os principais motivos são as expectativas de aumento de tarifas e melhorias operacionais decorrentes de futuras privatizações.

Devido à relevância dos aspectos contidos no relatório, ficamos também interessados na releitura de suas principais evidências e argumentações. Primeiro, foi demonstrado que, ao longo do período pesquisado, o setor não estaria remunerando o capital investido. Estes resultados podem ser vistos no Gráfico 30.

Partindo de uma explicação histórica, note-se que o Estado esteve à frente das decisões de investimento no setor. Ocorre que, a implementação do sistema elétrico teve como objetivo promover o crescimento econômico, fincando no segundo plano o processo de criação de valor das empresas de energia.

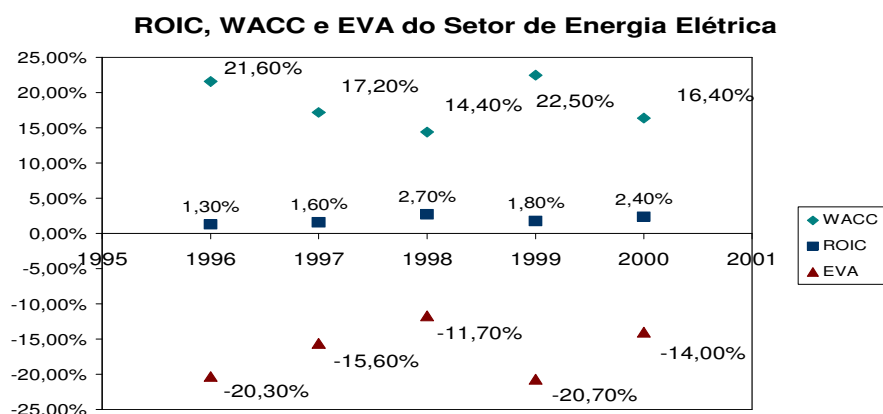


GRÁFICO 30 ROIC, WACC e EVA do setor de energia elétrica
 Fonte: Unibanco (2001).

Segundo a pesquisa, outros fatores também estariam contribuindo para os baixos retornos do setor. As principais causas seriam: (1) baixas tarifas praticadas, (2) baixo retorno sobre o capital investido *versus* um elevado Custo Ponderado de Capital e (3) capital excessivo causado pelos elevados investimentos [existência de esqueletos e distorções contábeis]¹⁷⁴. Das três, o baixo valor das tarifas de energia elétrica no Brasil foi considerado o principal elemento de destruição de valor, sendo muito inferior à média internacional e, o que tudo indica, insuficiente para remunerar os investimentos realizados no setor. A seguir examinaremos cada um desses elementos:

- a) **Elevados custos operacionais.** Já vimos que as empresas com poder de monopólio o custo médio (CMe) é relevante.

¹⁷⁴ A título de curiosidade foram feitas regressões da evolução da capacidade instalada (MW) *versus* produção de energia (GWh) no período de 1975 a 2004 [dados do IPEA] e conseguimos estimar a seguinte equação da reta: $\hat{Y}_{\text{produção}} = -13651,44 + 4,65X_{\text{MW}}$. Esse resultado pode ser interpretado da seguinte forma: cada acréscimo em MW de investimento em capacidade instalada há um incremento médio de 4,65GWh de produção de energia [com $R^2 = 0,9704$ e $p\text{-value} = 5,9039E-23$ e 29 observações].

Principalmente nas estatais que possuem estrutura de custos muito inflada. Em média a margem de NOPAT¹⁷⁵ dessas empresas foi de [9%], enquanto que as privadas apresentaram [29%].

FURNAS, por exemplo, com cerca de 3900 funcionários é considerada uma das estatais mais produtivas do sistema Eletrobrás, com capacidade instalada estimada em 9,259 MW. No período de 1999-2005 sua produção média foi de 34520 GWh. Isso representa uma utilização próxima a 50% da capacidade total. Seus índices de produtividades por número de funcionários apresentaram algo entorno de 8,9 GWh/Funcionário.

Em comparação à FURNAS, a AES Tietê com uma média de 250 funcionários, capacidade instalada acima de 2,651 MW e geração média de 11.424 GWh - no período observado de 2001-2005, apresentou um índice de produtividade médio de 45,86 GWh/Funcionário, como mostra o Gráfico 31.

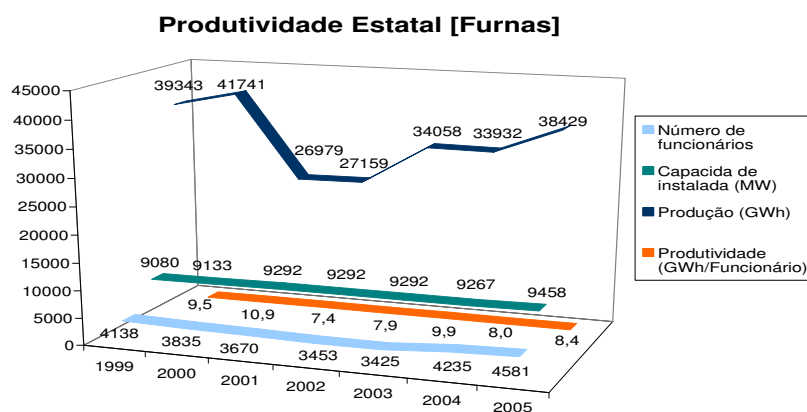


GRÁFICO 31 Produtividade e estatal (Furnas)
 Fonte: Furnas (2005).

¹⁷⁵ Net operating profit after taxes

A conclusão geral dessa observação é que, para Furnas atingir a mesma produtividade da AES Tietê, deveria operar com cerca de 800 funcionários. E mesmo que isso pareça irônico, tal fato representaria um potencial de redução na ordem de [80%] das despesas com funcionários (Tabela 20):

Analisando a despesa com pessoal no período de 2000 a 2005, verificou-se que ela corresponde a [30%] dos custos estruturais, e seu potencial de redução sobre esses custos seria de [24%] em média¹⁷⁶. Em termos absolutos, a redução de custos no período seria de R\$1.433 Bilhões sem considerar o custo financeiro, e R\$1.786 Bilhões considerando um custo financeiro médio de [10%] a.a. Para se ter uma idéia exata em termos de expansão da capacidade, isso representa um investimento médio na ordem de 700 MW.

TABELA 20 Potencialidade de redução de custos operacionais de Furnas

Custos Estruturais (r\$ Milhões)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total R\$	Capitalizado (10% a.a.)
Total	858	794	1.205	908	1.011	1.179	5.955	7.538
Pessoal	228	245	305	263	323	427	1.791	2.232
Economia Potencial	182,4	196	244	210,4	258,4	342	1.433	1.786
% sobre os Custos Estruturais	0,213	0,247	0,2	0,232	0,256	0,29	0,24	0,24

Fonte: Furnas (2005).

É importante observar que, das empresas selecionadas na pesquisa, a AES Tietê, controlada pela AES americana foi a única geradora de energia a apresentar o MVA¹⁷⁷ positivo já em 2000, mostrando mudanças no perfil da rentabilidade causada pela introdução de uma gestão privada a partir de meados

¹⁷⁶ Evidentemente que, apesar de as empresas pertencerem a uma mesma classe de risco, além dos custos estruturais, encontraremos estruturas diferenciadas. Mas, isso de forma alguma não invalida nossa análise, ao contrário chama a atenção para a necessidade de um estudo mais aprofundado sobre a composição de custos das empresas de energia, principalmente as geradoras.

¹⁷⁷ *Market Value Added* [MVA] = valor de mercado da empresa – capital investido

de 1999. A empresa também apresentou melhor retorno do capital investido [ROIC], de [13,1%]. Mas, apesar dessa *performance*, o ROIC ainda é inferior ao seu custo médio ponderado, de [16,5%], apresentando sobretudo o EVA® negativo em 2000.

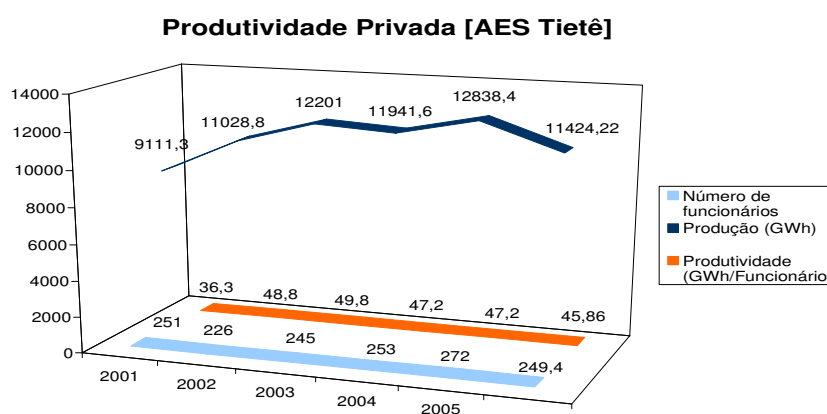


GRÁFICO 32 Produtividade privada (AES Tietê)

Fonte: AES (2006)

Das empresas observadas no período, as estatais controladas pelas Eletrobrás foram as que mais destruíam valor. A soma dos EVAs® negativos de Eletronorte, Chesf e Furnas em 2000 foi de R\$7,8 Bilhões. Este valor corresponde a 62% superior à soma dos EVAs® de todas as outras geradoras. O “*spread*” [EVA® sobre capital investido, ou ROIC – WACC] médio das três empresas é em torno de [-17%], com ROIC médio inferior a [1%], contra médias de [-11%] de *spread* e 5,5% de ROIC, das demais empresas:

Haja vista tais resultados serem afetados pelo efeito do “acionamento” de energia, temos que considerar como resultados anormais. Mesmo assim, isso não modificará o teor da análise.

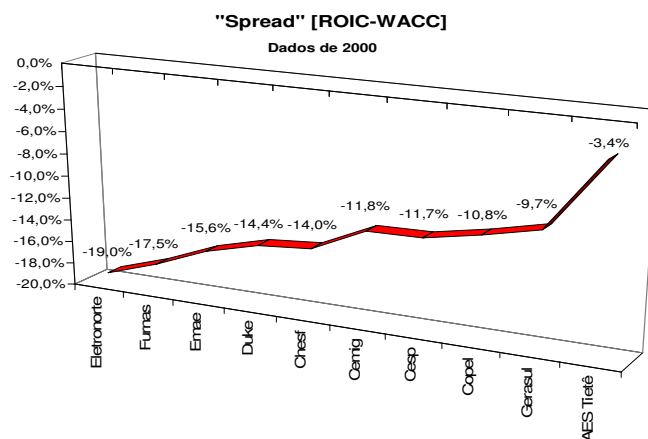


GRÁFICO 33 "Spread" (ROIC-WACC)
Fonte: Unibanco et al. (2001)

- b) **Baixas tarifas.** As tarifas de energia elétrica praticadas são insuficientes para remunerar o capital investido, apesar de a matriz energética principal do país [74% de hidroelétricas] ser considerada de baixo custo.

Nesse aspecto, o relatório do Unibanco et al. (2001) considera necessário o aumento das tarifas [menos impostos] para que aconteça um crescimento efetivo da capacidade instalada, minimizando, portanto, a perspectiva de falta de energia. Paralelamente, deverá ocorrer uma eventual redução do custo de capital.

Já se sabe também, que os tradicionais sistemas de tarifação pelo custo do serviço, são notórios indutores de ineficiência. No modelo atual foram revistos com a introdução do regime de *price-cap* pelas empresas distribuidoras de energia. Cabe mencionar, que os consultores¹⁷⁸ do projeto de reestruturação

¹⁷⁸ Consórcio liderado pela Coopers & Lybrand (1997).

do setor elétrico brasileiro recomendaram a adoção de regime semelhante, onde o controle de preços é substituído por um controle de receita [*revenue-cap*]¹⁷⁹.

De acordo com Born & Almeida (1998), tal proposta se adaptaria melhor ao problema da regulação econômica dos prestadores de serviço de transmissão e permitiria maior flexibilidade na estruturação de tarifas para a distribuição.

Outra importante questão defendida por esses autores seria a articulação das bolsas de energia elétrica. Em geral, nos países cujos setores elétricos têm sido ou vêm sendo reestruturados, a energia passou a ser comercializada em bolsas de energia como uma *commodity*. O pré-despacho de energia é então definido por bases comerciais, derivando o preço nos chamados mercados *spot* a partir da livre interação entre a oferta e demanda, conforme Figura 7.

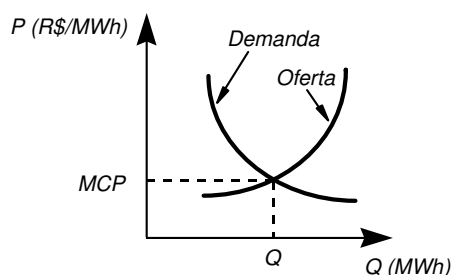


FIGURA 7 Equilíbrio no Mercado Spot
Fonte: Born & Almeida (1998).

Sob essas condições, pela teoria econômica supõe que, se o mercado operasse em condições de concorrência perfeita, os preços tenderiam aos custos marginais de curto prazo [custo marginais de operação ou CMOs]. O preço de

¹⁷⁹ De fato, essa metodologia visa a redução das incertezas sobre os resultados da ação regulatória, ao mesmo tempo em que permite flutuações nas tarifas.

equilíbrio em um mercado *spot* costuma ser denominado *Market Clearing Price (MCP)*¹⁸⁰.

Em mercados *spot* típicos, como, por exemplo, do Reino Unido, os da Noruega e Suécia, os participantes do sistema comercializam energia diariamente. Tais participantes correspondem aos produtores, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores [*traders*] e corretores [*brokers*].

Aqui no Brasil, a COOPERS & LYBRAND, não havia recomendado o estabelecimento imediato de uma bolsa de energia, com preços e quantidades livremente negociadas no mercado *spot*. Em vez disso, optou pelo regime *tight pool*, onde o despacho é definido centralizadamente com base em ferramentas de otimização.

A proposta da consultoria se justificaria, entre outras razões, pela pouca presença de termelétricas nos sistemas interligados brasileiro e pelos complexos vínculos hidráulicos existentes entre usinas de diferentes proprietários (Born & Almeida, 1998).

Outra particularidade do sistema seria a grande variabilidade dos custos marginais de energia. Devido à defasagem de outras bases energética os custos se tornam muito dependentes das probabilidades de déficits e dos custos unitários de déficit. A figura a seguir ilustra este problema, onde os CMOs e as energias armazenadas foram calculadas para as vazões afluentes do período histórico de 1931 a 1994 [dados secundários].

¹⁸⁰ A denominação de mercado *spot* tem sido utilizada, no setor elétrico, para designar a comercialização pré-operacional. Em geral, um mercado *spot* é caracterizado pela entrega imediata do produto. Todavia, os mercados *spot* de energia não atendem inteiramente a esta descrição, uma vez que, nos mercados diários [*day ahead*], os preços para cada período horário ou patamar resultam conhecidos no dia anterior ao que se dá a entrega do produto (Born & Nagayama, 1996).

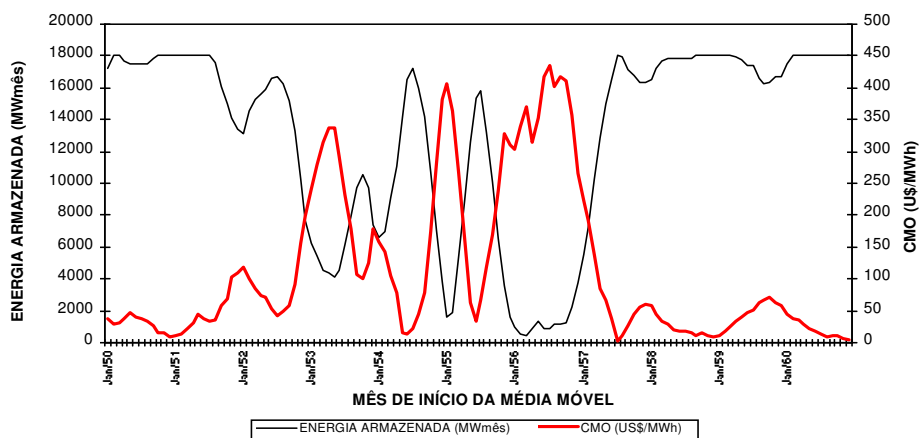


FIGURA 8 Comparação entre Energias Armazenadas e CMOs (Região Sul; médias móveis de 5 meses)
 Fonte: Born & Almeida (1998).

Observa-se que em um período curto o CMO pode variar desde poucas unidades até o custo do déficit [450 US\$/MWh no caso ilustrado]. Um dos principais instrumentos para proteção desses riscos constitui o MRE ou Mecanismo de Realocação de Energia.

Basicamente, o MRE permite a transferência de energia das usinas superavitárias para as deficitárias, quando o volume total de energia produzida pelas usinas hidrelétricas do SIN for suficiente para atender sua energia garantida global. Essa transferência é feita a uma tarifa suficiente para cobrir os custos variáveis de operação das usinas.

Cabe ressaltar que esse mecanismo é limitado, pois, a elevada variabilidade hidrológica do parque brasileiro, decorrente de sua atual matriz, faz com que os riscos não diversificáveis permaneçam muito mais do que os diversificáveis.

Diante dessa preocupação, a partir da crise de energia, o ONS tem utilizado mecanismos de monitoramento de mercado¹⁸¹.

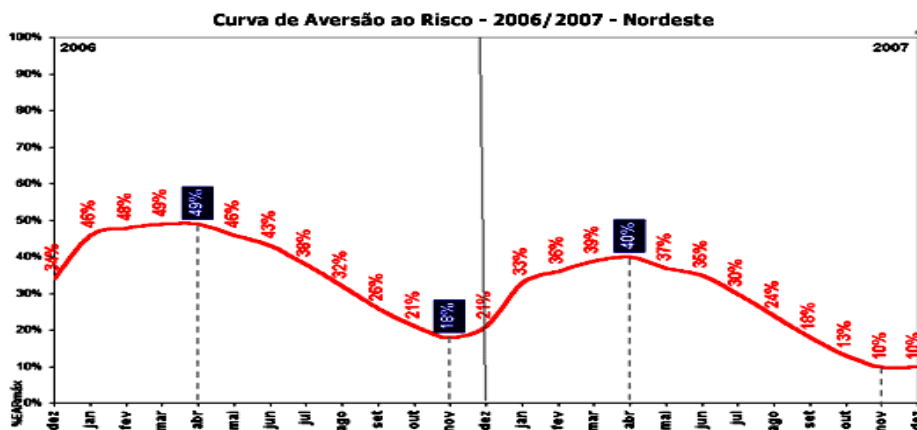


FIGURA 9 Curva de aversão ao risco – 2006/2007 - Nordeste
Fonte: ONS (2007).

O principal instrumento é a curva bianual de segurança. Ela representa evolução dos níveis de armazenamento de energia, de um subsistema¹⁸², necessários ao atendimento pleno da carga, sob as hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbio e complementaridade.

Das hipóteses anteriores, a complementaridade seria o principal elemento determinante na formação da tarifa de geração¹⁸³.

¹⁸¹ É importante ressaltar que o preço *spot* da energia elétrica tem relação inversa com os níveis pluviométricos dos reservatórios para fazer frente a uma demanda crescente.

¹⁸² A figura 9, por exemplo, é referente ao submercado de energia “Nordeste”.

¹⁸³ Apesar da energia de longo prazo ser determinada pelo custo marginal de produção, que considera um mix das várias matrizes de energia, observa-se que devido a participação relativa dos fatores, as variáveis mais relevantes seriam o custo do gás, das termelétricas, e a data de construção das hidrelétricas, devido aos elevados custos fixos. Quanto à tarifa final, cabe observar que devido aos impostos, ela se torna bastante elevada ao consumidor causando uma discrepância entre os resultados das empresas e o valor pago pelos consumidores.

Seguindo essa mesma noção, o relatório do Unibanco apostava em um crescimento na participação da geração termelétrica, que presumidamente, iria aproximar de 25% da geração total até 2010.

Tal fato seria relevante, pois, obviamente, visa à redução dos riscos hidrológicos. Todavia, isso estaria condicionado às condições de riscos no curto prazo, à evolução da demanda para os próximos anos, e aos acréscimos de investimentos sob condições de complementaridade, incluindo outras fontes energéticas.

Complementando nossa análise, a partir da tabela 21, logo a seguir, observamos que, pelo menos ao longo da série de curto prazo, o nível de expansão por origem de combustível seguiu um movimento estacionário em termos participação de mercado, entre a produção “hidro” e a “termo”.

Ademais, tal questão será mais bem examinada na seção 4.1.2.3 e Apêndice E. Não se pode esquecer também que além dessas formas de geração, outras fontes de energia devem ser também consideradas. Seriam os casos da produção Eólica, do Biocombustível e as fontes menos convencionais como a Energia nuclear.

TABELA 21 Desdobramento da matriz energética

Produção por Origem (%)					
Origem	2001	2002	2003	2004	2005
Hidrelétrica	67,35%	68,80%	69,44%	69,63%	72,04%
Itaipu	22,30%	22,18%	22,71%	21,76%	20,41%
Óleo Diesel	0,11%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
Óleo Comb.	2,08%	0,97%	0,24%	0,10%	0,09%
Gás Natural	1,87%	2,58%	2,51%	3,75%	3,47%
Carvão	1,91%	1,46%	1,43%	1,65%	1,52%
Nuclear	4,38%	3,99%	3,65%	3,01%	2,46%
Total	100,00%	99,99%	99,99%	99,90%	100,00%

* A compra adicional refere-se a 5,2 GWh de produção da Copene e da Relan durante o racionamento em 2002. Não inclui importação de energia.
Fonte: ONS (2007).

Em relação ao crescimento hidrelétrico de países como o Canadá e os Estados Unidos, o país apresentou maior crescimento relativo em 24 anos de observação [1980-2004]. Isso é justificado pela existência do grande potencial hidrográfico, e de certa maneira, pela preferência por este tipo de empreendimento, tanto pelo lado do governamental, quanto pela iniciativa privada.

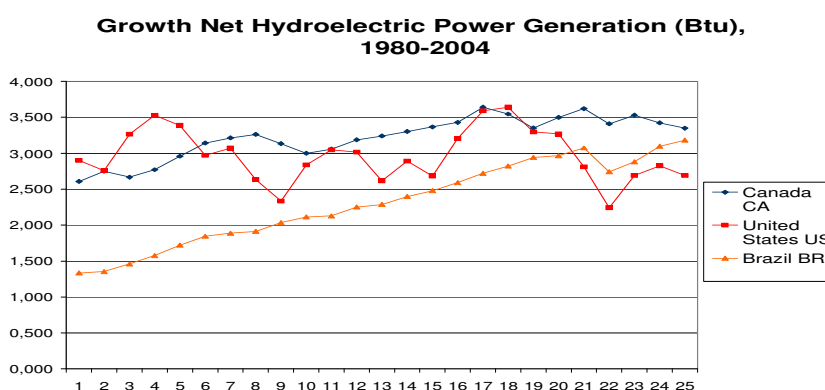


GRÁFICO 34 Growth net hydroelectric power generation (BTU), 1980-2004
Fonte: IEA (2006).

British thermal unit (Btu): Electricity ...3,412 Btu/kilowatthour

Em contra partida, o Gráfico 35 estaria revelando que os Estados Unidos têm investido maciçamente em outras fontes de energia, tal como geração térmica, eólica e combustíveis renováveis. É possível perceber ainda, que o Brasil nos últimos anos começa a escolher outras fontes de geração, principalmente depois da crise de racionamento de energia.

Em comparação com o Canadá, por exemplo, nota-se que sua curva de produção obteve variações positivamente maiores, considerando o mesmo período de observação. É importante ressaltar que a segunda maior fonte de energia elétrica no país é a termelétrica.

Growth Net Geothermal, Solar, Wind, and Wood and Waste Electric Power Generation (Btu), 1980-2004

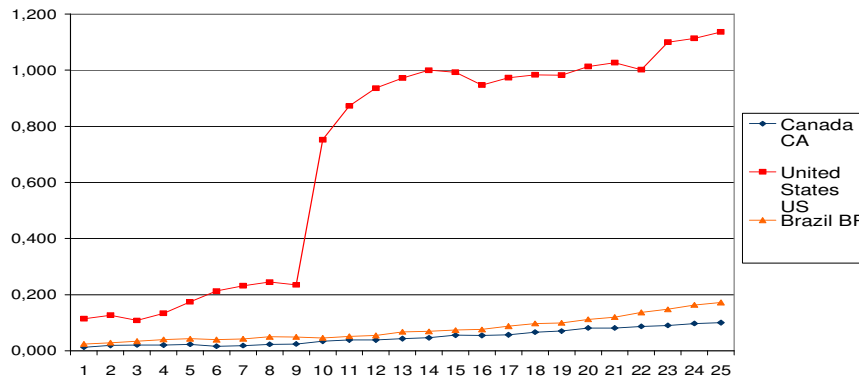


GRÁFICO 35 Growth net geothermal, solar, wind, and wood and waste electric power generation (BTU), 1980-2004

Fonte: IEA (2006).

British thermal unit (Btu): Electricity ...3,412 Btu/kilowatthour

Economicamente, os principais objetivos da complementaridade energética são a redução dos riscos de fornecimento e a desconcentração do setor. Além desses, a evolução para outras tecnologias seria também preponderante para eliminar suas características de monopólio.

Atualmente, as novas possibilidades de produção de energia por meio de outras fontes energéticas têm conduzido ao aumento de competição e a um gradativo, demorado, processo de desregulamentação.

Apesar de não sabermos, com a devida precisão, tudo indica que, no futuro, irá acontecer maior ampliação da diversificação na geração de energia, com alterações irreversíveis na estrutura de custos do setor. Esse movimento, ou tendência pode ser observado por meio da CCEE, uma vez que dentre os novos empreendimentos de geração, já se têm interesse efetivo de ampliação da matriz atual.

A exemplo disso, após levantamento de dados junto a EPE, verificamos que para o leilão de Energia Nova realizado em 2007, foram cadastradas 205 usinas interessadas em participar da modalidade de Compra Provenientes de Novos Empreendimentos de Geração.

Assim, para os leilões que visam atender ao mercado do ano de 2012 [“A”-5] foram recebidos a formalização de 102 cadastros de empreendimentos, com potência equivalente a 16.498 MW. E, para os leilões destinados a completar a carga em 2010 [“A”-3], os cadastros chegaram a 177, totalizando 19.952 MW.

Entre as fontes de geração de energia destacam-se: As Usinas Hidrelétricas (UHE) com 11 cadastros de novos empreendimentos, totalizando 3.117 MW. As Pequenas Centrais Elétricas (PCH), usinas de menos porte limitadas a 30MW de capacidade, com 32 cadastros, representam 533 MW em geração.

Destaque ainda, para o início das negociações de Novos Empreendimentos de Geração de Origem Eólica. Ao todo foram 14 usinas cadastradas, com um potencial equivalente a 1.196 MW. Outra fonte de grande expressividade foi a Biomassa, totalizando 59 empreendimentos com total de 2.181 MW de potência.

Apesar de serem cadastrados apenas 6 Usinas Termelétricas [UTE] movidas a Gás Natural, essas somaram grande capacidade de geração: 3.542 MW. Existem outras 5 usinas cuja principal característica é a flexibilidade quanto ao tipo de combustível [podendo operar a gás natural ou a óleo combustível], e representam um potencial de 2.161MW de capacidade. As usinas do tipo convencional que utilizam óleo combustível representam 7.029 MW, com 61 empreendimentos cadastrados.

A Tabela 22 resume o total de empreendimentos cadastrados para os Leilões de Energia Nova A-5 e A-3 de 2007:

TABELA 22 Resumo de cadastros para leilões na CCEE em 2007

Fonte de Alimentação	Quantidade	Potência (MW)	Participação
Carvão Mineral	5	3562	14%
Gás Natural	6	3542	14%
Gás Natural/Óleo Diesel	5	2161	8%
Coque/Carvão	3	1050	4%
Hidro – UHE	11	3117	12%
Gasolina Natural	1	180	1%
Óleo Diesel	6	894	4%
Óleo Combustível	61	7029	28%
Eólica	14	1196	5%
Biomassa	59	2181	9%
Gás de Processo	2	50	0%
Hidro – PCH	32	533	2%
	205	25495	100%

Fonte: EPE (2007).

A partir dos dados anteriores, foi possível também chegar à potência média por cada fonte de geração cujos valores são resultados da relação Potência/Número de empreendimento (Gráfico 36):

Assim, as estimativas revelam que a maior capacidade instalada por fonte de geração cadastrados no Leilão-2007 são de empreendimentos que utilizam carvão mineral [712 MegaWatt] enquanto que as hidrelétricas representam em média 283 MegaWatt de capacidade de geração¹⁸⁴. Por último, os empreendimentos hidrelétrico de menor porte, as PCHs, possuem uma capacidade estimada de geração de 17 MW podendo chegar ao máximo de 30 MegaWatt de potência.

Em relação ao crescimento do setor, via investidores privados, concordamos que estes projetos devam ser capazes de auferir retornos sobre o capital investido compatíveis com o risco assumido. Nesse sentido, para que um número cada vez maior de novos investimentos em geração de energia seja

¹⁸⁴ Mesmo com esse aumento relativo da capacidade de termelétricas, acreditamos em um movimento estacionário no longo prazo, com possibilidade de crescimento de outras fontes mais baratas e com menores custos políticos.

realizado, o governo deverá adotar tarifas realistas e sensivelmente mais altas que as atuais praticadas (Unibanco/Stern Stewart & Co., 2001)¹⁸⁵.

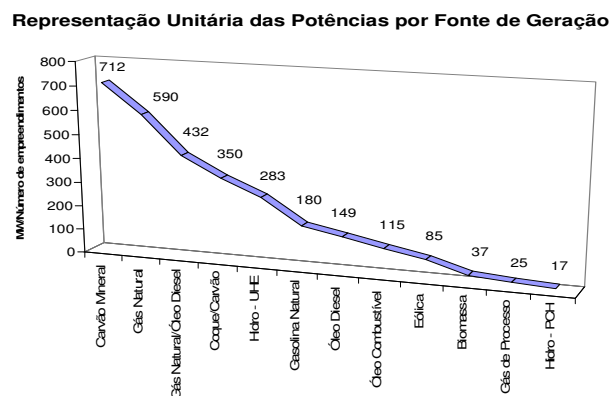


GRÁFICO 36 Representação unitária das potências por fonte de geração

Sob a ótica financeira, tal adequação tarifária faria com que o giro de capital e a margem de NOPAT das empresas aumentassem e, conseqüentemente, o retorno sobre o investimento. No entanto, não seria surpreendente, porém, que os desafios de regulação se tornassem mais complexos na medida em que novas tecnologias de geração começam a surgir.

Quanto às noções de equilíbrio, apesar do aparente desnível, estima-se que o crescimento da oferta seja próximo ao crescimento da demanda.

Na verdade, o relatório do Unibanco já havia atentado para um incremento médio da oferta de energia de [3,3%] ao ano, enquanto que a demanda média, no mesmo período, crescera [4,3%] ao ano. Esses resultados são referentes a uma avaliação de 10 anos anteriores à pesquisa de 2001.

¹⁸⁵ Essa visão é também compartilhada com Rocha et al. (2006). Um outro desafio também seria conciliar a questão tributária, visto que está variável representa um componente bastante elevado nas tarifas de consumo.

Por se tratarem de variáveis importantes na definição da tarifa de energia, resolvemos complementar com nossa metodologia, ampliando, desse modo, o horizonte de análise.

Neste aspecto, foram feitos alguns levantamentos de série histórica buscando relacionar os acréscimos na oferta [produção] em função dos acréscimos da demanda. Destes, o mais relevante foram os dados referentes ao período de 1976 a 2004 [gráfico 37], indiretamente extraídos através do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Ressaltamos que para a demanda foi considerado os dados de consumo de mercado de energia elétrica [referência – ELETRO12_CEET12] e para a oferta foram considerados os dados referente à geração de eletricidade [referência - MME_PELÉTRIC], todos em valores de GWh. Após aplicar a análise de regressão, foi possível chegar ao seguinte resultado¹⁸⁶:

$$Y_{produção} = 0,052 + 0,942x_{consumo}$$

A interpretação da equação precedente é bastante útil. De fato, ela nos revela uma aproximação entre a oferta e a demanda de energia. Uma vez que variações nos acréscimos no consumo são maiores do que as variações da produção, a demanda cresce em uma média relativamente maior do que a oferta.

Os resultados diferem da pesquisa do Unibanco/Stern Stewart & Co.(2001), e isso é devido ao período maior de análise. Nesse sentido, a tendência é que no curto prazo as variações sejam maiores do que a médio e longo prazo. Esse fato pode ser perfeitamente observado, pois as variações da demanda em 10 anos foram 30% maiores do que a oferta, enquanto que em nossa análise este valor permaneceu apenas 6,2% [0,942x] superior.

¹⁸⁶ Valores ajustados em $I_{Ac} A = (1+\Delta) * I_{Ac}-1$, e período base = 1.

**Variações na Oferta e Demanda de Energia no Brasil
[1976-2004]**

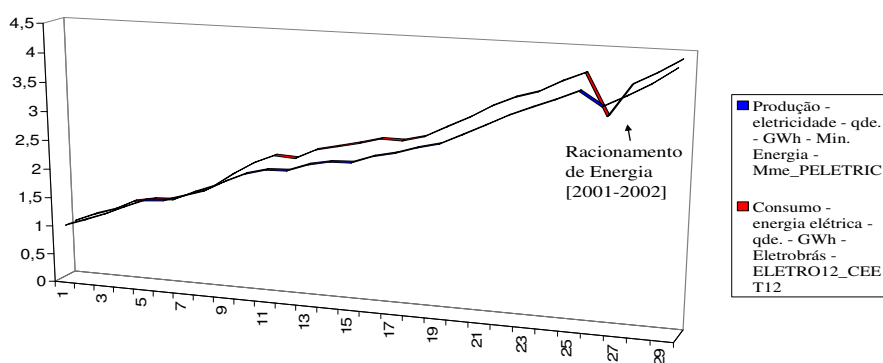


GRÁFICO 37 Variações na oferta e demanda de energia no Brasil
Fonte: IPEA (2007).

Percebe-se também que, pelo menos no período observado, a oferta e a demanda seguiram uma tendência linear, considerando-se que intercepto do modelo se aproximou de zero [0,052]. Em termos de grau explicativo e significância estatística, o R^2 obtido foi 0,988 com Erro Padrão = 0,102, o p -value foi de $1,49E-26 < 0,05$ e o $F = 2159,17 > 4,20$ a partir de 28 observações. Isso indica que mesmo baseando em períodos anuais, os dados foram perfeitamente ajustados.

É interessante notar que, apesar de a oferta de energia crescer num ritmo inferior ao do consumo, o fluxo de produção real de energia, ao longo do tempo, vem superando o consumo total de energia elétrica no país. Essa questão poderia ser atribuída a dois fatores:

O primeiro corresponde ao baixo índice de utilização *per capita* de energia. A Tabela 23 apresenta a posição do Brasil no *ranking* dos principais países consumidores de energia por habitante.

TABELA 23 Ranking dos principais países consumidores de energia por habitante.

Consumo de eletricidade, em KWh ao ano por habitante ¹⁸⁷	
CANADÁ	15645
EUA	12.343
JAPÃO	7.426
RÚSSIA	6.649
INGLATERRA	5.680
AFRICA DO SUL	4.705
VENEZUELA	3.324
CHILE	2.979
URUGUAI	2.872
ARGENTINA	2.256
BRASIL	2189

Fonte: Veja (2007).

O segundo fator estaria relacionado à existência de capacidade ociosa, de improdutividade das empresas e de questões tecnológicas. Ainda, para efeito de demanda, temos que considerar “as variações” das perdas e ajustes do sistema como tipo de risco operacional. Veja o Gráfico 38.

Por exemplo, nos últimos dez anos esses valores representaram algo em torno de [17%] da produção total. Enquanto que as importações representaram uma média de [11%] da produção. Para ser mais exato, se houvesse uma perda de apenas [6%], não seria necessária a importação de energia. Contudo, os menores valores encontrados na série estavam próximos de [12%] de perdas sobre a produção.

Portanto, a partir dessa análise é possível argumentar que existem dois caminhos possíveis de investimento para as empresas de energia: (1) melhoria tecnológica da planta atual, reduzindo a capacidade ociosa, e (2) investimento em matrizes mais econômicas.

¹⁸⁷ Dados extraídos na edição de 8 de agosto de 2007.

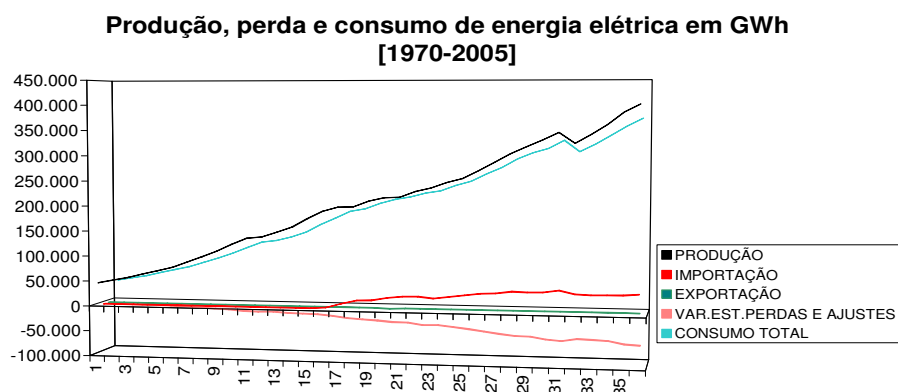


GRÁFICO 38 Produção, perda e consumo de energia elétrica em GWh

Fonte: EPE (2006).

De todo modo, do ponto de vista financeiro isso poderia representar mais potencialidade de economia.

Além das questões levantadas, temos que considerar a variável conceitual da regulamentação. O princípio da modicidade, que por si só, constitui um complexo estudo devido às diferentes abordagens e aplicações; sendo talvez o principal ponto de discussão na formação do preço energético.

No setor energético, a modicidade, pode ser explicada como as consequências do princípio constitucional da “generosidade”¹⁸⁸, por força maior, no qual, as tarifas devem ser o mínimo possível onerosas para os “consumidores cativos”.

Lucidi (2004) destaca algumas definições de modicidade tarifária, apresentando o conceito oferecido por ARNOLD WALD que, além de entender a tarifa módica como sendo aquela acessível aos usuários que não os onere

¹⁸⁸ Gleizer (2005). Observamos que seria realmente generoso se o estado conduzisse um processo de desoneração do consumidor final de energia elétrica.

excessivamente, são também aquelas direcionadas de forma a permitir que a concessionária desempenhe suas funções de modo lucrativo.

De acordo com essa visão, o benefício social não deveria ser dissociado do benefício econômico, nestes termos, é papel do regulador criar circunstâncias de negócio que propicie certo nivelamento entre o crescimento econômico e a criação de riqueza das empresas¹⁸⁹.

Se por um lado, tais questões não são tratadas com aprofundamento adequado nesse trabalho, por outro, afirmamos que a avaliação não poderá ser subjetiva ou dissociada dos métodos de valoração, sociais e econômicos.

As modalidades de regulação baseadas no *marginal cost pricing with lump taxes* podem enfrentar esse tipo de problema. Por exemplo, para o regulador aplicar o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos, ou para determinar as tarifas das concessionárias, ele deverá verificar se estas tarifas são compatíveis com a estrutura de custos do setor. Caso contrário tais medidas levariam a algum tipo de disfunção econômica.

Nos Estados Unidos, por exemplo, o método mais utilizado para regulamentar as empresas monopolistas é o chamado *average cost pricing*, ou seja, o preço no custo médio. Neste ponto, como já observamos no gráfico [29], empresas reguladas não obteriam lucro, mas também não incorreriam em prejuízo.

Em casos que o regulador penaliza excessivamente as empresas, tomando como base o *well-fair* social, poderá prejudicar de algum modo, determinadas prioridades de investimento, ou, até mesmo o processo de sustentabilidade de longo prazo do setor.

¹⁸⁹ De fato, poder-se-ia assevera que estes dois elementos constituem as principais fontes do desenvolvimento no setor.

Excepcionalmente sobre esta questão, já existem críticas quanto ao índice de reajuste tarifário (ITR) que na prática, é uma tentativa de criar condições de mercado competitivo por parte do regulador. Entretanto, devido às imperfeições de mercado, além da própria magnitude da abordagem metodológica, é possível que as tarifas estejam sendo subestimadas¹⁹⁰.

Basso & Silva (2000) asseveraram que as tarifas praticadas pelas empresas reguladas, quando fixadas pelo governo em níveis mais baixos, podem reduzir perigosamente o volume necessário de novos e vitais investimentos e ainda acarretar a falência destas firmas.

- c) **Capital Elevado.** O terceiro fator responsável pelos baixos retornos da empresas de geração é o capital elevado investido.

De acordo com estimativas que constam no relatório do Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001), o ativo imobilizado atual das empresas do setor pode estar sobreavaliado, na média, em torno de [30%].

Isso seria resultado de pelo menos três fatores, a saber: (1) construção de usinas sem o foco no menor emprego de recursos, o que resultaria no emprego excessivo de capital¹⁹¹; (2) constantes atrasos, que contribuíram para redução da rentabilidade dos ativos; e (3) riscos políticos gerados nos projetos, que exigiram *prêmios* nos custos de construção.

Segundo o Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001), em média o capital investido nas plantas existentes é de cerca de R\$21Milhões por MegaWatt, em

¹⁹⁰ Ver, por exemplo, Hercovici (2002). É importante também ressaltar que, em termos de regulamentação o maior problema enfrentado é divergência ou assimetria informacional. Se gerentes, acionistas e regulador tivessem a mesma informação sobre as condições da indústria e o comportamento das empresas sugeria um plano economicamente ótimo. Todavia, os gerentes são muito mais bem informados sobre as condições da indústria do que os donos das firmas e os regulamentadores. Nesse aspecto, o comportamento dos agentes pode ser monitorado apenas de forma imperfeita (Vickers & Yarrow, 1997).

¹⁹¹ O capital de algumas empresas ainda possui “esqueletos”, como ativos não operacionais que não geram retorno para a companhia.

comparação com os novos empreendimentos que em média estão em torno de R\$1,6Milhões por MegaWatt instalado.

Sob nosso interesse, a partir do levantamento de alguns estudos de viabilidade de projetos hidrelétricos novos [“A-5”], cadastrados na EPE em 2006, foi possível avaliar o capital médio investido por MegaWatt e atualizá-lo, exclusivamente, para este tipo de empreendimento (Quadro 15):

QUADRO 15 Projetos de investimento com aproveitamento hidrelétrico [2006]

Aproveitamento Hidrelétrico – AHE	Potência Instalada	Garantia Física	Valor do Investimento	Preço Médio R\$/MWh
Barra do Pombo	80 MW	53,1 MW	R\$ 256.570.590	125,41
Cambuci	50 MW	35,8 MW	R\$ 217.725.490	152,54
Dardanelos	261 MW	154,9 MW	R\$ 534.059.380	120
Mauá	361 MW	182,66 MW	R\$ 821.255.370	116,35
Total	752 MW	426,46 MW	R\$ 1.829.610.830	128,57
	Capital Investido/ Capacidade instalada	Capital investido/ Garantia Física	Variação do custo pela mínima utilização da capacidade	
Barra do Pombo	R\$ 3.207.132	R\$ 4.831.838	1,51	
Cambuci	R\$ 4.354.510	R\$ 6.081.718	1,40	
Dardanelos	R\$ 2.046.205	R\$ 3.447.769	1,68	
Mauá	R\$ 2.274.946	R\$ 4.496.088	1,98	
Valor Médio	R\$ 2.432.993	R\$ 4.290.228	1,76	

Fonte: EPE (2006).

Note-se que, nesse período havia apenas quatro empreendimentos hidrelétricos relacionados no relatório de análise técnica e orçamentária. Se considerarmos o investimento médio por MegaWatt, chegaríamos então ao valor de R\$ 2,4Milhões por MW, na máxima eficiência e de R\$4,3Milhões na capacidade mínima estabelecida.

Além dos preços relativos, também pudemos perceber que o tamanho do investimento é uma variável de diferenciação para os gastos de capital. Neste caso, observamos que, pelos menos para esta pequena amostra, o custo do investimento médio foi menor para os empreendimentos de maior dimensão, com reflexo direto na tarifa estimada.

d) **Custo do Capital Elevado.** De acordo com o Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001) a geração de energia é um negócio relativamente maduro e com fluxos de caixa bastante previsíveis, o que deveria resultar num baixo risco e, conseqüentemente, em um baixo custo de capital. Sobre essa questão alertamos que, por ser um setor de capital intensivo, os retornos dos investimentos em geração de energia dependem fortemente do custo de capital.

No Brasil, isso é acentuado pela concentração na geração hidroelétrica, que apresenta investimentos em “ativos fixos” superiores às demais matrizes energéticas. Por esse motivo, o setor é bastante sensível às volatilidades macroeconômicas que elevam o custo de capital das empresas de energia.

Em comparação com os Estados Unidos o Custo Médio Ponderado de Capital das empresas de energia é bem mais elevado: cerca de [14%] em dólares norte-americanos, enquanto as empresas americanas têm em média [6%].

Todavia, para uma conclusão final dessa discrepância, em termos de paridade de preços, seria necessário analisar essa questão de forma mais aprofundada¹⁹².

Por hora, apreenderemos a algumas considerações. Por exemplo, para os projetos listados anteriormente, o valor do Custo de Capital Próprio foi uniforme, diferenciando apenas em termos desembolsos. A princípio, poder-se-ia afirmar que os investidores sempre concordem ou tenham a mesma expectativa de retorno para os investimentos em geração.

Salientamos, no entanto, que os valores foram extraídos à luz de informações disponíveis no período da análise e de acordo com atos normativos da ANEEL.

¹⁹² Certos parâmetros estariam de fato fora do escopo desse trabalho.

A Tabela 23 resume os principais parâmetros financeiros extraídos de cada projeto.

TABELA 24 Parâmetros para estimativa de viabilidade dos empreendimentos hidrelétricos em 2006

AHE	Parâmetros				Desembolso				
	Capital Próprio	Juros a.a.	D/PL	IR	Ano-4	Ano-3	Ano-2	Ano-1	Ano 0
Barra do Pomba	13,2%	7,4%	70,0%	0,25	0	10,6%	34,2%	35,0%	20,2%
Cambuci	13,2%	7,4%	70,0%	0,25	0	15,8%	34,5%	35,5%	14,7%
Dardanelos	13,2%	7,4%	70,0%	0,25	0	12,7%	31,1%	36,6%	19,6%
Mauá	13,2%	7,4%	70,0%	0,25	0	10,5%	33,7%	35,5%	20,3%

Fonte: EPE (2007).

Note-se que, para a estrutura de risco dos projetos em geração foi considerada uma remuneração de [13,2%] para o Capital próprio e de [7,4%] para o custo da dívida.

Quanto às fontes externas, para os novos empreendimentos, foi estabelecido o limite de [80%] da parcela financiável, o que corresponde a um valor na ordem de [90%] do investimento total. Proporcionalmente, ao final, as empresas teriam a opção de financiar, no máximo, cerca de [70%] de cada projeto.

Para se ter uma noção mais precisa do custo das diferentes fontes, simulamos alguns valores possíveis da estrutura de capital dos projetos de investimento, conforme ilustração [39].

A partir da mesma alíquota do imposto de renda [25%], verificamos que uma melhor estrutura seria dada pela relação dívida [70%]/capital próprio [30%], considerados os parâmetros pré-estabelecidos para financiamento e, em

caso dos fundos externos serem ilimitados para essas empresas¹⁹³. Neste ponto o WACC foi calculado em [7,84%].

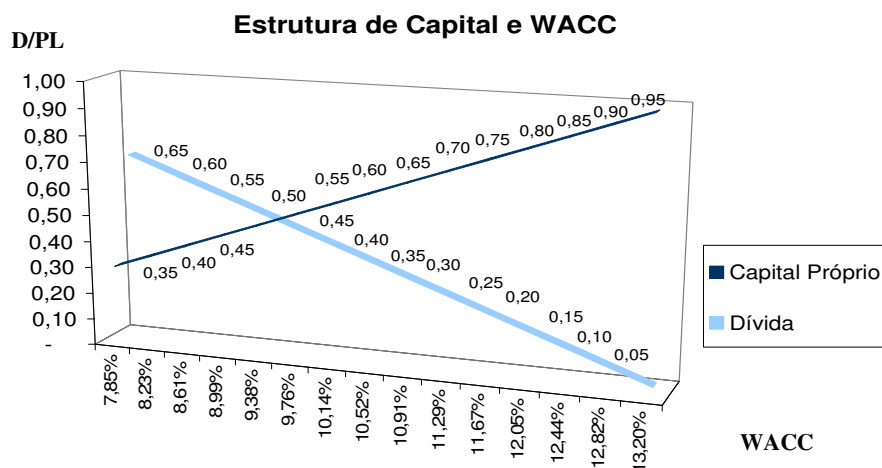


GRÁFICO 39 Estrutura de capital e WACC
Fonte: Dados da pesquisa.

Assim, com a possibilidade da existência de uma estrutura ótima de capital, a partir de parâmetros estabelecidos, nos projetos mais recentes poderíamos questionar o porquê, na média, o custo de capital estaria apresentando bem mais elevado para as empresas de energia elétrica?

Devemos então considerar que, algumas das respostas possíveis a esse questionamento seriam:

- 1) Segundo os dados do IPEA de 2006, em seu texto de discussão número 1153, o nível de endividamento das distribuidoras de energia estaria estimado em [45%] das fontes de financiamento. Já

¹⁹³ Relembramos que, de acordo com os defensores da estrutura de capital, haveria um ponto ótimo do qual uma empresa deveria se situar.

as empresas americanas apresentaram em média [60%]. De início, acreditamos que essa diferença relacionaria, especialmente, ao alto nível das taxas de juros praticadas no mercado brasileiro.

- 2) Uma segunda hipótese seria a da restrição financeira. Esta pôde ser sugerida devido aos resultados da relação EBITDA/Despesa financeira, ou conceitualmente, caixa operacional disponível para cobertura de juros.

Quanto aos seus resultados, apresentados no mesmo texto de discussão, este índice para distribuidoras brasileiras, no período de 1998-2005 não superou o nível de 2. Em contra partida, as empresas americanas e chilenas configuram no nível 4, representando o dobro de cobertura em relação às empresas brasileiras.

Assim, é possível que os gestores das distribuidoras brasileiras não estejam adotando estrutura de capital com nível de dívida que maximize seu valor.

- 3) Em nossa terceira hipótese está presente o argumento de que os gerentes, geralmente, preferem menos alavancagem, porque querem reduzir o nível de risco para proteger seu próprio capital humano e financeiro mal diversificado¹⁹⁴. Em outras palavras, segundo a teoria do portfólio o risco financeiro preocupa mais os gerentes do que os acionistas bem-diversificados.
- 4) E, finalmente, conforme consta na resolução normativa número 234 de outubro de 2006, o agente regulador deverá estabelecer uma

¹⁹⁴ Ver Philip Berger, Eli Ofek e David Yermack (Dominando Finanças). Além dos problemas de agencia, as questões culturais, as incertezas inflacionárias e os custos de transação devem também ser levadas em conta.

meta pontual para a participação da dívida¹⁹⁵ no capital total das empresas, de forma a obter um valor específico a ser utilizado na determinação da taxa de remuneração das concessionárias de energia elétrica.

Observamos que, o principal impacto dessa estratégia específica irá incorrer em um futuro próximo. Pressupõe-se, nesse sentido, uma estrutura ótima regulada.

O critério a ser utilizado pela ANEEL, na definição desse valor, será o ponto da faixa de valores regulatórios que mais se aproxima de uma estrutura de capital estimada a partir de três diferentes grupos de países: (i) grupo 1 dos países em desenvolvimento [Argentina e Chile], (ii) grupo 2 dos países com alto grau de desenvolvimento [Austrália e Grã-Bretania] e (iii) grupo 3: contendo empresas brasileiras.

- e) **Estimativas e questões metodológicas.** Com relação à discrepância entre investimento velhos e novos avalia-se que, além da presença de melhores tecnologias de infra-estrutura, grande parte dos investimentos existentes já ultrapassou todo o período de maturação do retorno [*Payback*], ou seja, são investimentos já pagos. Sendo assim, poder-se-ia levar em conta apenas uma taxa livre de risco para avaliação desses ativos.

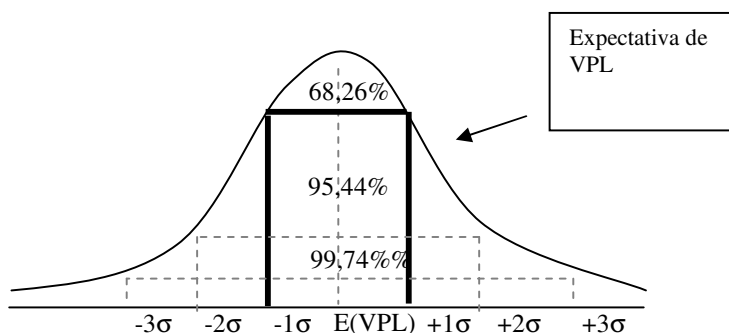
Seguindo as premissas de mercados eficientes, seguramente, o retorno esperado estaria de acordo com as estimativas iniciais do projeto. Desse modo,

¹⁹⁵ Uma vez que esta constitui de pagamento fixo, quanto maior a alavancagem maior será o risco. Isso é o que os economistas chamam de “princípio do risco crescente”.

imagina-se que qualquer projeto de investimento é aprovado, em condições de risco, por apresentar E(VPL) esperado positivo [ver equações (04), (12) e (14)]:

$$E(VPL) > 0 = -I_0 + \frac{E(FC)}{K_0} > 0 \quad (31)$$

Pelo teorema III de Modigliani-Miller, o VPL esperado dependeria da média [expectativas] dos retornos e de sua variância, de uma taxa livre de risco, e mais um *spread*. Assim, partindo do pressuposto de que o futuro é probabilístico, teremos:



Se o futuro é probabilístico, é porque não existe 100% de certeza. Desse modo, qualquer expectativa é parcial. Por exemplo, os investimentos de aproveitamento hidrelétrico geralmente são avaliados em termos de energia garantida e capacidade máxima. Fica claro que “o valor mais provável” do VPL estará entre esses dois níveis de geração.

E, fundamentalmente, este caminhará para o valor central, pois, em longo prazo, conforme o pressuposto da reversão, os retornos futuros de um investimento tendem a um valor de referência. Como exemplo, o retorno

esperado [ROIC, 1996-2000] das observações das empresas de geração permaneceu em cerca de 2% “na média”.

Considerando que a decisão de investimento é uma escolha entre diversas alternativas probabilísticas, e que todos concordam com o nível de expectativa de retorno, no ato da decisão um investidor interessado assumiria todo nível de risco presente em seu projeto.

Nestes termos, avaliamos que por detrás de qualquer investimento existe uma expectativa implícita de retorno e risco, de fato, isso não seria novidade se considerarmos que as expectativas são homogêneas. Entretanto, só saberemos o valor exato do retorno de um investimento qualquer, no último instante de vida desse investimento. Até lá, quem governa as decisões de investir é o “valor mais provável” de um retorno.

Em especial, um investidor na área de energia poderia assumir uma probabilidade de retorno de [68,26%] sobre E(VPL) a um desvio padrão da média. Esta seria a melhor de suas alternativas, pois ele concordou com essa relação de risco e retorno e acredita que seu melhor resultado econômico é o valor máximo obtido pelo somatório da média e o desvio positivo ($\mu + 1\sigma$).

Se o valor do VPL produzido for maior ou menor do que suas expectativas iniciais, o investidor terá obtido um retorno não esperado, além dos limites de sua perspectiva de risco assumido. Existem, portanto, dois resultados em potenciais: (1) criação de riqueza “extra” quando os resultados líquidos de um projeto forem maior que suas probabilidades iniciais¹⁹⁶: $VPL > (\mu + 1\sigma)$; (2) destruição de riqueza “extra” se os resultados líquidos de um projeto forem menores que suas probabilidades iniciais: $VPL < (\mu - 1\sigma)$.

¹⁹⁶ Tal questão poderia ser também direcionada pelas metodologias de valor em risco (Value at Risk). Neste caso, a questão seria saber o tamanho da perda de valor de um investimento em algum nível de confiança. Para mais detalhes veja, por exemplo, Brasil (2002) ou Saunders (2000).

Os valores correspondentes à riqueza “extra” superaram os riscos e retornos de alternativas equivalentes, de igual forma, também superaram o prêmio de risco esperado pelo investidor. Assim sendo, valores maiores do que o $E(VPL)$ deveriam ser comparados a uma taxa livre de risco, justamente porque já houve remuneração suficiente pelo risco assumido. Seria compatível considerar uma taxa livre de risco mais um prêmio pelo risco até este ponto e uma taxa livre de risco para avaliação dos retornos excedentes.

Por exemplo, para o setor elétrico os investimentos mais velhos teriam duas taxas para comparação das expectativas de retorno. Contudo, isso é apenas proposição, e consideramos tal como sugestiva, pois o setor é composto por investimentos existentes, também chamados de energia velha, e investimentos novos cujos riscos são maiores. De todo modo, sugerimos tal abordagem para futuras análises.

Finalmente, não poderíamos deixar de referenciar o problema utilização de uma única taxa de desconto, estática, em torno dos projetos de energia. Possivelmente, essa conduta pode trazer decisões inadequadas, como “super” ou “sub” avaliação, por causa do caráter cíclico e multidivisional dos investimentos energéticos.

Portanto, mesmo sendo a energia um produto com pouca diferenciação, inclui uma variedade ampla de riscos, que, geralmente, estão distribuídos em técnicos - tais como os riscos hidrológicos; econômicos – é o caso da inflação; e financeiros – quando existem restrições de fundos. Desses, a teoria financeira sempre faz distinção entre os específicos e os sistêmicos.

Nesse sentido, pressupõe-se que o primeiro seja completamente diversificado, e que o segundo encapsule todos os eventos macroeconômicos, e setoriais. Contudo, não podemos nos esquecer de observar os limites para o poder de diversificação, sob o argumento das imperfeições do conteúdo

informacional existente, além da tendência dos preços relativos flutuarem com a movimentação geral do mercado.

4.4 Avaliação das aplicações metodológicas de estimativas de risco no setor elétrico

Como foi devidamente ressaltado, os investidores racionais orientam suas decisões baseadas na premissa da otimização de suas expectativas. Assim, de acordo com o princípio descrito por Miller (1981) como “modelo de comportamento racional”, considera-se que as decisões sob as diferentes alternativas são sistematicamente coerentes. Nessas condições, um gestor de investimento optaria pela melhor alternativa de preços no processo decisório, procedendo por meio de um comportamento sistemático de risco.

Deve-se compreender que uma tomada de decisão hoje deverá causar uma série de efeitos no futuro, muito embora tenhamos dificuldade em estabelecer, *ex-ante*, esses efeitos, e/ou a melhor metodologia para mensurá-los. Por exemplo, os investimentos em ativos reais normalmente criam um efeito multiplicador na medida em que várias de suas variáveis intervenientes não são plenamente controladas.

E, esta situação é tanto mais difícil de ser tratada quanto maiores forem os riscos e incertezas apresentadas, tal como, as mudanças na economia, na política ou sociais. Por outro lado, as atuais teorias não são completamente acabadas. Na verdade, elas vêm sendo estruturadas por meio de contribuições ao longo do tempo. Além disso, seriam vários os fatores determinantes de uma situação de risco, o que provavelmente dificultaria as diferentes análises.

É importante ainda assinalar que os riscos e a incertezas estarão sempre presentes nos investimentos de empresas. Aliás, quando o gestor opta por uma alternativa de ação, surge uma oportunidade que, certamente o levará a aceitar

determinadas condições probabilísticas. Obviamente, os gestores buscarão maiores oportunidades por unidade de risco presente em suas ações.

Já do ponto de vista conceitual, isso se restringe ao melhor aproveitamento das alternativas existentes com melhor adequação do custo de oportunidade.

Nesse aspecto, é preciso assegurar que existem diferentes entendimentos desse custo, com os quais poderíamos subdividi-lo em pelo menos três dimensões: em primeiro, este custo estaria relacionado ao preço de mercado de um fator; em segundo se comportaria como uma taxa de substituição entre dois bens, e em terceiro estaria relacionado ao valor de uso alternativo do dinheiro [i.e. seu preço no tempo].

Especialmente em nosso trabalho, foi dada a ênfase ao custo de oportunidade associado ao retorno do investidor, ou, como é denominado, custo de oportunidade de uso do fator de produção *capital*, ajustado ao risco do negócio.

Quanto a sua aplicabilidade, é necessário distinguir entre custo de capital do acionista e o custo de capital da empresa ou negócio [*Weighted Average Cost of Capital* – WACC, que por algumas vezes, neste texto, assumimos como K_0]. O custo de capital da empresa difere do custo do capital próprio por levar em consideração as conseqüências da alavancagem financeira do empreendimento. Sua expressão genérica corresponde à equação (15).

Portanto, a partir de tais argumentos, abordaremos ao que avaliamos como a principal análise desse texto. Nessa linha, consideramos oportuno tratar do risco no setor de energia elétrica não só pelo fato das mudanças ocorridas recentemente, mas, o mais relevante, constitui o próprio pragmatismo dos procedimentos de aplicação dos modelos de avaliação de “risco” em ambientes regulados.

Naturalmente, apesar do esforço de compreensão, consideramos ainda a permanência dos aspectos subjetivos inerentes à sua adequada mensuração. Assim, devido a algumas posturas adotadas em seu cálculo que se relacionam por diferentes conjuntos de informações, foram encontrados alguns resultados também divergentes para esse segmento.

Uma vez que isso veio a ocorrer, nos preocupamos em retratar os principais problemas de medição que podem surgir na abordagem de sua avaliação.

Quanto aos resultados, ainda que ocorram erros ou incongruências, tal lógica nos parece bastante razoável quando existem diferentes percepções para o risco. E, mesmo que todos tenham expectativas idênticas, dificilmente esse valor não desviará do verdadeiro custo de oportunidade. Trata-se, em todo caso, de um problema prático de acurácia e confiabilidade na precisão.

Enfim, após avaliar os resultados de tais divergências, foi de nosso interesse comparar outros segmentos, além de índices qualitativamente específicos, tendo como referência o próprio segmento Energético. Observamos que constitui uma aplicação coerentemente simples e não-viesada de análise de risco.

4.4.1 Estimativa do custo de capital e o impacto nas avaliações de investimento das empresas de energia elétrica

Vários estudos têm examinado a abordagem do custo de oportunidade de capital, dentre os quais, citaríamos Gitman & Mercurio (1982), Jog & Srivastava (1995), e Oblak & Helm Jr. (1980), Schall et al. (1978), e Gitman & Forrester (1977) *apud* Ryan & Ryan (2002). Todos eles estiveram preocupados com a perspectiva do custo de capital “aproximado” enfrentado pelas grandes empresas.

Oblak & Helm, Jr. (1980), por exemplo, examinaram as práticas de custo de capital das multinacionais e descobriram que o WACC foi usado por [54%] dos respondentes. Outras medidas citadas nos seus estudos incluíam o custo da dívida, a experiência passada, a taxa esperada de crescimento, e o CAPM. Jog & Srivastava (1995) descobriram que o WACC foi usado por [47%] das firmas canadenses, além disso, um número significativo de firmas também usou outras métricas encontradas por Oblak & Helm Jr. (1980).

Das pesquisas empíricas encontradas no Brasil relacionadas à abordagem do custo de capital, procuramos destacar as mais procedentes com a nossa discussão, são elas: Sanvicente & Minardi (1999), Oda et al., (2004) e Silva et al. (2004). A seguir examinaremos estas diferentes contribuições e, na medida do possível, correlacionaremos seus principais resultados ao nosso objeto de interesse:

- **Pesquisa 1.** O primeiro trabalho abordou sobre os problemas de utilização do modelo de precificação de ativos [CAPM] para estimação do custo de capital no Brasil. Seus argumentos surgiram a partir de um trabalho anterior intitulado: “*Qual a taxa de desconto adequada para avaliar as ações da Telebrás?*”, publicado em 1998 por meio de relatório do IBMEC. Seus autores Sanvicente & Minard (1999) tentaram demonstrar a existência de pelo menos cinco diferentes ângulos de divergências na aplicação do CAPM:
 - a) Problema de Estimação da Taxa Livre de Risco [pelo valor mais provável]. Para ações da Telebrás foi considerada uma taxa de retorno do ativo livre de risco igual a 11,5%, referente ao *yield maturity*, no final de maio, do título “*Brazil 27*”. A justificativa de

escolha desse título como “*proxy*” da taxa livre risco se refere a longevidade dos investimento da Telebrás.

No texto, entretanto, Sanvicente & Minardi (1999) chamam a atenção pelo fato desse título ter “oscilado” durante o período observado. Neste caso, os valores apresentados de acordo com o período de análise foram (Tabela 25):

TABELA 25 Taxa Livre de Risco [*Yield Maturity*]

Brazil 27	Jan/98	Fev/98	Mar/98	Abr/98	Mai/98
YTM	10,91%	10,43%	10,10%	10,30%	11,15

Fonte: Sanvicente & Minardi (1999).

b) **Problema de Estimação do Beta da “*proxy*” de mercado.**

Normalmente, o índice BOVESPA é utilizado como “*proxy*” para a carteira de mercado no Brasil. No entanto, conforme avalia Sanvicente & Minardi (1999), o IBOVESPA não é composto por todas as ações do mercado acionário, e o peso de cada ação no índice é função do volume transacionado, e não do valor de mercado de cada ação.

Para corrigir essa questão, a sugestão proposta seria montar um índice com 67 ações incluídas no Índice BOVESPA, que por sua vez, receberia peso igual na composição índice¹⁹⁷.

c) **Problema de Sincronização de Dados para o Modelo de Regressão.** Outra preocupação apontada pelos autores, para estimativas do beta, foi sobre a possível falta de sincronização entre o índice de mercado, cotado, continuamente, e o preço da TELB4,

com cotações discretas. Para compensar o possível viés provocado por “erro nas variáveis em análise de regressão”, foi utilizado o estimador de variáveis instrumentais desenvolvido Por Scholes & Willians (1977) *apud* Leite & Sanvicente (1995) e apresentado pela equação a seguir:

$$\beta = \frac{\sum_{k=-1}^1 \beta_k}{1 + 2\rho} \quad (32)$$

Sendo que:

- Para K = -1, beta estimado pela regressão linear entre Ri,t e Rm,t-1;
- Para K = 0, beta estimado pela regressão linear entre Ri,t e Rm,t;
- Para K = 1, beta estimado pela regressão linear entre Ri,t e Rm,t+1;
- ρ : coeficiente de correlação entre Rm,t e Rm,t-1;
- Rm,t: retorno do mercado no período (t); (t-1) e (t+1);
- Ri,t: retorno do ativo (i) no período (t).

A título de exemplo, para a ação da Telebrás foram feitos os seguintes ajustes (Tabela 26).

Esses valores de ajustes são, na verdade, quatro valores possíveis de beta para ação para a Telebrás: um beta ajustado tendo como *proxy* de mercado o índice BOVESPA e outro calculado a partir de um carteira teórica composta com 67 ações denominada EWINDEX. Existem ainda dois outros valores, respectivamente sem e com os ajustes propostos por SCHOLES e WILLIAMS.

¹⁹⁷ Damodaran (2007).

TABELA 26 Variações do *beta* para as ações da Telebrás

	Regressão entre Telebrás IBOVESPA	Regressão entre Telebrás e EWINDEX
BETA _K	1,0682	1,0678
BETA _{K+1}	0,1357	0,4376
BETA _{K-1}	-0,0286	-0,0826
P(R _{m,t} ;R _{m,t-1})	0,0485	0,3444
BETA	1,0713	0,8655

Fonte: Sanvicente & Minardi (1999).

De certa maneira, problemas como esse podem trazer mais dúvidas que certezas para determinadas avaliações de risco. Cabe lembrar das principais críticas de Roll (1977).

- d) **Problema de Estimação do Retorno Esperado da Carteira de Mercado.** Um dos procedimentos de estimação, sugerido por DAMODARAN, parte do chamado modelo de dividendos descontados, no qual pressupõe taxas de crescimento constantes, conforme equação a seguir:

$$P_0 = (D_0 * (1 + g) / (R_S - g)), \quad (33)$$

Onde, P_0 é o preço da ação, D_0 é o dividendo por ação e g é a taxa de crescimento sustentável. Essa taxa pode ser estimada por $(1 - (D/L)) * ROE$, sendo (D_0/L_0) o índice de *payout*, ou seja, o quociente entre dividendos e lucro por ação, e ROE [*return on equity*] a taxa de retorno, conforme Ross et al. (1995).

Para apurar o retorno esperado da *proxy* da carteira de mercado, requerida para estimativa do beta da Telebrás, foi utilizado o modelo a seguir:

$$R_S = (D_0 / P_0 * (1 + g)) + g \quad (34)$$

Sendo, D_0/P_0 o *dividend yield*, ou seja, a taxa de distribuição de dividendos sobre o preço, multiplicou-se a média de 60 ações pela média da taxa de crescimento, mais essa taxa de crescimento. Desse modo, obteve-se a taxa de 15,04% para o retorno de maio de 1998 (Tabela 27).

TABELA 27 Retorno esperado da carteira de mercado.

G = 9,19%	Dez/97	Jan/98	Fev/98	Mar/98	Abr/98	Mai/98
Retorno	14,98%	15,42%	15,03%	13,94%	13,82%	15,04%

Fonte: Sanvicente & Minardi (1999).

Como se observa, o retorno da carteira de mercado oscilou ao longo do primeiro semestre de 1998. A partir desses resultados é possível argumentar sobre uma relação inversa entre o preço da ação e seu prêmio de risco, pois, a medida que o mercado desconta os fluxos de caixas a taxas maiores, os preços das ações tenderão a cair. Em geral, tal efeito também poderá também ser considerado para os ativos reais.

- e) Problema de Estimção da Taxa de Desconto. Logo depois de realizadas as estimativas dos parâmetros necessários ao cálculo do retorno da Telebrás, procederam-se os cálculos de acordo com o período de levantamento. A tabela a seguir mostra a oscilação da taxa de desconto para a Telebrás ao Longo do primeiro semestre de 1998 (Tabela 28).

TABELA 28 Taxa de desconto da Telebrás

	Jan/98	Fev/98	Mar/98	Abr/98	Mai/98
Rf (YTM)	10,91%	10,43%	10,10%	10,31%	11,15%
Rm	15,42	15,03	13,94	13,82	15,04
R _{Telebrás}	14,81%	14,41%	13,42%	13,35%	14,52%

Fonte: Sanvicente & Minardi (1999).

Note-se que, os valores da taxa estimada de retorno da Telebrás ou Custo do Capital Próprio dependem do período de referência da avaliação devido à dinâmica de suas variáveis, e também da influência que as metodologias internas do modelo exercem nos resultados dessas taxas estimadas. Portanto, desde a escolha da taxa livre de risco, de acordo com uma hipótese ou premissa mais adequada, ou das diferentes estimativas para o retorno da carteira de mercado, podem “super” ou “subestimar” do retorno do acionista.

No tocante ao setor elétrico, principalmente sobre a questão metodológica, citaríamos o caso específico de crescimento desse segmento em relação ao crescimento das ações empreendidas no mercado de capitais.

Alternativamente, poder-se-ia imaginar variações no risco em função das perspectivas de crescimento real do setor, além de questões como atrasos em obras, restrições ambientais e jurídicas. Trata-se aqui de riscos específicos que estariam contribuindo para maior expectativa de prêmio ao acionista não-diversificado. Veja a Tabela 29.

TABELA 29 Expansão líquida da capacidade instalada em geração de energia elétrica

Potencia instalada em 2006 (MW)	Expansão prevista líquida das restrições			
Ano-06	Ano-07	Ano-08	Ano-09	Ano-10
96322	4490	1789,5	2066,13	2174,9
Crescimento %	4,66%	1,78%	2,01%	2,04%
G	2,62%			

Fonte: ANEEL (2007).

Neste caso, o crescimento previsto para o setor, extraído de dados gerenciais da ANEEL, ficou bem abaixo do crescimento médio das ações no mercado, calculado em [9,19%], de acordo com Sanvicente & Minardi (1999). Em tal circunstância, apesar de existirem discrepância nos períodos em relação

ao nosso levantamento, não podemos desconsiderar a hipótese de crescimento real bem abaixo da média de ações do mercado.

- **Pesquisa 2.** Na segunda pesquisa encontrada, a principal preocupação foi a possibilidade de estimação de betas, por meio da aplicação de modelos teóricos e testes empíricos que se relacionassem com elementos da teoria de carteiras.

Especificamente, seus autores Oda et al. (2004) examinaram durante o período 1995 a 2003, com dados da BOVESPA, a relação entre indicadores contábeis e betas de mercado, através da utilização de quatro variáveis: betas contábeis, graus de alavancagem, indicadores de estrutura de capital e indicadores contábeis operacionais.

Seus resultados mostraram que o “grau de alavancagem financeira” e a “estrutura de capital” apresentaram correlações positivas e estatisticamente significantes com os “betas de mercado”, enquanto que o “crescimento do ativo” e a “taxa de pagamento de dividendos” mostraram associações negativas, também de elevada significância.

Quanto à indagação sobre possibilidade de associação entre os graus de alavancagem operacional (GAO), financeira (GAF), e total (GAT) das empresas, com os betas das ações de mercado, verificou-se, que havia uma baixa relação na ocasião de análise. O quadro a seguir, apresenta as correlações encontradas para todos os pares possíveis de variáveis, conforme os resultados da pesquisa (Tabela 30).

Dentre as medidas acima, a única que apresentou ambas as correlações estatisticamente significantes a [5%] com o beta de mercado foi o GAF. Por outro lado, a mais associada com o GAT foi o GAO, que apresentou elevada significância estatística nos dois casos.

TABELA 30 Correlações entre graus de alavancagem e betas de mercado

	Beta de Mercado (1)	GAO (2)	GAF (3)	GAT (4)
Beta de Mercado (1)	1	0,139	0,327***	0,055
GAO (2)	0,11	1	0,025	0,786***
GAF(3)	0,315***	0,058	1	-0,164
GAT (4)	-0,13	0,618***	-0,158	1

Correlações de Pearson da diagonal, Correlação Posto abaixo.

Correlações positivas estatisticamente significativas (***)1%, (**)5% e (*)10%

Fonte de dados: Oda et al. (2004).

Esses indícios revelam que, apesar das variações do lucro líquido estarem muito mais associadas ao GAO, os preços de mercado das ações são mais sensíveis à estrutura de capital. A partir daí, os autores sugeriram que os administradores interessados em reduzir o beta das ações devem se preocupar mais com a estrutura de capital e os custos financeiros da empresa do que com os custos operacionais.

Assim, se existe associação estatística significativa apenas entre o grau de alavancagem financeira, e se isso realmente for confirmado, possivelmente um programa de redução de consumo de energia, que é o caso, por exemplo, do “horário de verão” pouco tem a contribuir para redução dos betas de empresas de energia elétrica.

Entretanto, foi surpreendente para os autores que os indicadores operacionais das empresas tivessem apresentado nenhuma ou baixa significância estatística, pois se acreditava que empresas com maiores custos apresentassem maior volatilidade de fluxos de caixa operacional¹⁹⁸ e, por conseguinte, associadas às variações conjunturais de preços e demanda.

No que diz respeito à relação entre a estrutura de capital das empresas e os betas de mercado, cresce sua importância em relação às demais hipóteses justamente pelo fato da constatação da relevância da alavancagem financeira.

¹⁹⁸ Geralmente essa relação é mais contudente para o lucro operacional.

Dentro da abordagem formal, examinamos que a relação entre a estrutura de capital e os betas de mercado foi demonstrada por Hamada (1972) e Rubinsten (1973) que, partindo de premissas distintas chegaram a modelos equivalentes¹⁹⁹. Neste caso, compreendemos como o modelo de análise da hipótese *beta-estrutura de capital*.

$$\beta_L = \beta_U \left(1 + \frac{D}{VA_L} (1-t) \right) \quad (35)$$

Onde: β_L , é o beta alavancado da empresa e corresponde ao beta de mercado de suas ações; β_U , é o beta não-alavancado da empresa e corresponde ao beta que seria observado caso a empresa não tivesse dívida; D/VA_L é a relação entre o montante de dívida e o valor de mercado das ações de uma empresa alavancada e t a alíquota do imposto de renda.

Definido seus parâmetros, observamos que esse foi o mesmo modelo para se estimar o beta alavancado de cada empresa da amostra. Dessa forma, após os testes estatísticos verificou-se a presença de forte associação positiva entre o endividamento e o beta alavancado.

Assim, por analogia, parece ser razoável supor que os betas das empresas de energia elétrica sejam também afetados pelas diferentes estruturas de capital de cada empresa ou projeto de investimento.

Por fim, uma última questão levantada por autores, seria baseada nos estudos de Beaver et al. (1970) e Rosenberg & Mckibben (1973), que tentaram provar a existência de alguma relação entre os indicadores contábeis das empresas e o risco sistemático das suas ações de mercado.

¹⁹⁹ Ver também Ross et al. (1995).

Entre os indicadores escolhidos foram relacionados o tamanho do ativo, o crescimento da empresa²⁰⁰ e a liquidez corrente. Adicionalmente, incluiu-se a taxa de dividendos por estar associada ao conjunto de oportunidade de investimento e a maturidade do mercado.

Portanto, seus resultados puderam evidenciar que tanto a “taxa de pagamento de dividendos” quanto o “crescimento” e apresentaram forte associação negativa com o beta de mercado.

A Tabela 31 poderá dar melhor descrição dos resultados obtidos por Oda et al. (2004):

TABELA 31 Correlações entre indicadores operacionais e betas de mercado

	Beta de Mercado [1]	Crescimento [2]	Tamanho do Ativo [3]	Liquidez Corrente [4]	Taxa de Dividendos [5]
[1]	1	-0,21**	-0,07	0,03	-0,28***
[2]	-0,16*	1	0,43***	-0,50***	0,28***
[3]	-0,02	0,39***	1	-0,21**	0,29***
[4]	0,24**	-0,07	0,28***	1	-0,29***
[5]	-0,33***	0,25**	0,28***	-0,37***	1

Correlação de Pearson acima da diagonal, Correlação de Postos abaixo.

Correlações positivas estatisticamente significantes (***)1%, (**)5% e (*) 10%

Fonte de dados: Oda et al. (2004).

A associação negativa dessas duas medidas ao beta de mercado pode ser explicada respectivamente pelas seguintes suposições²⁰¹:

- **Dividend Payout.** As baixas taxas de pagamento de dividendos geralmente estão associadas a empresas mais arriscadas. O principal

²⁰⁰ Beaver et al. (1970) mediram o crescimento através do aumento nos ativos da empresa e partiram da premissa de que taxas de crescimento excessivo pode ser causadas por três fatores: (1) excesso de oportunidades de investimentos em que a rentabilidade esperada excede o custo de capital, (2) taxas de retorno *ex post* superiores ao retorno esperado durante vários períodos consecutivos e (3) uma política de dividendos que resulte numa retenção de lucros maior do que a média.

²⁰¹ Beave et al. (1970).

argumento é que a gestão busca seguir uma política de dividendos a um determinado nível estabelecido, desse modo, empresas com maior variabilidade nos lucros irão pagar um percentual menor de dividendos, para evitar que um dado período seja necessário distribuir mais que 100% do lucro do exercício. Nesse aspecto, a taxa de pagamento de dividendos pode ser vista como uma aproximação para a percepção dos gestores sobre a incerteza associada aos resultados de uma empresa.

- **Crescimento.** As principais premissas para taxas de crescimento excessivo podem ser causadas por três fatores: (1) excesso de oportunidades de investimento em que a rentabilidade esperada excede o custo de capital; (2) taxas de retorno *ex post* superiores ao retorno esperado durante vários períodos consecutivos e (3) uma política de dividendos que resulte numa retenção de lucros maior do que a média.

No geral, de acordo com Oda et al. (2004), existem limitações da utilização de medidas de risco contábeis como indicativas do risco conjuntural de uma ação. Isso é devido ao fato de que elas refletem, também, os riscos específicos da empresa, espelhando, portanto, o seu risco total. Desse modo, em uma abordagem normativa, essas medidas poderiam ser utilizadas como aproximações do beta apenas se fossem demonstradas correlações positivas entre os componentes sistêmicos e próprios do risco de um negócio.

Sobre esses resultados, dois pontos são considerados fundamentais em nossa pesquisa:

Em primeiro seriam as diferentes percepções de volatilidade entre os ativos reais e financeiros e as dificuldades na segregação dos riscos quando não tratamos de betas de mercado. E, em segundo consideramos que os betas de

mercado realmente seriam mais eficientes para a análise de risco, no setor de energia, do que os betas contábeis.

- **Pesquisa 3.** Na terceira pesquisa buscou-se levantar o custo médio de capital para o setor elétrico. Apesar de não considerarem uma resposta definitiva a essa questão, seus atores reconhecem que os resultados aproximaram de outros encontrados na literatura.

Para Silva et al. (2004), o custo de capital tem sido de grande importância para a avaliação de ativos tanto tangíveis quanto intangíveis. Eles também ressaltam que a combinação ótima entre capital próprio e de terceiros poderia minimizar o custo de capital da empresa. No entanto, suas maiores preocupações foram dirigidas à mensuração do custo do capital próprio do acionista.

Embora compreendessem a existência de outros métodos para o cálculo desse custo, tal como a abordagem contábil para estimativas do risco, eles consideraram o argumento de Patterson (1995) de que as informações advindas do mercado refletem mais realisticamente o conceito propriamente dito do custo de oportunidade.

As empresas de energia elétrica para a análise, foram escolhidas mediante volume de negociação na bolsa, e os dados foram levantados a partir de janeiro de 1995. As principais fontes das cotações das ações das empresas foram acessadas no site do YahooFinance e também no programa Economática. Preocupados com um possível erro nas variáveis de regressão, os autores também propuseram a utilização do estimador de Scholes & Willians (1977).

Para realização dos cálculos obteve-se para cada uma das empresas selecionada o seu beta mediante análise de regressão dos retornos no período de 1995 a 2002. Seguindo a intuição básica do modelo, consideraram como *proxy*

o índice BOVESPA. Uma outra atribuição também observada foi a de que o beta médio de todos os títulos, quando ponderado pela proporção entre o valor de mercado de cada título e o da carteira de mercado é igual a 1.

Alternativamente, foi considerada a média ponderada pelo volume de negociações na bolsa. A equação utilizada foi a seguinte:

$$\beta = \frac{\sum_{k=0}^n (\beta_k \cdot Vn)}{\sum_{k=0}^n Vn} \quad (36)$$

Onde n é o número de empresas utilizadas e Vn o volume de negociação das mesmas. Nestes termos, os betas levantados de empresa da amostra serão apresentados na Tabela 32.

TABELA 32 Betas das empresas de energia no período de 1995-2002

Empresa	Beta	Empresa	Beta
ENERSUL ON	0,2915169	CELESC ON	0,89379533
CEEE ON	0,295456366	COPEL ON	0,907809578
PAUL F. ON	0,448309774	EBE PN	0,973556613
CEMIG ON	0,525711563	ELETROPAULO ON	1,070658805
ESCELSA ON	0,560068397	CESP PN	1,159703984
ELETROBRAS ON	0,650183962	CELPE PNA	1,165817898
ELEKTRO PN	0,693815062	EMAE PN	1,232084736
CEMAT ON	0,822640854	LIGHT ON	1,269474541
COELBA ON	0,827473384	LIGHTPAR ON	4,886446097
CERJ ON	0,845665648		

Fonte: Silva et al. (2004).

O valor do beta médio, ponderado pelo volume de negociação das empresas apresentadas anteriormente ficou calculado em: $\beta = 0,9257$.

Quanto ao ativo livre de risco, os autores basearam na sugestão de Gonçalves (2003) e utilizaram a taxa CDI descontada da inflação, cujo valor foi expresso em [7,33%] ao ano. O retorno médio da carteira de mercado foi

encontrado através da média dos retornos mensais do IBOVESPA no período observado. Assim, temos:

$$R_m = 1,73\% \text{ a.m.} = 22,80\% \text{ a.a.}$$

Descontada a inflação do período, tem um R_m de 11,43%.

Aplicando os valores encontrados na SML (*Security Market Line*) pôde-se calcular o custo de capital próprio apresentado logo abaixo:

$$K_e = rf + \beta(R_m - rf)$$

$$\text{Assim: } K_e = 7,33\% + 0,9257(11,43\% - 7,33\%) = 11,00\%$$

Observa-se que o custo de capital próprio para o setor de energia é de aproximadamente [11,00%] ao ano se for descontada a inflação. De acordo com os autores esse resultado não difere das suas expectativas iniciais, visto que Gonçalves (2004) já havia calculado o custo de capital próprio do setor elétrico utilizando o Índice de Energia Elétrica (IEE) para o período de abril de 1998 a março de 2003 resultando em [9,52%] descontada a inflação.

Seus resultados também foram semelhantes aos encontrados por Catapan & Heideman (2002). E, correspondem às expectativas de Coopers & Lybrand (1997) que asseveraram que o custo de capital do setor de energia estaria entre [11 e 13%]. Por outro lado, os autores têm reconhecido que este valor não é uma resposta definitiva para custo de capital próprio para o setor de energia.

Algumas Observações. Após a descrição dos três estudos empíricos anteriores, avaliamos como convergentes o propósito de examinar a relação de

risco e retorno diante do modelo CAPM. Entretanto, os diferentes caminhos percorridos nos fazem indagar sobre maior a necessidade de se discutir sobre os possíveis erros de estimativas para a apuração do custo de capital.

Por exemplo, a maioria dos projetos de investimentos tem um nível de risco diferente do *beta* das ações de sua companhia, assim, o uso de uma taxa de desconto no nível da empresa pode, portanto, levar as decisões de investimento inapropriadas.

Outras questões de rediscussão correspondem às variáveis principais do modelo. Os mais importantes estariam na interpretação e determinação da taxa livre de risco, da metodologia de cálculo dos retornos de mercados, como também na determinação da “*proxy*” utilizada como carteira de mercado.

Quanto ao risco, pôde-se perceber que a estrutura de capital é realmente algo relevante ao *beta* de mercado. Em outra noção bastante útil, das diferentes séries de dados utilizadas, observa-se que pouco se tem discutido sobre a parcimônia entre o tempo de estimativa do risco e a vida útil do projeto. Ou seja, não se pode desconsiderar que o tempo é relativamente importante em questões de estimativas.

Além disso, em geral, a escolha dos parâmetros depende do momento e do contexto da análise. A maioria dos trabalhos tem considerado que o ambiente seja imutável, repetiria o passado, ou senão, apresentar-se-ia uma taxa de crescimento contínuo para o futuro. Todavia, isso não estaria apropriado à realidade das empresas em geral.

Em seguida descreveremos algumas evidências metodológicas, suas diferentes abordagens de adequação ao CAPM, e como tais relações poderiam afetar nas decisões de investimento na indústria de energia elétrica.

4.4.2 Análise comparativa das estimativas do custo de capital no setor de energia elétrica

Desde o início defendemos que uma das grandes preocupações em finanças, pela abordagem do custo de oportunidade, é obter sempre uma referencia equivalente de “risco-retorno” no mercado. Nesse caso, a prioridade é saber definir e mensurar o risco equivalente de ativos, e realizar o ajuste pelo nível de risco de cada negócio.

Em tal circunstância, assim como outros autores têm feito, avaliamos como importante, também indagar sobre o valor adequado da taxa de desconto utilizada em projetos de investimento no setor de Energia Elétrica. Ressaltamos, contudo, que não será pretensão trazer uma resposta definitiva para essa pergunta. Mas, sobre outro aspecto, achamos intencionalmente necessário comparar algumas abordagens metodológicas utilizadas para cálculo do custo de oportunidade do capital nesse setor.

De início verificamos que no período da análise, havia 50 empresas de energia elétrica registradas na BOVESPA, ou aproximadamente [3%] do universo de empreendimentos nessa área. Desse número, é importante observar que apenas 13 empresas fazem parte do Índice IEE, índice específico do segmento de energia elétrica.

Em essência, acreditamos que este seja a melhor estimativa de aproximação do mercado de energia [i.e. *Mercado Atacado do Custo de Capital*], ou principal espelho para o investidor interessado nesse segmento de risco. Assim, por analogia, em um projeto qualquer de investimento de capital, tal como a construção de uma nova usina hidrelétrica, ou um projeto de transmissão, devemos encontrar a taxa de retorno requerida por referência a um investimento semelhante no mercado de capitais.

Presume-se, no entanto, que esse mercado seja mais eficiente que os mercados dos ativos reais. Mas, sob o intermédio de alguns pressupostos de

finanças, analistas e investidores sempre tentarão aproximar ao máximo esses dois mundos²⁰².

E, embora os métodos de apuração da taxa adequada para aplicar nos investimentos de capital venham sendo inesgotavelmente utilizados, chama a atenção os diferentes resultados encontrados por essa pesquisa, cujos motivos, estariam relacionados à escolha, *ex-ante*, de pressupostos subjetivos para a própria aplicação do modelo.

A partir dessas considerações, é preciso supor que, a existência de valores diferentes para o custo de capital deve afetar um investimento real. Dada a importância desse raciocínio, o nosso objetivo será então examinar algumas implicações de tais divergências.

Para fazermos essa análise, além do valor do custo de capital do setor encontrado em Silva et al. (2004), serão considerados mais três estudos de que contemplam diferentes abordagens na aplicação do CAPM. Cabe salientar que dessas pesquisas, duas já foram citadas neste texto e uma é de nossa autoria. Começaremos então pela exposição de nosso método.

- **Estudo 1.** A base de sustentação dessa primeira avaliação segue o pressuposto da eficiência informacional de mercado, com dados da SML [*Security Market Line*]²⁰³ perfeitamente divulgados. Nestes termos, seriam de conhecimento público os valores do ativo livre de risco, da taxa esperada de retorno da carteira de mercado e do beta das empresas de energia elétrica.

²⁰² Mesmo que existam diferentes enfoques, ou formas de abordagem, o principal método utilizado para aproximar o risco, ainda é o modelo de precificação de ativos.

²⁰³ Conforme aponta Sanvicente & Minardi (1998), essa abordagem foi apresentada por Damodaram em 30 de julho e 1 julho de 1997 pelo IBMEC.

Seguindo essa premissa, extraímos as informações de cada parâmetro do CAPM em cinco diferentes fontes de mercado, a saber:

No portal *RiskTech*, foram observadas as rentabilidades e os betas de cada empresa de energia com volume de negociação em 252 dias [10/2/2006 a 22/2/2007]. No portal do Investidor Profissional, encontramos os valores de rentabilidade do índice IBrX no período de 12 meses. Intuitivamente, também optamos por essa *proxy* alternativa da carteira de mercado tentado dar maior sentido em termos de comparação e significância dos resultados. Cabe ressaltar que os valores do IBrX também se encontram no site da BOVESPA, mas, apesar disso, preferimos os dados secundários (Tabela 34). Dessa forma, apenas o Ibovespa foi extraído de sua fonte primária.

Na Tabela 33, a seguir, são apresentados os resultados de nossa observação, considerando a composição de cada carteira teórica, e de acordo com a participação relativa, em volume de negociação, das ações de energia disponíveis no *RiskTech*:

TABELA 33 Estimativa do beta com dados publicados no mercado e ponderado pela participação no índice de mercado

Nome da Empresa	Rentabilidade últ. 252 dias úteis	Beta últ. 252 dias Úteis	Part.(%) IBrX (100)	Beta Médio	Part. (%) Ibov.	Beta Médio
IBOVESPA	21,42%	1	0	0	0	0
TRANSM. PAULIST PN	10,18%	1,1072	0,0806	0,0893	0,0507	0,0562
TRANSM. PAULIST ON	-2,10%	0,2921	0	0	0	0
LIGHTPAR ON	31,22%	3,5402	0,0100	0,0356	0,087	0,308
DUKE PN	73,63%	0,6047	0	0	0	0
DUKE ON	63,16%	0,5571	0	0	0	0
F CATAGUAZES PNA	318,03%	0,2345	0	0	0	0
EMAE PN	24,17%	0,8701	0	0	0	0
ELETROBRAS PNB	-1,97%	1,2203	0,1399	0,1708	0,2246	0,2741
ELETROBRAS ON	3,40%	1,1894	0,1553	0,1848	0,1691	0,2011
COPEL PNB	12,36%	0,984	0,0778	0,0766	0,1534	0,1509
COPEL ON	21,58%	0,8959	0	0	0	0
COELCE PNA	45,45%	0,3261	0	0	0	0
COELCE ON	57,89%	1,0334	0	0	0	0

Continua...

TABELA 33 Continuação.

Nome da Empresa	Rentabilidade últ. 252 dias úteis	Beta últ. 252 dias Úteis	Part.(%) IBrX (100)	Beta Médio	Part. (%) Ibov.	Beta Médio
CESP ON	-15,83%	0,4613	0,1330	0,0614	0	0
CEMIG PN	0,19%	0,9064	0,2890	0,262	0,2541	0,2303
CEMIG ON	12,17%	0,906	0,0321	0,0291	0	0
CELPE PNA	52,44%	0,0114	0	0	0	0
CELESC PNB	1750,57%	1,6583	0,0220	0,0366	0,0611	0,1013
AES Tiete PN	25,86%	0,4269	0,0597	0,0255	0	0
AES Tiete ON	34,05%	0,3602	0	0	0	0
AES Elpa ON	17,58%	0,5345	0	0	0	0
			<i>Beta²⁰⁴</i>	0,9717		1,3219

Fonte: RISKTECH (2007); BOVESPA (2007).

Os valores referentes à taxa livre de risco e os índices inflacionários, foram observados respectivamente nos sites da Invertia e do Banco Central do Brasil (Tabelas 35 e 36).

TABELA 34 Proxy alternativas de mercado [índice IBrX]

Índice IBrX	Data	Cotação	Dia %	Mês %	Ano %	12 meses %	60 meses %
	23/fev	15.035	-0,56%	3,23%	3,50%	21,66%	353,68%

Fonte: Investidorprofissional (2007)

Note-se que, para a escolha da taxa de risco duas principais premissas foram fundamentais: (1) inexistência de risco de inadimplência e (2) inexistência de incerteza sobre as taxas de reinvestimento.

A partir do exposto, verificamos que Gonçalves (2003) apresentou as seguintes sugestões como “proxies” do ativo livre de risco: taxa CDI, Cbond, taxa Selic, entre outras. Dessas, optamos inicialmente pela taxa Selic.

Levantamento da Taxa Livre de Risco. Os dados a seguir foram disponibilizados pelo sistema gerenciador de séries temporais do Banco Central

²⁰⁴ Valores calculados conforme equação (36).

e correspondem aos valores estimados para os períodos de 2006 a 2010 (Tabela 35):

TABELA 35 Proxy do ativo livre de risco

Rf ao ano	Média	2006	2007	2008	2009	2010
Selic – expectativa	13,06%	15,38%	14%	12,33%	12%	11,58%

Fonte: Banco Central (2007).

Note-se que, se caso a duração média dos fluxos de caixa futuros dos investimentos no setor energético fossem de 5 anos, a taxa mais apropriada seria o valor médio da expectativa de retorno da Selic neste mesmo período²⁰⁵. Para completar a nossa análise, a partir da sugestão de GONÇALVES (2003), também consideramos as outras taxas alternativas do ativo livre de risco:

Rf ao ano	27/02/2007
Poupança - 12 meses	7,27%
CDI – 12 meses	12,87%

Fonte: Investia (2007).

Para se abstrair o efeito inflacionário em nossa taxa estimada, foram consideradas as projeções para a variação do IPCA acumulado para os anos de 2006 a 2008. A escolha desse índice está relacionada à sua composição, que abrange os chamados preços monitorados, do qual fazem parte a energia elétrica, gasolina, ônibus urbanos, remédios e telefone fixo. No conjunto, os preços monitorados correspondem a 61% desse Índice. Para cálculo dos valores reais, aplicamos o IPCA médio com base no modelo de FISHER.

A taxa de desconto, ou custo do capital próprio, agora poder ser obtida por meio da SML *Security Market Line*.

²⁰⁵ Ver Damodaran (2002)

TABELA 36 Estimativas inflacionárias para aplicação do modelo CAPM

IPCA %	Média	2006	2007				2008			
Cenário de Referência	3,67	3,1	2,7	3,5	4,0	3,9	4,1	4,4	4,5	4,5

Obs: Inflação acumulada em 12 meses em % a.a.

Fonte: Banco Central (2007).

Uma consideração importante sobre esse tipo de abordagem, diz respeito da necessidade de se manter a parcimônia das variáveis do CAPM em relação ao período de fluxo de caixa dos investimentos da empresa. Nessa lógica, se levássemos em consideração que prazos maiores requerem maiores riscos, seria previsível encontramos também taxas maiores para os investimentos de longo prazo do setor elétrico²⁰⁶. A seguir são apresentadas nossas estimativas de retorno de cada empresa e do setor (Tabela 37):

TABELA 37 Dados publicados considerando participação equivalente para cada índice de mercado

Ativos	Rentabilidade últ. 252 dias úteis	Beta últ. 252 dias Úteis	SML1 Retorno Esperado Selic/Ibovespa	SML2 Retorno Esperado Selic/IBX	SML4 Retorno Esperado CDI/IBX	SML4 Retorno Esperado Poupança / IBX
<i>Risk Free Rate</i>		0	9,06%	9,06%	8,87%	3,47%
CELPE PNA	52,44%	0,0114	9,16%	9,16%	8,98%	3,64%
F CATAGUAZES PNA	318,03%	0,2345	11,10%	11,16%	11,01%	6,88%
TRANSM. PAULIST ON	-2,10%	0,2921	11,60%	11,67%	11,54%	7,72%
COELCE PNA	45,45%	0,3261	11,90%	11,97%	11,85%	8,21%
AES Tiete ON	34,05%	0,3602	12,20%	12,28%	12,16%	8,71%
AES Tiete PN	25,86%	0,4269	12,78%	12,88%	12,77%	9,68%
CESP ON	-15,83%	0,4613	13,08%	13,18%	13,08%	10,17%
AES Elpa ON	17,58%	0,5345	13,71%	13,84%	13,75%	11,24%
DUKE ON	63,16%	0,5571	13,91%	14,04%	13,96%	11,57%
DUKE PN	73,63%	0,6047	14,33%	14,47%	14,39%	12,26%
EMAE PN	24,17%	0,8701	16,64%	16,84%	16,82%	16,11%

Continua...

TABELA 37 Continuação

Ativos	Rentabilidade últ. 252 dias úteis	Beta últ. 252 dias Úteis	SML1 Retorno Esperado Selic/ Ibovespa	SML2 Retorno Esperado Selic/ IBX	SML4 Retorno Esperado CDI/ IBX	SML4 Retorno Esperado Poupança / IBX
COPEL ON	21,58%	0,8959	16,86%	17,07%	17,05%	16,49%
CEMIG ON	12,17%	0,906	16,95%	17,16%	17,14%	16,64%
CEMIG PN	0,19%	0,9064	16,95%	17,16%	17,15%	16,64%
COPEL PNB	12,36%	0,984	17,63%	17,86%	17,86%	17,77%
IBOVESPA	21,42%	1				
COELCE ON	57,89%	1,0334	18,06%	18,30%	18,31%	18,49%
TRANSM. PAULIST PN	10,18%	1,1072	18,70%	18,96%	18,98%	19,56%
ELETRONBRAS ON	3,40%	1,1894	19,42%	19,70%	19,73%	20,75%
ELETRONBRAS PNB	-1,97%	1,2203	19,69%	19,97%	20,01%	21,20%
CELESC PNB	1750,57%	1,6583	23,50%	23,89%	24,01%	27,57%
LIGHTPAR ON	31,22%	3,5402	39,90%	40,72%	41,19%	54,91%
Risco e rentabilidade do Setor Elétrico:	120,67%	0,86	16,57%	16,78%	16,75%	16,01%

Fonte: RiskTeck (2007).

Note-se que, os resultados foram bem acima daqueles apresentados por Silva et al. (2004). Isso pôde ser possível, pelos menos no período da observação, em decorrência de maior prêmio de risco para o setor. Houve diferenças também, com relação ao custo de capital requerido nos projetos reais hidrelétricos disponíveis na EPE. Tal fato estaria evidenciando diferenças entre o risco de mercado das empresas no setor, e seus projetos de investimentos requeridos em circunstância da regulamentação.

Entretanto, não podemos descartar que nossa metodologia foi diferente tanto em conteúdo, quanto ao período de análise. De fato, esperávamos que as taxas calculadas apresentassem valores bem menores, devido ao curto período da estimativa. Sob essas condições, também, não podemos desconsiderar que no curto prazo as volatilidades dos retornos sejam maiores do que as estimativas de longo prazo.

²⁰⁶ Geralmente considera-se longo prazo no setor elétrico, investimentos com prazo de maturação acima de cinco anos.

Quanto ao risco, pode-se observar que das 22 ações selecionadas na amostra, 15 obtiveram o beta menor do que a média de mercado tanto em relação ao IBOVESPA, quanto ao IBRX. Entre as empresas de menor risco, pelo menos sete possuem volatilidade a [50%] do mercado. Enquanto que das mais arriscadas somente a LIGHTPAR apresentou volatilidade superior a [100%] da carteira de mercado. Veja o Gráfico 40.

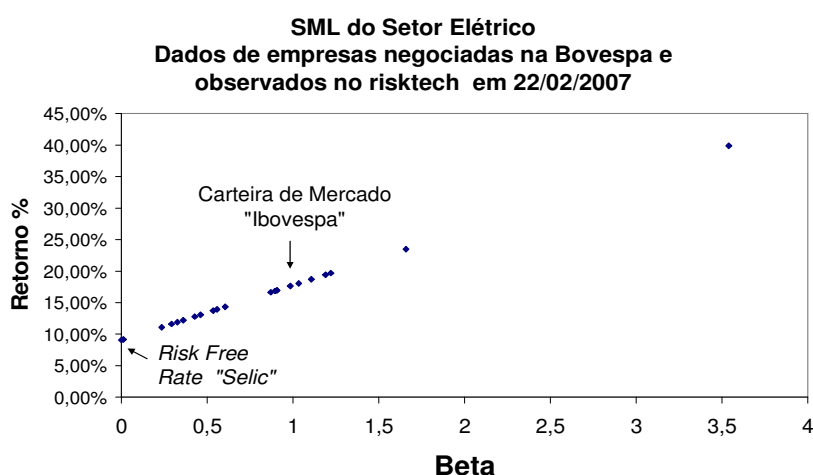


GRÁFICO 40 SML do setor elétrico.
 Fonte: dados da pesquisa.

As ações que mais aproximaram do risco médio foram a da COPEL, COELCE e CEMIG. Nesse aspecto, avaliamos que o risco dessas empresas tem seguido, proporcionalmente, a mesma amplitude de direção da carteira de mercado.

De modo geral, há ainda três considerações a serem feitas: em primeiro lugar, além de algumas características tais como, tamanho, estrutura de capital, crescimento e distribuição de dividendos haveria também relação entre o risco e a natureza do controle acionário [Privada, Estatal, Estrangeira, Estatal Holding e Nacional Holding, conforme classificação na BOVESPA]. Assim, poder-se-ia

tentar responder a uma seguinte indagação: quais dos tipos acionários apresentaram maior ou menor suscetibilidade de risco durante o período observado?

Em resposta, verificamos que na amostra havia um total de 6 empresas classificadas como Privadas, quatro Estatais, uma holding Privada e um Holding Estatal. Na categoria de empresas privadas estão relacionadas CELPE, CATAGUAZES, CIA DE TRANSM. ENERGIA ELET. PAULISTA, COELCE, AES Tietê e DUKE. Dessas, apenas a ação preferencial da CIA TRANSM. PAULISTA apresentou risco relativamente maior que o mercado.

Na categoria Estatal estão EMAE, ELETROBRAS, CELESC e LIGHT. Desse grupo, apenas a EMAE apresentou risco menor do que a média de mercado.

Em comparação aos resultados de Silva et al. (2004), das empresas de menor risco tanto a CEEE quanto a ELETROBRÁS, de propriedade estatal, apresentaram risco mais baixo que a média de mercado. Na ocasião, AMPLA (CERJ) também havia configurado como empresas de menor risco, resta saber se na proximidade de sua privatização os preços já estavam influenciados pela expectativa de mudança. Dessa forma, pela amostra de Silva et al. (2004) também é possível verificar que a maioria das empresas com betas menores do que a média eram de empresas privadas.

Apesar de ser cedo para se fazer qualquer avaliação a respeito de risco, a análise precedente, portanto, estaria revelando que as ações das empresas Estatais foram mais agressivas do que as empresas Privadas, pelo menos, no período observado.

A segunda consideração seria sob a transição do grau de risco de algumas firmas tais como a CEMIG, ELETROBRAS, CELESC que tiveram seu risco mais elevados com os dados fornecidos pelo *RiskTech*. Há também

empresas que configuraram na amostra da pesquisa anterior, e que não mais estavam disponíveis no *RiskTech* devido a baixa liquidez de seus títulos.

Além disso, se considerarmos apenas a participação de cada empresa na composição dos dois índices devido ao volume negociado (V_n), conforme se observa na tabela [33], tais valores se tornarão diferentes ao cálculo inicial. Por exemplo, o beta estimado para o índice BOVESPA seria de 1,3219, o que resulta em um nível de risco 32 pontos acima do risco de mercado. Neste caso, pode-se afirmar que houve maior contribuição unitária, ao risco da carteira de mercado.

A terceira e última consideração seria a constatação da não-linearidade dos retornos passados. De acordo com os dados disponíveis no site *RiskTech*, pelo menos no período observado, não foi possível estabelecer uma relação linear entre o risco e o retorno das ações do setor de energia. E, isso pode ser visualizado no gráfico a seguir.

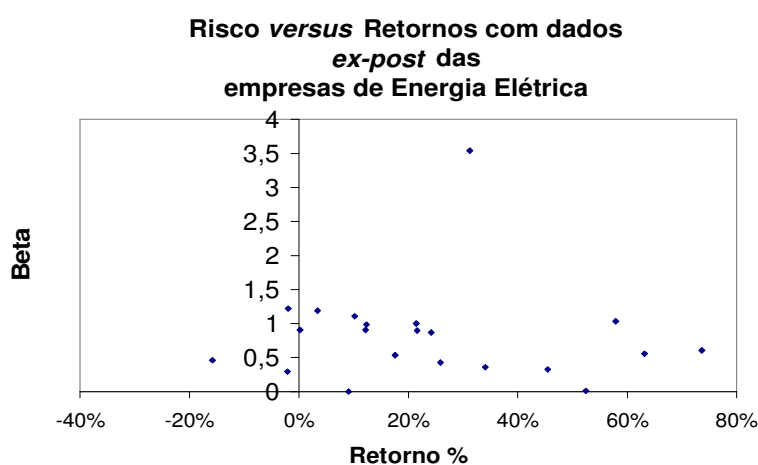


GRÁFICO 41 Risco *versus* retornos com dados ex-post das empresas de energia elétrica.

Fonte: Dados da pesquisa

Os dados precedentes foram obtidos da tabela [37]. Após retirarmos dois retornos considerados anormais [CATAGUAZES: 318,03% e CELESC:

1750,57%] foi possível estimar um retorno médio de aproximadamente 24% durante mesmo período. Note-se que, os retornos não estão obedecendo, “*ex-post*”, uma relação linear com o risco. Ao se confirmar, possivelmente também não obedecem à mesma distribuição de probabilidade, de acordo pressuposto da classe de risco de Modigliani & Miller (1958).

Sendo assim, se não existem retornos perfeitamente correlacionados, é possível também supor que o mercado não esteja aproximando do modelo de mercado perfeito²⁰⁷. Passemos agora para o próximo estudo.

- **Estudo 2.** A despeito das possíveis diferenças do custo de capital para setor de energia elétrica, iremos complementar com discussões sobre a metodologia e valores adotados pelo Unibanco e Stern Stewart & Co. (2001). Seus estudos partiram de informações financeiras do mercado internacional e, logo após, foram ajustadas para o mercado brasileiro.

Como pôde ser verificado inicialmente, para a “*proxy*” do ativo livre de risco, utilizou-se o retorno dos títulos de 10 anos do governo norte-americano somado ao “*Spread-over- Treasury*” de uma cesta de títulos da dívida externa brasileira medido pelo índice EMBI²⁰⁸.

Também baseado no mercado americano, o prêmio de risco foi calculado a 6% ao ano, com valor fixo em todo o período de análise. Para se ajustar ao risco individual de cada empresa analisada, o banco mais a consultoria consideraram o beta desalavancado das empresas de energia elétrica canadense

²⁰⁷ A correlação do Beta com a rentabilidade foi de -0,06 sem os retornos anormais e 0,21 considerando os retornos anormais. “Inexpressivo”.

²⁰⁸ *Emerging Markets Bond Index Plus* [EMBI]: índice para títulos públicos de países considerados como mercados emergentes. É um indicador concebido e regulamente divulgado pelo banco JP MORGAN.

[0,61]. Em seguida, procederam-se os cálculos do beta alavancado de cada empresa por meio de aplicação da alíquota de impostos e de seu nível de endividamento. A principal justificativa, para a aproximação do beta desalavancado via empresas canadenses estaria relacionado à comparabilidade da matriz energética daquele país com a matriz brasileira, visto que, uma importante parcela do potencial energético é gerada através de hidroelétricas²⁰⁹.

Na Tabela 38 foram reunidos os parâmetros comuns a todas as empresas da pesquisa, relacionados ao modelo CAPM:

TABELA 38 Parâmetros para cálculos do custo de capital conforme suposições abordadas na pesquisa do Unibanco

Parâmetros	1996	1997	1998	1999	2000
<i>Brazil risk free rate 10y (USD) -%</i>	13%	10,80%	13,40%	16%	13,30%
<i>US risk free rate 10Y (USD) -%</i>	6,40%	6,30%	5,30%	5,60%	6,00%
<i>Country risk premiun (USD) - %</i>	6,60%	4,50%	8,10%	10,40%	7,30%
<i>Taxes -%</i>	30,60%	33,00%	33,00%	35,70%	34,00%
<i>Market risk premiun (USD)-%</i>	6%	6%	6%	6%	6%
<i>US Inflation</i>	3,30%	1,60%	1,60%	2,70%	3,40%
<i>BR Inflation</i>	9,60%	5,20%	1,70%	8,90%	6%
<i>Unlevered beta: 0,61</i>					

Fonte: Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001).

Uma característica importante da metodologia do Unibanco em relação as outras encontradas neste texto, é a segregação do risco país [*Country Risk Model*] nos cálculos do prêmio de risco.

A título de informação, ressaltamos que o termo risco-país foi criado em 1992 pelo banco americano JP MORGAN para permitir as seus clientes, condições mensuráveis de avaliação da capacidade de um país quebrar. Essa

²⁰⁹ Além do Canadá a China também possui geração hidrelétrica, entretanto, as empresas de geração chinesas não possuem capital aberto. Nesse sentido, apesar da base energética semelhante, a hipótese da semelhança de risco seria mais contundentemente enfraquecida pelas diferenças econômico-estruturais de cada país. De qualquer modo, é pouco provável que o beta do Canadá também seja uma boa “*proxy*” devido certas assimetrias estruturais e econômicas com o Brasil.

medida de avaliação tem como objetivo auxiliar os gestores de fundos nas decisões de investir em determinado país ou papel de uma empresa de risco semelhante.

Empiricamente, a taxa risco-país é medida em pontos e calculada a partir de uma cesta de títulos negociados no mercado. Cada ponto significa 0,01 pontos percentuais de prêmio acima do rendimento dos papéis da dívida dos EUA, considerados a risco zero de calote.

Por exemplo, em 2002, devido às especulações sobre as eleições, o risco Brasil chegou a atingir o recorde de 2.443 pontos em 27 de setembro. No mesmo ano, o risco da Argentina superou os 5.000 pontos.

Segundo os analistas de mercados internacionais, as situações que favorecem a baixa da taxa de risco no Brasil são atribuídas à estabilidade da economia e os atuais superávits da balança comercial.

No início de 2007 o *Emerging Markets Bond Index* refletiu o comportamento da dívida externa brasileira abaixo de 180 pontos. Nestes termos, o prêmio de risco do país estaria pagando uma sobretaxa de cerca de [1,80%] sobre os papéis dos EUA. Isso revelaria um risco bem abaixo daquele na época da pesquisa realizada pelo Unibanco.

Quanto às discussões desse tipo de risco, Tenani (2004) argumenta que o risco associado às decisões de política econômica dos países não é sistemático, podendo ser eliminado através da constituição de uma carteira de papéis de diferentes países. Sendo assim, mudanças de política que impliquem melhora [ou piora] de fundamentos econômicos não deveriam afetar rendimentos dos títulos da dívida externa que determinam o *Country Risk*.

Por outro lado, Garcia & Novaes Filho (2004) tem afirmado que, sobre a questão de diversificação, não há ainda evidência empírica clara de que os riscos diversificáveis dispensem retornos esperados adicionais. E, em parte, essa falta de evidência reflete a dificuldade de se determinar, *a priori*, quais riscos são

sistemáticos e quais são específicos. Esse autor ainda alega que das freqüentes explicações encontradas na literatura de finanças para justificar exemplos de aparente refutação do princípio de diversificação, seriam a dificuldade de diversificar por falta de liquidez de alguns títulos [baixo volume de negociação] e a existência de custos de transação²¹⁰.

Passemos agora para a discussão da estrutura de capital fornecida pela amostra fornecida pelo Unibanco (2001):

A partir das empresas selecionadas, foi possível observar um valor médio de [34,7%] da relação capital/dívida a preços de mercado. Entretanto, avaliamos como incipiente a afirmação de uma estrutura típica para o setor. Nessa mesma direção, verificamos que o grau de endividamento de cada firma apresentou diferenças relativas em termos de composição e também de variação intertemporal. Das empresas avaliadas, ELETRONORTE [CV: 61,2%] e FURNAS [CV: 52%] foram as que apresentaram maior variação. Enquanto que a CHESF [CV: 9,2%] apresentou maior estabilidade na estrutura.

Note-se também que, pelos menos para o período da análise, as empresas estatais apresentaram menos alavancadas do que as empresas privadas de geração de energia. Veja a Tabela 39:

TABELA 39 Estrutura Média de Capital das Geradoras de Energia Elétrica no período da análise do Unibanco

D/(D+E) - %	1996	1997	1998	1999	2000	Média	DP	CV
FURNAS	0,177	0,046	0,055	0,145	0,138	0,112	0,058	0,520
GERASUL ²¹¹	-	-	-	0,13	0,125	0,128	0,004	0,028
ELETRONORTE	0,078	0,095	0,123	0,254	0,318	0,174	0,106	0,612
COPEL	0,214	0,106	0,364	0,266	0,278	0,246	0,095	0,386
CEMIG	0,159	0,121	0,367	0,289	0,379	0,263	0,118	0,450

Continua...

²¹⁰ Para maiores detalhes ver, por exemplo, Green & Rydqvist (1997).

²¹¹ TRACTEBEL ENERGIA S.A.

TABELA 39 Continuação

D/(D+E) - %	1996	1997	1998	1999	2000	Média	DP	CV
CHESF	0,302	0,299	0,316	0,353	0,365	0,327	0,030	0,092
EMAE	-	-	0,724	0,412	0,291	0,476	0,223	0,470
AES Tietê	-	-	-	-	0,517	0,517	-	-
DUKE	-	-	-	-	0,523	0,523	-	-
CESP	0,62	0,448	0,753	0,868	0,815	0,701	0,169	0,241
Média	0,258	0,186	0,386	0,340	0,375	0,347		
DP	0,175	0,141	0,249	0,218	0,193	0,188		
CV	0,677	0,761	0,645	0,643	0,516	0,542		

Fonte: Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001).

Sobre o impacto dos preços relativos na estrutura de capital poder-se-ia empregar argumentos de autores como Zysman (1983) que levantaram pontos distintos à ótica de Modigliani-Miller. Tais argumentações encontram-se no apêndice F. Todavia, por meio desses dados, poderíamos apenas observar uma estrutura média de capital na ocasião da pesquisa, enquanto que os seus efeitos seriam também visualizados por meio do custo médio da dívida para as empresas aqui listadas. Veja a Tabela 40:

TABELA 40 Custo financeiro médio do setor de energia elétrica

Cost of debt after taxes (USD) - %	1996	1997	1998	1999	2000	Custo Médio
CEMIG	0,059	0,057	0,057	0,055	0,056	0,0568
GERASUL ²¹²	-	-	-	0,058	0,059	0,0585
COPEL	0,066	0,064	0,064	0,064	0,061	0,0638
CHESF	0,069	0,067	0,067	0,064	0,066	0,0666
ELETRONORTE	0,069	0,067	0,067	0,064	0,066	0,0666
FURNAS	0,069	0,067	0,067	0,064	0,066	0,0666
CESP	0,076	0,074	0,074	0,071	0,073	0,0736
AES Tietê	-	-	-	-	0,083	0,0830
EMAE	-	-	0,087	0,103	0,086	0,0920
DUKE	-	-	-	-	0,112	0,1120
Cost of debt - (USD) %	0,0680	0,0660	0,0690	0,0679	0,0728	0,0740
Desvio Padrão	0,0050	0,0050	0,0087	0,0140	0,0160	0,0163
CV	0,0740	0,0763	0,1261	0,2062	0,2200	0,2203

Fonte: adaptado de Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001).

Note-se que durante o período da análise o custo financeiro apresentou uma média estacionária, com valores muito próximos a 7%. Houve também uma redução gradativa da precisão, visto que o coeficiente de variação apresentou um aumento relativo ao longo da série.

Quanto à variação do custo financeiro em função da variação da estrutura de capital, depois de aplicarmos a análise de regressão simples entre os dados das tabelas 39 e 40, chegamos a um coeficiente angular bastante baixo [0,09559]. Presume-se com isso, que este custo tem sido pouco afetado pelo endividamento das empresas no setor. E, uma das justificativas poderia ser o comportamento médio em estrutura de capital, pois uma maior estabilidade na estrutura reflete positivamente para os fornecedores de fundos.

Todavia, devemos ser cautelosos para com esses resultados para qualquer análise de risco, por dois motivos:

Primeiro, do ponto de vista da significância estatística, o coeficiente de determinação R^2 apresentou um valor bem moderado [0,4756]. Nessas circunstâncias, deve-se considerar que existem outras variáveis que estejam influenciando o custo da dívida das empresas de energia elétrica, tais como prazos dos financiamentos, valores e garantias dos contratos. Em segundo, deveríamos trabalhar com dados mais atualizados. Por essa razão, fomos forçados a utilizar uma metodologia alternativa de análise.

Inicialmente, partimos de dados divulgados pela BOVESPA no período de Janeiro a Setembro de 2006. Foram observadas as séries do capital próprio em razão dos investimentos totais, além dos investimentos intermediários sobre o capital fixo. Essas variáveis são respectivamente, o $PL/(E + PL)$ e o PL/AP .

²¹² Tractebel Energia S.A.

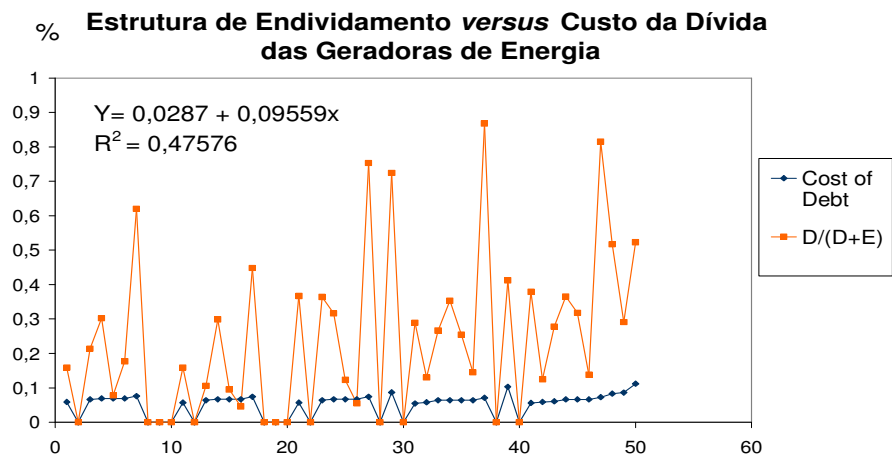


GRÁFICO 42 Estrutura de endividamento *versus* custo da dívida das geradoras de energia

Fonte: adaptado de Unibanco/Stern Stewart & Co. (2001).

Em seguida, verificamos que não havia um comportamento uniforme tanto para relação $PL/(E+PL)$, quanto para a relação PL/AP . Resultam que, o primeiro elemento refere-se ao capital do acionista e o segundo, quanto esse capital estaria financiando os investimentos das empresas. Os dados são expostos no Gráfico 43.

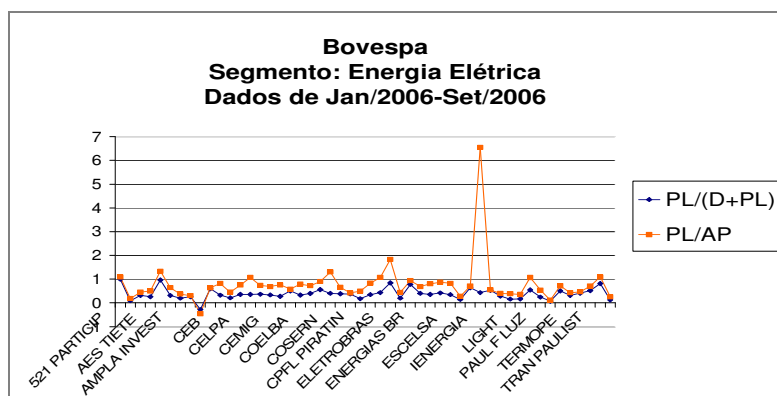


GRÁFICO 43 Bovespa. Segmento: energia elétrica.

Fonte: Bovespa (2007).

A partir da estatística descritiva com a amostra num total de 50 empresas, conseguimos chegar aos seguintes valores para cada variável:

TABELA 41 Estimativas recentes da estrutura de capital para o setor de energia elétrica.

	<i>PL/(E+PL)</i>	<i>PL/AP</i>
Média	0,385858	0,792701
Desvio padrão	0,229461	0,91332
CV	0,594677	1,152162
Curtose	1,82584	34,29911
Assimetria	0,478178	5,394377
Intervalo	1,277492	7,008012
Mínimo	-0,28126	-0,45545
Máximo	0,99623	6,552565
Confiança(95,0%)	0,065909	0,262336

Fonte: dados da pesquisa.

Assim, é possível perceber que, se por um lado existe uma relação significante positiva para o endividamento, por outro, não fomos capazes de avaliar alguma uniformidade em relação às fontes de recursos próprios e ao financiamento do ativo permanente. Nestes termos, caberia também observar que as empresas do segmento energético têm também utilizado o autofinanciamento como fonte de recursos, além de outras fontes de curto prazo na composição do exigível.

Essa afirmação seria também em decorrência do cruzamento de informações do texto de discussão número 1153 do IPEA em 2006, do qual consta um índice de endividamento dos distribuidores de energia de [45%] na média, enquanto que a própria ANNEL tem estabelecido um valor em torno [34%].

Note-se que, esse valor é bem próximo à média calculada com os dados da pesquisa do Unibanco (2001), conforme tabela 39. Por outro lado, do ponto de vista contábil, as fontes próprias estariam cobrindo de [72 a 83%] das aplicações de recursos. Além disso, é bastante relevante o índice de cobertura do permanente com recursos próprios [0,792701], conforme Tabela 41.

Finalmente, apresentaremos os valores estimados para o custo de capital estabelecido pelo Unibanco (2001). Todavia, para enriquecimento de nossas discussões, após exposição de cada argumentação, ficamos bastante interessados nas várias possibilidades de valores que poderiam surgir a partir das mesmas premissas metodológicas estabelecidas em sua análise.

A Tabela a seguir apresenta uma simulação dos possíveis valores seguindo um grau específico de alavancagem por período e possibilidade da ocorrência, ou não, do risco país estar afetando as empresas de energia.

As simulações para o custo de capital consideraram duas variáveis significativas, mas que requerem ainda muito esclarecimento em termos de comportamento. A primeira relaciona o *beta* ao nível de endividamento das empresas, e a segunda reconhece o prêmio de risco país como risco sistêmico.

TABELA 42 Simulações do custo de capital de acordo com a flexibilidade nas hipóteses e tipos de variável utilizada no modelo.

Custo de Capital Próprio do Setor de Energia					
<i>Unlevered Firm Cost</i>	1996	1997	1998	1999	2000
Cost of equity (USD) - %	14,09%	12,71%	13,90%	15,60%	14,11%
Cost of equity (BRL) - %	21,05%	16,70%	14,01%	22,58%	21,07%
Cost of equity without Country risk premium (USD) - %	10,06%	9,96%	8,96%	9,26%	9,66%
Cost of equity without Country risk premium (BRL) - %	16,77%	13,86%	9,07%	15,86%	12,42%
<i>Levered Firm Cost</i>	1996	1997	1998	1999	2000
D/(D+E) - %	0,2746	0,2138	0,4412	0,36743	0,3749
Levered beta	0,7262	0,6974	0,7903	0,75412	0,76093
Cost of equity (USD) - %	15,55%	13,62%	16,44%	17,97%	16,12%
Cost of equity (BRL) - %	22,60%	17,65%	16,56%	25,09%	19,04%
Cost of equity without Country risk premium (USD) - %	10,76%	10,48%	10,04%	10,12%	10,57%
Cost of equity without Country risk premium (BRL) - %	17,5%	14,4%	10,2%	16,8%	13,3%

Fonte: parâmetros extraídos da pesquisa Unibanco (2001)

Observe que, em nossa análise tomamos como base as informações referentes aos anos de 1996 a 2000. Interessa, no entanto, ajustar esses dados

para os anos mais recentes. Assim, das variáveis causais anteriores avaliamos que, *Caeteris Paribus*, apenas a mudança do risco país seria intertemporalmente dinâmica. Grosso modo, isso permite que os dados sejam recalculados de acordo com o EMBI+ Brasil do JP MORGAN.

Como justificativa entendemos que a avaliação inicial do Unibanco partiu de fundamentos de longo prazo com estimativas de 10 anos conforme a tabela [38]. Mesmo que suas estimativas sofram oscilações por causa da taxa interna de juros, para atualização dos valores, concordamos que o risco país seria então, o principal elemento que pudesse influenciar durante todo o período da análise.

A Tabela 43 relaciona a evolução do risco país de 1998 a 2005, das principais economias da América Latina:

TABELA 43 EMBI *Emerging Markets Bond Index*.

Ano	Argentina	Brasil	Colômbia	Equador	Peru	Venezuela	América Latina
1998	600,6	800,4	-	1091,2	572,8	967,8	700
1999	722,9	1037	615	2648,5	603,6	1052,3	854,3
2000	638,4	716,2	646,2	3156,9	534,7	864,2	656,5
2001	1561,5	891,9	598	1381,8	651,5	915,3	886,6
2002	5741,7	1372,4	705,6	1443	615,6	1045,3	995
2003	5559,9	836,5	509,7	1187,8	428,7	1004,6	724
2004	5097,8	589,6	439,3	796,6	372,9	657,8	566,2
2005	4980,6	520,8	440,3	700,4	370,3	498	544,1

Fonte: Osservatoriofrancocornero (2007).

Em essência, os países da América Latina, com exceção da Argentina, tiveram uma redução do excedente pago em relação à rentabilidade garantida pelos bônus do governo norte-americano. Atualmente, o risco Brasil situa-se em patamares recordes de baixa atingindo um nível de 172 pontos, conforme dados de 27/03/2007 da revista Exame. Considerando esse novo patamar, o custo do

capital, de cada ano, pôde ser trazido a valores mais recentes de risco (Tabela 44).

TABELA 44 Custo do capital trazido a valores mais recentes de risco

Custo de Capital Próprio Setor de Energia					
Valor Ajustado para Risco País em 2007 com nível de 172 pontos					
	1996	1997	1998	1999	2000
<i>Unlevered Firm Cost</i>	17,89%	14,94%	10,12%	16,97%	13,49%
<i>Levered Firm Cost</i>	18,84%	15,64%	11,51%	18,15%	14,68%

Fonte: dados da pesquisa.

Essa constatação remete à investigação da dinâmica do custo de oportunidade do capital. Fica claro que em comparação com os anos da pesquisa, seus novos valores foram ajustados para baixo apenas pela influência de uma variável. Portanto, de acordo com a razoabilidade das premissas envolvidas, poder-se-ia indagar sobre as possíveis variações intertemporais desse custo, o que resultaria em problemas de “super” ou “subavaliações” dos projetos de investimentos.

- **Estudo 3.** O terceiro estudo privilegia as questões relacionadas ao risco regulatório na abordagem do custo do capital. O objetivo era realizar uma análise comparativa entre o retorno estimado e resultados das distribuidoras de energia no Brasil, Chile, Argentina e EUA. Seus principais resultados já foram re-examinados e amplamente discutidos na seção 2.2.3. Todavia, será nosso interesse, abordar sobre a metodologia de estimativa do custo de capital apresentadas naquele texto.

Em suas avaliações, Rocha et al. (2006) envolveram diversas considerações sobre o modelo de risco, o mercado de referência, a periodicidade

das séries, além dos diversos riscos assimétricos adicionais, tais como o risco país, o regulatório e o de crédito. Semelhante ao método do Unibanco, as variantes do modelo também aproximam à resolução normativa número 234, de 31 de outubro de 2006 da ANEEL²¹³ que sugere uma abordagem para o CAPM na apuração da taxa de risco. De acordo com essa resolução, o modelo de custo do capital próprio pelo CAPM encontra-se expresso da seguinte forma:

$$rp = rf + \beta_D (rm - rf) + rr + rb + rc \quad (37)$$

Onde:

- rp é o custo do capital próprio;
- rf a livre de risco;
- β_D é o beta desalavancado e realavancado pela estrutura de capital regulatória;
- $(rm - rf)$ é prêmio de risco de mercado americano
- rr é o prêmio de risco regulatório
- rb é o prêmio de risco Brasil
- rc é o prêmio de risco cambial

Na equação precedente foram incorporados prêmios de riscos adicionais associados aos riscos “específicos” do país e do setor. Correspondem, respectivamente prêmio de risco regulatório, ao prêmio de risco país, ao prêmio de risco cambial. Com relação ao ativo livre de risco, os autores se espelharam no rendimento do bônus do governo do EUA [*Treasury constant maturities*]

²¹³ Esta norma estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de realização das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: ANEEL (2007).

com vencimento de 10 anos que tem uma *duration*²¹⁴ de aproximadamente 8 anos. Para o período de referencia, foram utilizados os valores das médias diárias com bônus e vencimento de 10 anos, apurada desde 1995.

O valor do prêmio de risco de mercado foi calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor'500*. Esse índice é composto pelas 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Geralmente se recomenda a série histórica mais longa encontrada.

Para a estimativa do beta, a resolução normativa número 234, de 31 de outubro de 2006 da ANEEL²¹⁵ recomenda os seguintes passos:

- a) Cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresa, geralmente, das empresas americanas de distribuição de energia elétrica dos EUA.
- b) Desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e alíquota de 40% de imposto de renda nos estados unidos, obtendo-se o Beta associado do negócio.
- c) Cálculo da média dos Betas desalavancado ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor. E, realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório mais uma alíquota de [34%] de impostos, composta de [25%] da alíquota

²¹⁴ **Duration:** 1) Medida de risco que analisa a sensibilidade do valor de um ativo ou de uma carteira de renda fixa à variação da taxa de juros. 2) medida em número de anos - no valor de um ativo de renda fixa que resulta da mudança de 1% (ou 100 pontos-base) nas taxas de juros.

²¹⁵ ANEEL (2007).

do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e [9%] de Contribuição Social Sobre o Lucro [CSLL].

O órgão regulador também sugere uma média dos últimos cinco anos para estimativa tanto do beta alavancado, quanto para o beta desalavancado. Quanto à consideração do risco cambial, esta estaria relacionada às movimentações financeiras que envolvam troca de moeda, ou em circunstância do desequilíbrio da taxa de câmbio. Para estimação do risco regulatório, têm-se como base as diferenças entre os betas das empresas Inglesas, cujo modelo de regulação é dada pelo *price-cap*, e das empresas americanas com regulação por taxa de retorno. Neste caso, a diferença entre os dois betas está vinculada justamente ao regime regulatório.

A construção desse cenário de risco estaria relacionada ao reconhecimento do regime de regulação por preço máximo como mais arriscado que o regime de regulação por taxa de retorno adotado nos EUA. Por sua vez, o regulador relaciona o risco brasileiro ao risco regulatório da Inglaterra. É possível perceber que em consequência do modelo de regulação do Brasil as taxas aplicadas nos projetos de investimento se tornam mais elevadas. Todavia, considerando que as empresas de energia elétrica conhecem suas curvas de experiência, talvez uma das explicações plausíveis para o elevado custo de capital do setor estaria significativamente relacionada aos riscos adicionais, avaliados como não diversificáveis, contidos na equação 37.

Em nossa hipótese considera-se que além desses riscos, algumas incongruências tais como problemas de ancoragem e expectativas racionais ajustadas por suposições subjetivas, na aplicação do modelo CAPM devam influenciar nas estimativas de risco. Outras hipóteses seriam as incertezas macroeconômicas e o problema das expectativas heterogêneas. Naturalmente,

esses elementos estariam diretamente relacionados à dinâmica do mercado, às variações econômicas, e às mudanças regulatórias, entre outros.

4.4.2.1 Resumo das estimativas do custo de capital no setor elétrico

Neste ponto, será apresentado uma síntese dos principais valores, períodos e metodologias das estimativas de custo de capital encontrada por esta pesquisa. Seus resultados sugerem que essas diferenças estariam relacionadas tanto aos pressupostos rígidos aplicados no modelo de precificação de ativos, quanto à subjetividade contida em cada análise (Tabela 45).

Como podemos perceber, o custo do capital sofreu variações em consequência das aplicações de pressupostos metodológicos sobre o valor esperado das variáveis que compõe o modelo e ao período da análise. Essa constatação nos remete à necessidade de investigação da dinâmica intertemporal desse custo, além de outras prioridades de cunho comportamental na avaliação das expectativas.

TABELA 45 Diferentes abordagens para os valores estimados do custo de capital

Fonte	Principais Variáveis e Suposições	Período/Valores
ANNEAL (2002) (Tabela 1) EPE (2006)	Risco País, Risco cambial e Risco regulatório	Referência, ANNEAL, 2002: Capital Próprio: 17,47% nominal Capital Próprio: 14,12 real [aprox.] WACC Nominal: 13,93% WACC real: 11,26% Referência, EPE, 2006: Capital próprio: 13,2% real WACC real: 10,91%
Unibanco (2001)	Risco País Beta <i>desalavancado</i> da empresas de energia do Canadá Paridade relativa do poder de Compra [PPP]	Referência 1996-2000, ajustado para 2007: Capital Próprio: <i>Unlevered Firm Cost</i> : 17,86-13,49% real <i>Levered Firm Cost</i> : 18,84-14,68% real

Continua...

TABELA 45 Continuação.

Fonte	Principais Variáveis e Suposições	Período/Valores
Rocha et al. (2006)	Risco Regulatório [0-2,5%]. Risco País Risco de crédito [para cálculo do WACC]	Referência 2006: Capital Próprio: 16,08-18,58% nominal WACC Nominal: 14,05-15,49% WACC real: 11,21-12,52%
Silva et al. (2004)	Média ponderada pelo Volume de Negociação e Estimador de Ajuste proposto por Scholes & Williams (1977)	Referência 2002: 11,0% real
Dados divulgados pelo mercado (2006-2007)	Carteira de Mercado e Rf: IBrX/Selic Ibovespa/Selic	Referência 2007: Capital Próprio: IBrX: 16,78% real Ibovespa: 16,57% real

Fonte: Dados da pesquisa.

Em vista das divergências surgidas, em parte por questões comportamentais de variáveis de escolha e perspectivas viesadas, nas estimativas de cálculo, achamos pertinente também testar a sensibilidade da mudança percentual dessa taxa para um conjunto de investimentos reais no setor.

Para tanto, incorporamos a nossa análise o modelo de cálculo para projetos de expansão, denominado *Custo Incremental Médio de Longo Prazo* (CIMLP) que geralmente é utilizado em investimentos na área de transmissão. Nesse aspecto, acreditamos que essas comparações deverão direcionar discussões futuras para a aplicação do modelo CAPM na indústria de energia.

4.4.3 Aplicação das estimativas em investimentos reais

Resumidamente, o CIMPL é uma metodologia que calcula as indivisibilidades por meio dos custos de atualização dos investimentos e os acréscimos atualizados da demanda²¹⁶. Na verdade, seria uma estimativa para o custo marginal, representada pelo custo médio de expansão das obras por kW solicitado.

²¹⁶ Esse princípio é semelhante ao princípio da atividade dos métodos de desconto de fluxos de caixa.

Geralmente ele é obtido com base no planejamento de obras de cada nível de subtransmissão e nos acréscimos de carga correspondentes. Ambos são previstos para um horizonte mínimo de cinco anos. Normalmente, estas estimativas se utilizam de dados do plano decenal de expansão.

Os principais parâmetros do modelo para intervalo de tempo pré-determinado em $[0, T]$ e sua expressão formal são apresentadas logo a seguir:

- I_j – investimento no ano j ;
- ΔD_j - acréscimo de demanda no ano j ;
- i - taxa de atualização monetária;
- $CMEX$ - custo médio de expansão, por kW adicional de demanda, das obras necessárias ao atendimento do mercado;

Se o CM for constante no intervalo $[0, T]$, teremos:

$$I_j = CMEX * \Delta D_j$$

Calculando o valor presente para o período $[0, T]$ dos investimentos:

$$\sum_{j=0}^T \frac{I_j}{(1+i)^j} = \sum_{j=0}^T \frac{CMEX * \Delta D_j}{(1+i)^j} \quad (38)$$

E, se $CMEX$ também for constante, podemos obter as expressões a seguir:

$$\sum_{j=0}^T \frac{I_j}{(1+i)^j} = CMEX \sum_{j=0}^T \frac{\Delta D_j}{(1+i)^j} \quad (39)$$

ou;

$$CMEX = \frac{\sum_{j=0}^T \frac{I_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^T \frac{\Delta D_j}{(1+i)^j}} = \frac{I_{vp}}{D_{vp}} \quad (40)$$

O Custo Médio da Expansão (CMEX) é, portanto equivalente ao montante de investimento [I] necessário ao atendimento de uma unidade adicional de demanda durante o período de vida útil das instalações, ou período de exploração do bem.

O passo seguinte consiste em transformar o investimento unitário numa série anual equivalente. Utiliza-se, como metodologia, uma taxa de remuneração para os seus investimentos, considerando os respectivos prazos de vida útil aplicados ao fator de recuperação de capital (FRC), mais uma taxa anual de operação e manutenção [T_e] para definição do CIMPL.

$$CIMPL = CMEX * [FRC(i, n) + T_e] \quad (41)$$

4.4.3.1 Resumo metodológico de aplicação das estimativas

As bases para cálculo do CIMPL são: (1) o programa de investimento da Subtransmissão – Plano Decenal, (2) o Plano de Investimento da Distribuição, e (3) a Previsão de Fluxo de Carga associado ao Investimento.

Na prática, geralmente os investimentos são subdivididos de acordo com a Tabela 46.

Resumidamente, os requisitos básicos do modelo são: (1) cálculo do CMEX ou montante de investimento necessário ao atendimento de uma unidade adicional de demanda, (2) taxa de remuneração para investimentos [custo do

capital], e (3) transformação na série equivalente anualizada dos investimentos unitários.

TABELA 46 Planejamento sobre os acréscimos marginais de expansão

Custos Marginais de Expansão de Rede – Período 2003 a 2012				
Nível	Acrécimo de Mercado Beneficiado, atualizado (MW)	Investimento Atualizado R\$x1000	Investimento Marginal no período (R\$/kW.ano)	Custo Incremental Médio de Longo Prazo CIMLP (R\$/kW.ano)
AT 138,0 Kv				
AT 69,0 kV				
AT/MT 13,8 kV				
MT URBANO				
MT RURAL				
BT URBANO				
BT RURAL				

A partir do exposto, introduziremos uma simulação com dados hipotéticos, para um sistema típico de 138 kV, logo após aplicaremos dados reais. Assim, a descrição desse caso sugere-se o seguinte:

Ano	Investimento US\$ 1.000	Acrécimo de Fluxo (MW)
2006	40.500	80
2007	21.000	70
2008	38.200	80
2009	19.000	85
2010	8.200	70

Se considerarmos uma taxa de desconto de [10%] ao ano, o investimento marginal atualizado (Ivp) para os dados anteriores será de:

$$Ivp = \left[\frac{40.500}{1,1} + \frac{21000}{1,1^2} + \frac{38.200}{1,1^3} + \frac{19.000}{1,1^4} + \frac{8.200}{1,1^5} \right] * 1000$$

$$Ivp = US\$100.940.000$$

Quanto ao acréscimo de mercado beneficiado, ou variação da demanda atualizada em (MW) poderá ser extraída conforme o cálculo a seguir:

$$Dvp = \left[\frac{80}{1,1} + \frac{70}{1,1^2} + \frac{80}{1,1^3} + \frac{85}{1,1^4} + \frac{70}{1,1^5} \right]$$

$$Dvp = 292MW$$

Agora, para o cálculo do custo médio de expansão teremos os seguintes resultados:

$$CMEX = Ivp / Dvp = US\$340,57 / kW$$

Se considerarmos uma vida útil de 30 anos, à mesma taxa de remuneração do capital ao ano, logo teremos:

$$FRC(10\%,30) = 0,10608$$

E finalmente, para ilustrar melhor esse exemplo, supomos ainda que a taxa de operação e manutenção do sistema seria de [2%]. Assim, teremos os seguintes valores para o CIMPL:

$$CIMPL = US\$340,57 * (0,10608 + 0,02)$$

$$CIMPL = US\$40,13 / kWano$$

Portanto, para nossas estimativas do CIMPL iremos alternar entre as diferentes taxas ou custo de oportunidades do capital encontradas nesse estudo.

Quanto às planilhas originais do modelo serão apresentadas em anexo. Cabe observar que o modelo de cálculo partiu dos dados originais da *Stilb* Consultoria e Engenharia, com dados fornecidos no Curso de Tarifas no Novo Modelo do Setor Elétrico (CTSE), orientações em sua *home-page* [www.stilb.com.br], além de diálogo *proforma* com alguns consultores.

Os principais parâmetros utilizados em nossa análise estão resumidos no Quadro 16.

QUADRO 16 Principais parâmetros para cálculo do CIMLP

Taxa de Desconto ²¹⁷ : i (%)
Vida Útil das Obras: n (anos)
Fator de Recuperação de Capital (FRC)
Taxa de Exploração: Te (%)

4.4.3.2 Análise comparativa das estimativas do custo de capital

As próximas simulações partiram do modelo de Cálculo do Custo Incremental de Médio de Longo Prazo (CIMPL) para linhas de transmissão e transformação de 138 kV com vida útil de 25 anos para investimento com referencia 2002-2008.

A Tabela 47 fornece dados indiscriminados, para a construção de uma escala de risco. Note-se que, as pequenas variações no custo marginal do investimento fornecem, simultaneamente, um aumento no montante dos gastos de capital, pela modalidade do CIMLP a uma velocidade proporcionalmente mais acelerada do que essa remuneração.

TABELA 47 Cálculo do Custo Incremental de Médio de Longo Prazo [CIMPL]

Escala % do Custo do Capital	CMEX R\$/kw	CIMLP R\$/kW	Montante no final de 25 anos R\$/kW
1	189,22	4,81	242,66178
2	190,43	5,95	312,4206

Continua...

²¹⁷ Os valores de i serão extraídos da tabela [43].

TABELA 47 Continuação

Escala % do Custo do Capital	CMEX R\$/kW	CIMLP R\$/kW	Montante no final de 25 anos R\$/kW
3	191,62	7,17	401,20973
4	192,82	8,49	514,02656
5	193,99	9,88	656,91899
6	195,16	11,36	837,60149
7	196,32	12,92	1065,5136
8	197,47	14,55	1352,3684
9	198,61	16,25	1712,63
10	199,74	18,01	2164,1242
11	200,86	19,83	2728,7763
12	201,97	21,71	3433,503
13	203,08	23,64	4311,4985
14	204,17	25,62	5402,7294
15	205,25	27,65	6756,615
16	206,32	29,71	8433,174
17	207,38	31,82	10505,42
18	208,44	33,96	13062,649
19	209,48	36,13	16211,254
20	210,51	38,34	20081,858

Fonte: Dados da pesquisa.

A seguir, iremos comparar os dados dessa tabela construída com as diferentes taxas descritas na Tabela 45.

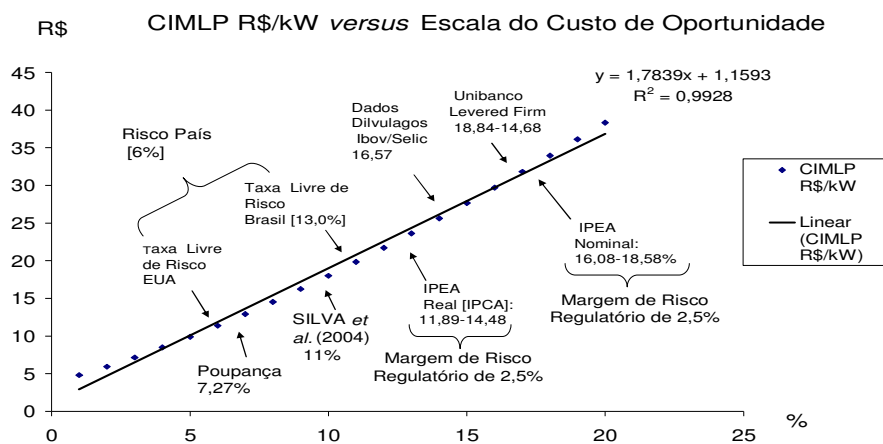


GRÁFICO 44 CIMLP R\$/kW versus Escala do custo oportunidade

Fonte: Dados da pesquisa.

Conforme pode ser observado no Gráfico 44, os diferentes valores da remuneração estimada do capital foram distribuídos em forma de escala. Assim, foi possível perceber que duas categorias de risco têm influenciado para o aumento do custo de capital próprio no setor: o risco país e o risco regulatório.

Por meio da estatística de regressão, a tendência linear, foi nos fornecido um dado extremamente relevante em termos de análise. Observe que o coeficiente angular calculado representa o percentual na taxa que provocaria uma variação para mais ou para menos nos custos de reposição dos ativos em torno de 1,7839 R\$/kW. Assim, se considerarmos um investimento de 10 milhões de kW, cada variação percentual na taxa estimada, equivaleria ao um aumento aproximado de R\$ 17.839.000,00²¹⁸.

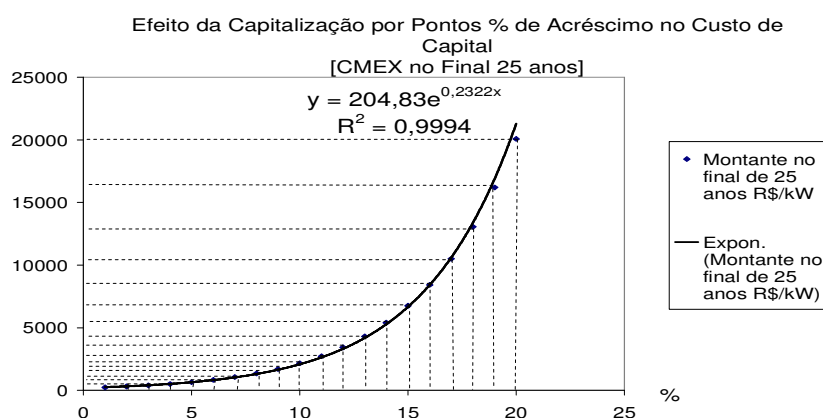


GRÁFICO 45 Efeito de capitalização por pontos % de acréscimo no custo de capital

Fonte: Dados da pesquisa

Do Gráfico 45 observa-se que a função crescente do custo de expansão (CMEX) obedece a um ajuste exponencial conforme equação plotada no mesmo.

²¹⁸ É importante salientar que não se está considerando os efeitos da capitalização. Algo que poderá ser mais bem examinado no gráfico 45.

Essa relação de sensibilidade nos custos de longo prazo é fundamental, pois representa o aumento em função da variação do custo de capital ajustado ao risco.

Utilizando o mesmo gráfico para análise, podemos também extrair um importante resultado válido para investimentos no setor de energia elétrica. Nesse caso, é possível demonstrar que as variações do Custo Incremental Médio de Longo Prazo seriam proporcionalmente crescentes ao custo de oportunidade²¹⁹, desde que, os custos relativos dos fatores permanecessem constantes. A partir daí, teríamos a seguinte relação:

$$\Delta CMEX = \frac{\Delta CIMPL \cdot \alpha}{\Delta k} \quad (42)$$

Onde,

- $\Delta CMEX$ = variação do custo médio de expansão
- $\Delta CIMPL$ = variação do custo incremental de longo prazo
- Δk = variação do custo de oportunidade do capital
- α = coeficiente de crescimento exponencial

Seguindo com nossa análise, iremos então considerar a suposição inicial em que o custo incremental seja rigorosamente previsível sob a premissa de mundo sem risco. Nessas condições, o custo médio de expansão seria acrescido apenas por uma taxa livre de risco equivalente ao um título de renda fixa. Assim, pela abordagem do CIMLP teríamos os seguintes resultados:

²¹⁹ Em outras palavras, o CIMLP crescerá a taxas cada vez mais aceleradas.

Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
 (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de Referência Rf
 [USA]: 6% a.a.

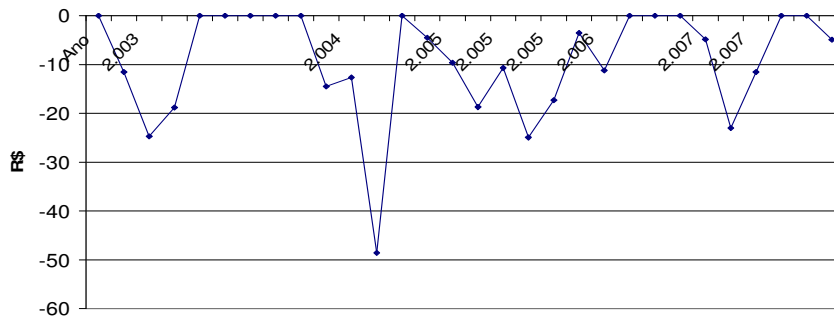


GRÁFICO 46 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	Tx.6% Rf.USD
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	195,16
CIMLP (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(11,36)

Fonte: dados da pesquisa.

A Tabela anterior mostra os cálculos do CMEX e do CIMLP para uma de 6% a.a. Essa taxa corresponde à taxa livre de risco, aproximada, para o mercado americano. Se aplicarmos, em vez disso, qualquer outro ativo de renda fixa tal como a poupança [7,29 a.a.] ou a CDI descontada a inflação [7,33%], conforme valor encontrado em Silva (2004), teríamos a seguinte variação no CIMLP.

**Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
(Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de referencia:
Rf: 7,29% a.a.**

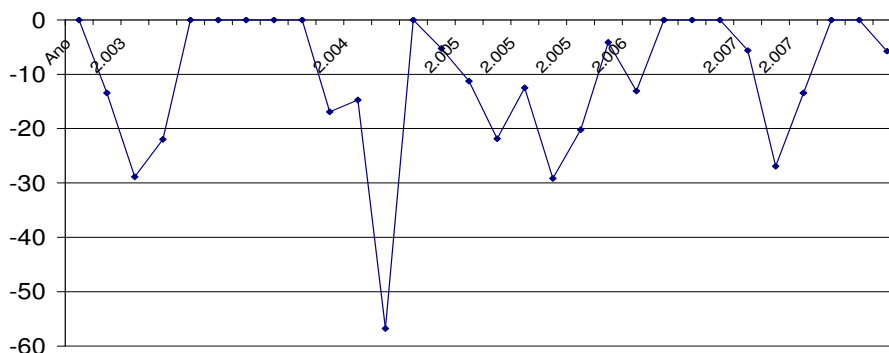


GRÁFICO 47 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	Tx.7,29% Rf.USD
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	196,65
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(13,39)

Fonte: dados da pesquisa.

Observe-se que um aumento relativo de [21,5%] na taxa livre de risco, provocou um aumento de apenas [17,87%] no CIMLP.

Entretanto, de acordo com modelo de cálculo, a partir de uma taxa de [10%] os acréscimos do CIMLP se tornariam relativamente maiores que os acréscimos no custo estimado do capital. Por exemplo, considerando um risco país de 600 pontos, a taxa livre de risco seria estimada em [13%]. E, os novos valores para o CIMLP ficariam em:

Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
 (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de Referência Rf
 [USA] + Risco Brasil: 13% a.a.

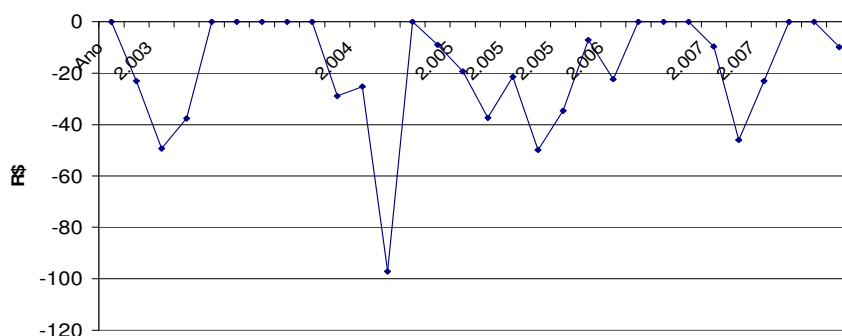


GRÁFICO 48 Custo incremental de longo prazo

Investimento Marginal no Período	Tx. 13% Rf. USD
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	203,16
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(23,65)

Fonte: dados da pesquisa

A questão do risco País é outro assunto que merece nossa atenção. A principal discussão envolveria os argumentos em torno dos fundamentos da economia brasileira, e se haveria ou não correlação ao Risco Brasil (Garcia & Novaes Filho, 2004).

Por exemplo, se adotarmos a hipótese da não diversificação, estaremos admitindo que os riscos associados à gestão de política econômica não sejam também diversificáveis, então deveríamos esperar uma queda no risco país devido à melhora dos fundamentos econômicos. Neste caso, o custo de capital do setor seria sensível às mudanças na política econômica.

Por outro lado, pelo argumento da diversificação o Risco dos papéis da Dívida seria independente da melhoria de fundamentos²²⁰. Cabe ressaltar que, sob qualquer uma das hipóteses o custo de capital, ainda sim, seria dinâmico.

Ao considerar o efeito regulatório na taxa, o custo de oportunidade do capital “real” passaria para [14,48%], de acordo com estimativas da taxa nominal ajustada pela inflação prevista.

Quanto ao seu valor nominal, este permaneceria em torno de [18,58%] com dados extraídos do texto de discussão 1153 do IPEA, Rocha et al. (2006), incluindo o risco regulatório de [2,5%]. A seguir apresentaremos seus resultados para ambas as taxas.

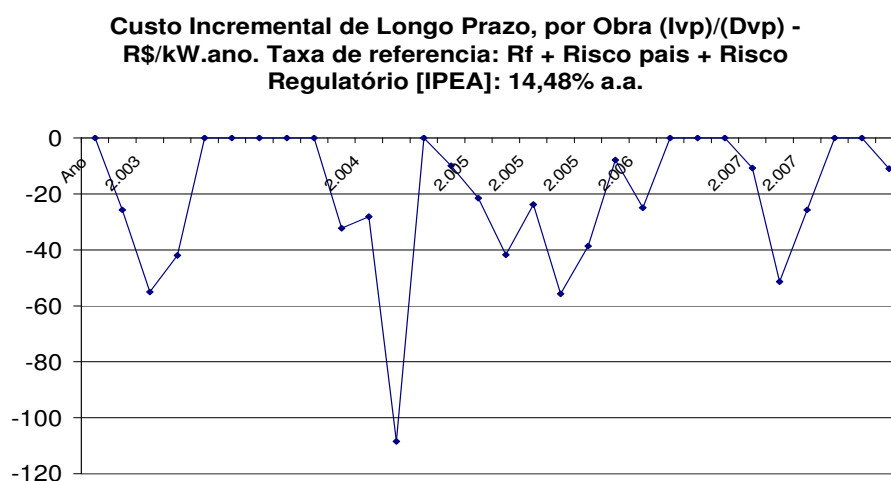


GRÁFICO 49 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	<i>Tx. 14,48% USD</i>
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	204,77
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(26,60)

Fonte: dados da pesquisa

²²⁰ Das literaturas existentes que visão explicar as variações do risco país. Parte atribui papel destacado a variáveis que buscam medir o apetite para os investidores globais. Outra parte, porém, encontra papel significativo para os fundamentos domésticos (Garcia & Novaes Filho, 2004).

Note-se que pela taxa real esses valores seriam ainda maiores do que a situação anterior. Os efeitos cumulativos do prêmio de risco podem ser nitidamente observados no CIMLP. Assim, dadas às condições de risco País e Regulatório, haverá um aumento real de [134%] ao ano, impulsionado pelo aumento do Fator de Recuperação de Capital (FRC).

Do ponto de vista nominal os valores se tornam mais expressivos, levando o CIMLP a se posicionar [210%] acima da taxa livre de risco.

Resumidamente, devemos considerar ainda, que as divergências entre o valor exato e o valor mais preciso se daria por problemas informacionais, ou como preferir: “assimetria de informação” entre os órgãos regulamentadores, os gerentes e acionistas da indústria de energia elétrica.

Além disso, as diferenças nas visões de rentabilidade do acionista *versus* equilíbrio social e controle dos preços de monopólio do regulador *versus* estratégia expansão de mercado dos gerentes de negócio contribuem para o aumento da amplitude do valor mais preciso na taxa de risco. Assim defendemos que, se existem opiniões divergentes nos sistemas de preços, até certo grau, também influenciaria na depuração do custo de capital do setor.

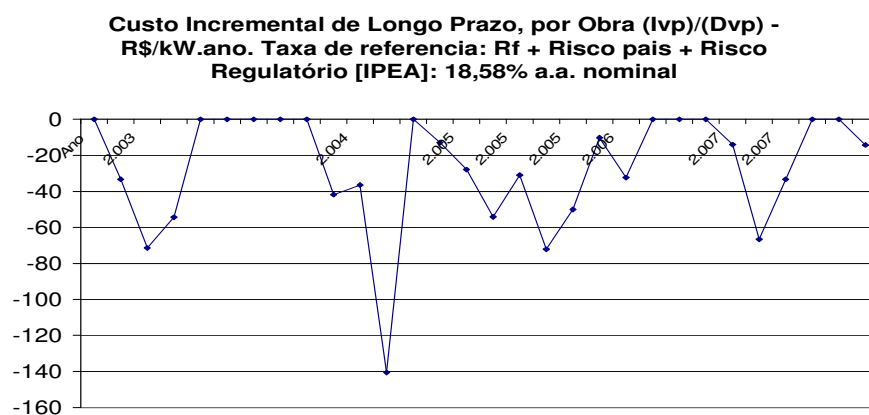


GRÁFICO 50 Custo incremental de longo prazo

Investimento Marginal no Período	<i>Tx.18,58% USD</i>
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	209,04
C I M L P (R\$/kW.ano)	(35,22)
CMEX *(FRC + Te)	

Fonte: dados da pesquisa.

Em última análise, utilizamos os dados do Unibanco ajustado ao nível de risco mais recente e ao grau de alavancagem. Isso ilustra mais uma vez a dinâmica do custo do capital.

De acordo com o teorema II de Modigliane & Miller (1958) o risco do acionista seria afetado pela mudança na estrutura financeira. Uma vez que as empresas tenham mais dívidas, os credores provavelmente aumentariam sua taxa de retorno. Assim, quanto maior a alavancagem da empresa, maior o risco. Isto é chamado pelos economistas de princípio de risco crescente.

Imagine-se que para as empresas menos arriscadas [desalavancadas] o custo do capital próprio mais adequado teria um prêmio de risco calculado pelo beta desalavancado. De outro modo, para investimentos que apresentem risco financeiro, o beta alavancado seria o mais adequado. Vejamos a seguir o valor do custo do capital para uma estrutura média (*cf.* Tabela 39):

**Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
(Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de referencia:
Beta Alavancado : 18,84% a.a.**

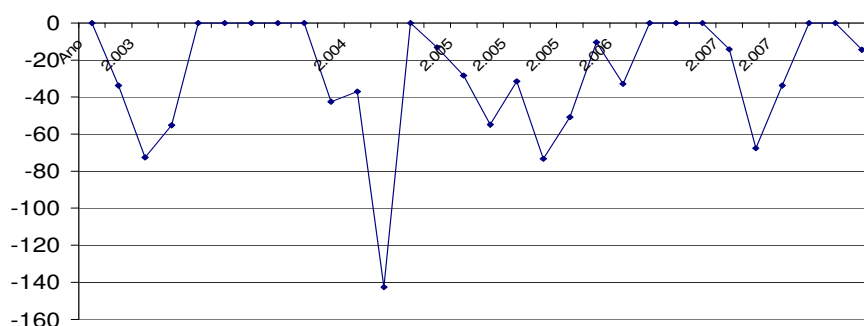


GRÁFICO 51 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	<i>Tx.18,84% USD</i>
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	209,31
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(35,78)

Fonte: dados da pesquisa.

Esses valores citados representariam ainda, o nível de CIMPL para um custo do capital ajustado ao risco país em 172 pontos a partir do ano de 1996, veja a tabela 43. Considerando o ano de 2000, o custo de referencia em 2007 seria de [14,68%] para a taxa alavancada. Em comparação com dados de origem teríamos um valor de [22,60%] relativo ao ano de 1996 e [19%] para o ano de 2000. Nesse período o EMBI foi avaliado em 900 pontos com impacto no CIMLP de:

Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
(Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de referencia:
Beta Alavancado : 22,60% a.a.

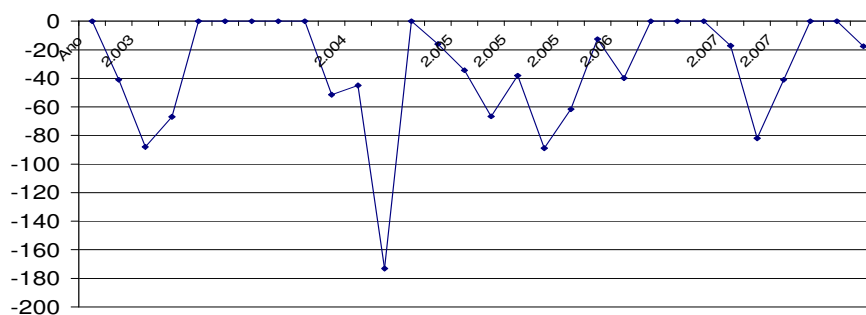


GRÁFICO 52 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	<i>Tx.22,60% USD</i>
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	213,15
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(44,21)

Fonte: dados da pesquisa.

Ressaltamos que sobre o efeito dessa taxa estão inclusos o risco país mais o efeito da dívida. Isso representa um prêmio de risco na ordem de 289%, aproximado, acima do ativo livre de risco no CMEX.

Observe que geralmente os betas de dívida de grandes empresas de primeira linha são, tipicamente, próximos de zero. No entanto, $\beta = 0$ é a suposição correta para a dívida de curto prazo [desde que isso não seja crônico, tal como acontece com empresas que se encontra no “Efeito Tesoura”]. Não seria realista para as obrigações de prazos mais longos. Por exemplo, os betas para as letras do Tesouro de longo prazo e as obrigações de corporativas nos anos 80 e 90 estiveram na casa de 0,4 (Brealey & Myers, 2006).

Agora, considerando-se que o custo de capital da empresa é o custo de oportunidade de capital para seus ativos, segue que, tanto o retorno esperado, quanto o risco são compartilhados entre os credores e aqueles que mantêm o capital próprio. Desse modo, pode-se dizer que²²¹:

$$\beta_{ativos} = \beta_{dívida} \frac{D}{V} + \beta_{capital\text{-}próprio} \frac{PL}{V} \quad (43)$$

Para verificarmos essa situação, utilizaremos em seguida a equação precedente para estimar os valores de Beta do endividamento médio das empresas de energia elétrica.

	1996	1997	1998	1999	2000
Beta Capital Próprio	0,7262	0,6974	0,7903	0,75412	0,76093
Beta da Dívida ²²²	0,3029	0,2887	0,3816	0,36189	0,35833
Beta dos Ativos (<i>Unlevered</i> beta Canadá)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

Fonte: Unibanco (2001).

²²¹ Braley & Myers (2006).

**Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
(Ivp)/(Dvp) - R\$/kW.ano. Taxa de referência:
Beta Desalvancado : 13,49% a.a.**

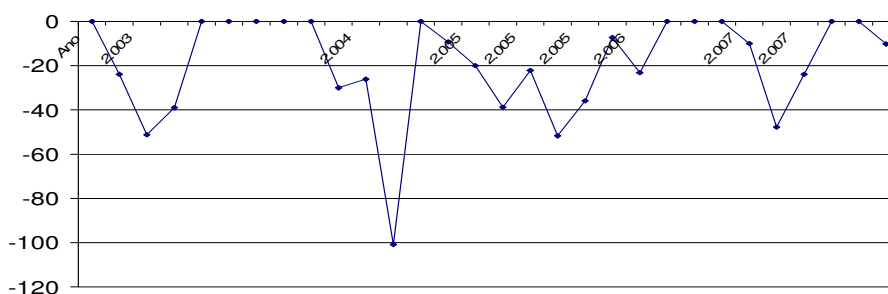


GRÁFICO 54 Custo incremental de longo prazo.

Investimento Marginal no Período	Tx.13,49% USD
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)	203,70
C I M L P (R\$/kW.ano)	
CMEX *(FRC + Te)	(24,62)

Fonte: dados da pesquisa.

Considerações importantes em relação às simulações apresentadas:

em finanças modernas duas abordagens são frequentemente utilizadas pelas empresas para se aplicar os métodos de fluxo de caixa descontado: [1] uma que leva em conta o risco ajustado pelo numerador da expressão do VPL, [2] e outra em que o risco se ajusta através do denominador.

O primeiro método corresponde ao da equivalente-certeza, do qual representa a probabilidade de entradas de caixa, considerando os diversos fatores de risco e a percepção do negócio da empresa. Uma melhor formalização desse critério será representada pela equação a seguir:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{\alpha_t FC_t}{(1 + rf)^t} - I_o, \quad (44)$$

onde:

- α_t = fator de EC no ano t ($0 \leq \alpha_t \leq 1$);
- FC_t = entradas operacionais de caixa no ano t;
- rf = taxa livre de risco;
- I_o = investimento inicial.

Quanto maior o risco atribuído para os fluxos de caixa de um determinado projeto, menor será o fator α_t utilizado, e maiores são as suas chances de rejeição. Observe-se que para definição do valor de α_t geralmente se faz referência à função utilidade do tomador de decisão.

Neste aspecto, surgem três casos especiais de comportamento: (1) aversão ao risco, quando se atribui maior peso às perdas em relação aos possíveis ganhos; (2) neutralidade ao risco, cujas preferências independem do perfil de ganho ou perda suportada em um projeto de investimento; e (3) preferência pelo risco, associada às rentabilidades crescentes [ou perdas]²²³.

Das variáveis que comportam o sistema de preferências dos administradores e/ou investidores, a aversão ao risco é mais predominante e isso vem a justificar o raciocínio em termos de equivalente-certeza, no âmbito da avaliação dos investimentos (Galesne et al., 1999).

Todavia, as múltiplas conseqüências de cada decisão e as possíveis restrições dos investimentos em situação adversas, tornariam mais complexas as diferentes aplicações desse critério. Portanto, normalmente as empresas têm preferido as metodologias de desconto ajustada ao risco.

²²³ Neste trabalho não será dado tratamento específico sobre a função utilidade. Para maiores detalhes recomenda-se: Raiffa (1968) e Pindyck & Rubinfeld (2002).

De fato, elas resultam em um enfoque mais prático, além de mais elegante. Assume-se, neste caso, uma taxa de retorno que deve ser obtida em determinado projeto, para compensar os acionistas da empresa pelo risco que estão incorrendo ao aceitar um projeto de investimento.

Essa taxa seria suportada pelos mesmos pressupostos já discutidos no item 2, e sua aplicação será dada pela equação a seguir:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k_e)^t} - I_o \quad (45)$$

No entanto, nossas críticas a essa abordagem referem-se aos problemas de emprego de pressupostos subjetivos que dificultam a adequada determinação de valores que aproximem ao valor exato do custo de oportunidade do capital.

Além disso, consideramos a existência de problemas externos devidos às mudanças nos fatores econômicos, bem como algumas adversidades do próprio mercado financeiro. Se, tais dimensões refletem constantemente nas taxas de retorno exigido, nos projetos de investimento, devemos então assumi-la como um fator condicional ou até mesmo contingencial.

Por outro lado, é essencialmente observável que a sensibilidade das taxas de descontos tenderia a uma distribuição de probabilidade. Assim, apesar do fator condicional, presume-se que o fenômeno da taxa tome um comportamento padrão preestabelecido. Pois, em geral, perseguimos uma meta em torno de um valor mais exato, mesmo que freqüentemente ocorra desvios.

Para exemplificar, imagine que o verdadeiro custo de capital do setor de energia elétrica “ou parâmetro” seja o centro do alvo a seguir. Considere, também, que esse alvo se mantenha em movimento devido à existência de ruídos na economia, havendo, portanto, pequenas oscilações em função dos preços relativos, no tempo:

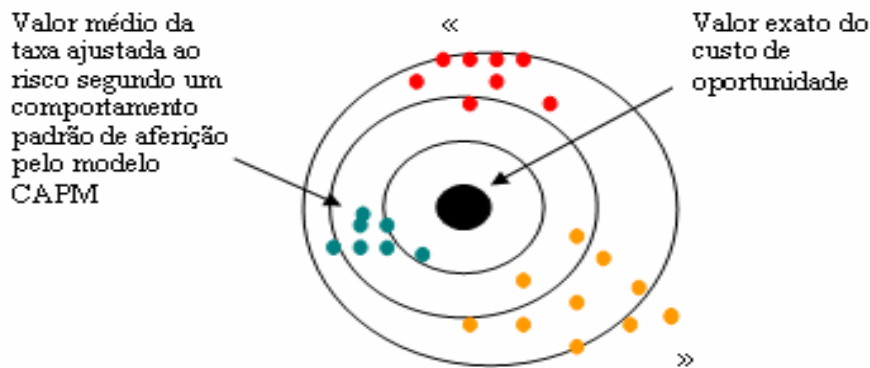


FIGURA 10 Precisão *versus* exatidão na abordagem do risco
 Fonte: dados da pesquisa.

Observe que a precisão da taxa ajustada ao risco está localizada em uma região que corresponderia a segunda faixa mais próxima ao verdadeiro custo de oportunidade do acionista. Assim, ao mesmo tempo em que existe uma tendência desse custo a se manter em uma localidade específica, é possível também verificar certo grau de dispersão entre os pontos, na figura 10, para cada método.

Certamente, as diferentes estimativas conduzirão aos diferentes graus de precisão, justamente, pela escolha de um determinado procedimento metodológico, ou premissa utilizada na precificação. Todavia, quanto mais eficiente o mercado, do ponto de vista informacional, mais próxima do centro deverá ser o conjunto de métodos.

É interessante observar que, para lidar com os riscos e incertezas, geralmente as empresas utilizam seus próprios modelos internos, mesmo que seja a padronização uma proposta de um agente regulador para calcular o grau de exposição das empresas aos riscos. Neste caso, existirá uma aproximação probabilística do modelo sugerido. Por exemplo, poderíamos considerar a tabela 42, no qual extraímos os valores utilizados pelo Unibanco (2001). Observe que

nessa tabela os valores foram ampliados mediante da técnica de simulações a partir das mesmas hipóteses iniciais levantadas pelo banco.

Logo a baixo apresentamos os valores médios do custo de capital, considerados nesse estudo, de maneira a estabelecer uma trajetória de distribuição gaussiana²²⁴. Para avaliarmos o grau de precisão [dispersão] desse método, foram então calculados os desvios absolutos e relativos:

<i>Unlevered Firm Cost %</i>	<i>Levered Firm Cost %</i>
14,09 ± 4,01	15,24 ± 4,13
28%	27%

Especificamente em relação à amplitude da taxa, verificamos que seus valores mínimos apresentaram entre [10,08%] e [11,01%], e os máximos correspondem à [18,10%] e [19,37%] para os respectivos custos de capital desalavancado e alavancado.

Nestes termos, de acordo com essas aproximações, poderíamos então considerar que a metodologia do banco constitui um conjunto de pontos em nosso alvo, ou, grosso modo, uma distribuição de probabilidade entre tantas outras. Aliás, não seria controverso aceitar que tal perspectiva nos conduzia a diferentes níveis de confiança nos resultados.

Em que pese nossa afirmação, para casos de elevada variabilidade em períodos de longa duração, independente das causas, justificaria a necessidade de se avaliar as questões mais subjetivas de aplicação dos modelos de precificação de ativos, ou pelos menos, tentar validar outras formas de apuração de suas principais variáveis.

²²⁴ Para razoável nossa suposição, entretanto precisaríamos de uma maior densidade amostral, ou de um número muito grande de dados.

Notemos, todavia, que para escolha de uma melhor abordagem de avaliação devemos considerar quatro casos especiais, de forma a se estabelecer alguns critérios quanto aos resultados²²⁵:

- Caso 1:

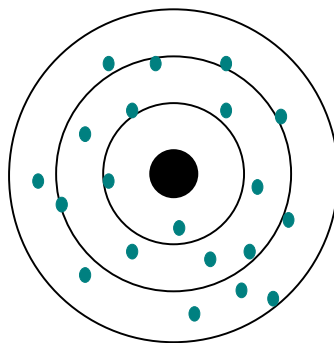


FIGURA 11 Exemplo de estimativa não-viesada com baixa precisão e pouca acurácia

Observe que os pontos logo acima são aleatoriamente dispersos. Desse modo, teríamos uma distribuição de probabilidade com estimadores não-viesados (ou não-viciados), pouco acurados e com baixa precisão²²⁶.

Do ponto de vista estatístico, poder-se-ia considerar \hat{K}_e como uma estimativa de K_e , sendo que, \hat{K}_e tem sua distribuição aproximadamente normal

$$\left[\bar{X} \sim N(\mu, \sigma^2/n) \right], \text{ com os seguintes parâmetros:}$$

²²⁵ Bussab (2004).

²²⁶ Quanto ao conceito de acurácia e precisão, temos que a acurácia mede a proximidade de cada observação com o alvo que se procura. A precisão mede a proximidade de cada observação da média de todas as observações. Para análises mais avançadas de julgamentos de estimativas recomenda-se os critérios de máxima verossimilhança (EMV), além das desigualdades de TCHEBYCHEFF.

$$E\left(\hat{Ke}\right) = Ke \quad (46)$$

$$\sigma^2\left(\hat{Ke}\right) = p(1-p)/n \quad (47)$$

Os resultados dessas equações nos ajudam a avaliar as qualidades desse estimador. Por exemplo, os valores de (46) indicam que o estimador \hat{Ke} , em média, “acerta” o valor de Ke . Nestes termos, pode-se afirmar que \hat{Ke} é um estimador não tendencioso (não-viesado)²²⁷. De forma semelhante, o resultado de (47) indicaria que para cada estimativa, a diferença de \hat{Ke} e Ke tende a ser pequena, pois para $n \rightarrow \infty$, $\sigma^2\left(\hat{Ke}\right) \rightarrow 0$. Vejamos uma outra situação:

- Caso 2:
-

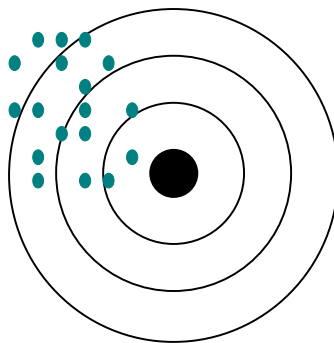


FIGURA 12 Exemplo de estimativa viesada com baixa precisão e pouca acurácia

²²⁷ Literatura sugerida: Meyer (2000).

Na situação acima teríamos um método viesado ou com resultados tendenciosos, pouco acurados e com baixa precisão. Note-se que os pontos se distanciam do centro, e ao mesmo tempo um dos outros sobre uma determinada região no alvo.

- Caso 3:

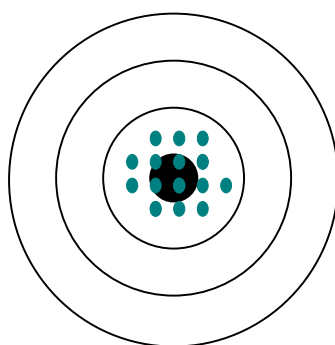


FIGURA 13 Exemplo de estimativa não-viesada com alta precisão e elevada acurácia

De acordo com essa ilustração verifica-se a não-tendenciosidade associada com a distribuição da variável aleatória. Significa dizer que, o valor médio da estimativa será próximo ao verdadeiro valor do parâmetro. Em termos práticos, se a mesma estimativa for empregada repetidas vezes e se promediarmos tais valores, esperaríamos um valor bem próximo ao valor do parâmetro.

Do exposto anterior, poderíamos também considerar este método, visualmente, bastante acurado e com boa precisão, haja vista tal distribuição se configurar de forma homogênea ao centro do alvo. Mas, muito embora seja desejável que uma estimativa seja não-viesada, haverá circunstâncias que preferiremos estimativas tendenciosas [é o caso dos preços monitorados]. De

outro modo também é possível encontrar mais de uma estimativa viesada, ou não, para um determinado parâmetro desconhecido.

- Caso 4:

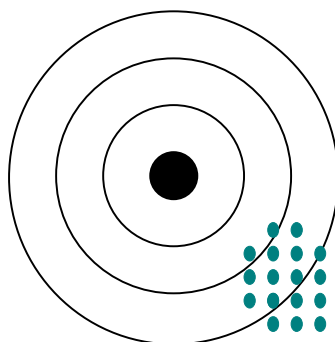


FIGURA 14 Exemplo de estimativa viesada com alta precisão e pouca acurácia

Este último caso representa um tipo de comportamento padrão tendencioso, que apesar da variância mínima de \hat{K}_e , ou seja, apresentar alta precisão; seria um método menos acurado do que a situação anterior.

Portanto, a partir dos problemas de estimativa, aqui observados, é possível sugerir que a maior implicação das divergências no método de precificação de ativos, e também no cálculo da taxa ajustada ao risco do setor de energia elétrica, seria a criação da heterogeneidade de expectativas. Ao mesmo tempo, isso tende contribuir para processos tendenciosos que levariam de “super” ou “sub” investimentos das empresas. Ou talvez, um possível desequilíbrio nos sistemas de preços.

Em seguida, iremos aplicar uma abordagem metodológica alternativa para exame de risco no setor de energia. Isso deverá trazer maior compreensão sobre o conceito de classe de riscos sugerida por Modigliani & Miller (1958).

Do mesmo modo em que, apostamos em uma contribuição metodológica mais simples, não tendenciosa, para utilização do modelo CAPM, caracterizada pela análise de índices setoriais e específicos de portfólio.

4.5 Estimativas de risco do setor elétrico: uma abordagem Comparativa-Implícita

De acordo com as discussões precedentes do custo de oportunidade do capital ajustado ao risco, pela abordagem de Modigliani & Miller (1958) seguem o conceito de classe de risco. Essa abordagem fundamenta-se na existência de mercados perfeitos de capitais, o que implicaria na inexistência de custo de transação, tributação e a impossibilidade de *insider trading*.

Nestes termos, para apresentação de nossa metodologia de análise comparativa das estimativas de “risco”, consideraremos a premissa de que o mercado, implicitamente, esteja avaliando corretamente as diferentes classes. Isso inclui tanto o retorno quanto os riscos setoriais. Todavia, mesmo que não seja verdadeiro, ainda sim, acreditamos que este seja a melhor aproximação para os modelos de “risco-retorno”.

Uma vez que tal hipótese é aceita, antes de prosseguirmos deveríamos então, observar três pontos importantes já levantados neste texto:

Em primeiro lugar, argumentamos que sobre o modelo CAPM, e por meio de suas principais premissas tentam-se deduzir as exigências do investidor pela observação do comportamento do “mercado de capitais”.

Mas, muito embora, os preços das ações fltuem juntamente com o mercado, parte desses ativos não terá relação com os fatores macroeconômicos. Suas flutuações seriam motivadas por características específicas do negócio, de uma empresa particular ou indústria [neste caso, a indústria de energia elétrica]. Principalmente em si tratando de investimentos reais.

Em segundo lugar, citaríamos Black (1993a e 1993b) que criticou o que classificou de mineração dos dados *data mining* em finanças. Assim, de acordo com os seus argumentos, a busca pela compreensão teórica dos efeitos encontrados que contradizem o CAPM deveria ser o principal foco de interesse dos pesquisadores. No entanto, tais preocupações parecem estar ausentes em grande parte dos trabalhos publicados sobre o modelo.

Além desse questionamento, o terceiro ponto retoma novamente os argumentos de Roll (1977). Ou seja, o problema da utilização de “*proxies*” para retratar o mercado. Sob tais condições a eficiência do modelo estaria relacionada à *prox* ou subconjunto da verdadeira carteira de mercado.

Seria então possível formar qualquer quantidade de portfólios de ações que fossem parte da “*proxy*” de mercado, porém tais portfólios não poderiam jamais superar a “*proxy*” original em uma base ajustada ao risco. Se isso é verdadeiro, o risco específico da empresa [i.e., o risco não sistemático] seria precificado pelo mercado e, por isso, o beta sozinho não explicaria os retornos das ações (Young & O’Byner, 2003).

Portanto, nenhum teste empírico do CAPM pode isolar as hipóteses testadas conjuntamente: (1) o portfólio de mercado é eficiente e a (2) “*proxy*” de mercado está correta?

Apesar dessa constatação, e muito embora isso possa enfraquecer a teoria, grande parte do mundo financeiro tem utilizado o modelo para estimar o custo de seus capitais. Por outro lado, não existe outro que substituísse, pelos menos até o momento, sua elegância e praticidade. E, de acordo com nossa percepção isto compreende uma análise bastante simplificadora para se justificar sua utilização como metodologia de avaliação do custo de oportunidade²²⁸.

²²⁸ O CAPM é relativamente muito simples, pois em vez de calcular as covariâncias entre todos os títulos de uma carteira em si [modelo de Markowitz], o que demandaria um intenso uso de matrizes. O modelo de SHARPE introduziu uma simplificação ao estimar a variação de cada título em relação ao mercado.

É oportuno também ressaltar que nenhum modelo é isento de problemas. No Brasil, por exemplo, a aplicação do CAPM tem restrições em virtude do comportamento do mercado. Entretanto, pela facilidade de se associarem “risco-retorno”, esse modelo é utilizado como alternativa ou “*proxy*” para se determinar o custo estimado de capital, a partir de um certo nível de risco. Kassai (2006).

E, apesar das restrições, algumas estimativas de classe de risco podem ser atribuídas ao CAPM devido a sua singularidade. Sobre esse benefício, pressupomos que tal propriedade seja de grande utilidade principalmente para os empreendimentos do setor de energia que não têm acesso ao mercado de capitais. Daí, uma característica significativa seria a de permite fazer comparações “intra” e “intersetoriais” de risco.

Seguindo esse raciocínio, Damodaran (2002a) apresentou uma classificação setorial, interessante, de índices de rentabilidade e risco das empresas americanas, com médias setoriais no final de 1994. Veja a Tabela 48.

TABELA 48 Risco-retorno por ramo de atividade

	<i>Ramo de Atividade</i>	<i>ROE</i>	<i>ROA</i>	<i>D/D+PL</i>	<i>Beta</i>
1°	Farmacêutico	28,40%	20,82%	34%	1,36
2°	Químico	18,64%	13,89%	38%	1,34
3°	Software & Serviços Correlatos	20,66%	19,31%	9%	1,33
4°	Serviço e Saúde	14,33%	12,02%	28%	1,32
5°	Computadores e Equip. Escritórios	14,84%	12,14%	30%	1,27
6°	Eletrônico de Consumo	15,00%	12,60%	27%	1,26
7°	Entreterimento (TV e Cinema)	23,00%	14,64%	49%	1,25
8°	Bancário e Financeiro	17,09%	13,83%	29%	1,23
9°	Restaurante e Similares	17,51%	13,83%	47%	1,2
10°	Serviços Telefônicos	16,10%	11,38%	32%	1,2
11°	Varejista	14,04%	11,38%	33%	1,19
12°	Fumo	32,65%	19,22%	50%	1,11
13°	Transportes	12,79%	9,51%	48%	1,1
14°	Outros Betas de Consumo Duráveis	17,51%	14,15%	30%	1,08
15°	Atacadista	16,50%	12,82%	29%	1,08
16°	Construção Civil	11,84%	10,09%	35%	1,08
17°	Fabris diversos	16,42%	12,72%	36%	1,07
18°	Bens de Consumo	28,81%	18,60%	45%	1,06

Continua...

TABELA 48 Continuação.

	<i>Ramo de Atividade</i>	<i>ROE</i>	<i>ROA</i>	<i>D/D+PL</i>	<i>Beta</i>
19°	Outros Serviços	18,11%	13,34%	39%	1,05
20°	Produção de Papel e de Plásticos	15,48%	11,41%	43%	1,03
21°	Equipamentos	13,89%	11,01%	36%	1,02
22°	Automobilismo e Correlatos	18,12%	13,31%	34%	0,99
23°	Editorial	17,34%	13,44%	40%	0,99
24°	Texto e Vestuário	13,45%	11,41%	27%	0,98
25°	Bedidas	17,55%	12,80%	41%	0,95
26°	Móveis	14,73%	12,52%	25%	0,93
27°	Seguros	23,62%	18,22%	38%	0,85
28°	Produção de Alimentos	17,31%	10,03%	31%	0,85
29°	Produção Agrícola	15,28%	11,78%	38%	0,74
30°	Imobiliário	19,69%	14,43%	38%	0,69
31°	Mineração	11,07%	9,03%	40%	0,64
32°	Produção e Refino de Petróleo	13,35%	10,08%	44%	0,59
33°	Eletricidade e Gás	11,41%	8,25%	58%	0,58
	Média	17,47%	13,15%	36,47%	1,04
	Desvio Padrão	4,91%	3,02%	9,04%	0,21

Fonte: adaptado de Damodaran (2002a)²²⁹

Se considerássemos os cruzamentos entre o *return on equity* (ROE) o beta, não seria possível, por exemplo, obter significância estatística, apesar da correlação positiva de [0,2988]. Agora, em relação ao índice de endividamento, a correlação foi de [-0,40] demonstrando a existência do risco de alavancagem financeira. Observe também que o seguimento de energia é mais conservador, com o menor *beta* dessa escala.

Outros autores quem apresentaram uma classificação com os coeficientes betas de empresas americanas foram Copeland et al. (2000). É importante ressaltar que em países como EUA, as informações sobre os níveis de risco são mais regularmente publicadas, além disso, para o mercado americano é atribuída maior liquidez dos títulos. Portanto, poder-se-ia também atribuir maior sensibilidade sobre seus índices e coeficientes. Veja a Tabela 49.

²²⁹ Em relação à hierarquização do risco esses mesmos dados foram encontrados nessa mesma disposição em Kassai et al. (2004).

TABELA 49 Beta das empresas americanas.

	Ramo de Atividade	Beta Alavancado
1°	Corretoras	1,55
2°	Restaurantes	1,41
3°	Hotéis	1,36
4°	Construção Civil	1,32
5°	Máquinas Elétricas	1,26
6°	Instrumento Científico	1,25
7°	Aviação civil	1,24
8°	Máquinas (exceto elétricas)	1,18
9°	Cinema	1,16
10°	Varejo	1,16
11°	Produtos têxteis	1,14
12°	Imóveis	1,14
13°	Produtos Químicos	1,09
14°	Alimentos e Produtos Similares	1,04
15°	Bancos	1,01
16°	Papel e produtos similares	0,98
17°	Lojas de alimentos	0,96
18°	Mineração de Metais	0,88
19°	Refinação de metais	0,86
20°	Concessionárias de Energia e Gás	0,73
21°	Ferrovias	0,71
	Média	1,115714
	Desvio Padrão	0,210974

Fonte: Copeland et al. (2000).

As principais diferenças entre as duas tabelas seriam os critérios distintos com informações em diferentes datas [enquanto, Damodaran utilizou dados de 1994, Copeland et al. (2000) adotaram informação de 1981 da base de dados da Wilshire Associates]. Outro ponto importante refere-se aos betas “alavancados” destacados na pesquisa de Copeland et al. (2000). Esses betas, na verdade, estariam refletindo o risco daquelas ações, incluindo o risco financeiro implícito na alavancagem, de acordo com cada estrutura de capital a preços de mercado²³⁰.

²³⁰ Copeland et al. (2000) argumenta que não é totalmente incomum descobrir que as estimativas dos betas calculadas por instituições diferentes variam. Existem três regras práticas: (1) se um serviço produzir betas de melhor qualidade, desconsidere os outros; (2) se dois serviços de alta qualidade oferecem betas que não diferem em mais de 0,2, faça uma média dos dois e use-a; (3) se os betas forem bastante diferentes, muito maior do que 0,2, calcule você mesmo um beta médio do setor, usando pesos iguais para as empresas que compõem.

Para ilustrar a aplicação desses betas Copeland et al. (2000) exemplificam um caso de avaliação de investimento, considerando-se um beta alavancado [*Leverage*] de 1,2 para uma corporação com estrutura de capital relativa [Divida/Patrimônio Líquido] de 1,3. Por seu curso, a posição relativa da estrutura de capital de sua unidade de negócio seria de 0,8. Para que o beta refletisse adequadamente o risco dessa unidade de negócio seria então preciso ajustá-lo. Nestes termos, considerou a alíquota de Imposto de Renda da Corporação de [25%] e da divisão em análise de [34%].

Resumidamente, esse ajuste seria dividido em duas etapas. Sendo que a primeira consiste em “desalavancar” o beta da corporação [*Unleverage beta*], conforme a equação [35]:

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{1 + (1 - t) \times \frac{D}{PL}} = \frac{1,2}{1 + (1 - 0,25) \times 1,3} = 0,608$$

A segunda etapa seria o “realvancamento” do beta para a divisão [ou projeto de investimento] de acordo com a nova estrutura e alíquota marginal do imposto de renda [t].

$$\beta_L = \left[1 + (1 - t) \times \frac{D}{PL} \right] \times \beta_u = [1 + (1 - 0,34) \times 0,8] \times 0,608 = 0,929$$

Observe que o beta “desalavancado” da corporação é menor do que o beta da unidade “alavancado”. Para efeito de cálculo do custo de oportunidade do acionista, k_e , estabelecido pelo modelo CAPM, considera “betas alavancados”, ou simplesmente “betas” de mercado (Kassai, 2006).

Ainda, nos dois quadros precedentes, os setores considerados de maior risco apresentam coeficientes betas superiores à unidade, enquanto que os de

menores riscos apresentam coeficientes betas inferiores à unidade. Já os coeficientes próximos à unidade são de empresas cujo risco se aproxima do mercado, como reza a teoria. Observa-se também, que os dados não são coincidentes em ambas as tabelas, e isso mostra a flexibilidade [ou subjetividade] desses modelos, mesmo em se tratando de algoritmos. Em casos de índices muito diferentes, ou até conflitantes, esses mesmos autores orientam que se escolha o mais “confiável” ou, então se calcule uma média entre eles.

Quando se utilizam betas setoriais ou betas de portfólio deve-se, também, tomar cuidado sobre as discrepâncias “intra” setoriais, nesse aspecto, apesar de ser útil para identificar o nível de risco de uma empresa, esse tipo de análise representa uma média setorial. Assim, seria também importante relacionar o grau de dispersão do risco. Igual irá se fazer logo abaixo.

O Gráfico 55 apresenta uma escala de risco formada pelo conjunto de empresas com maior volume de negociação na BOVESPA entre [10/02/2006 a 22/02/2007] disponíveis no portal de risco RiskTech:

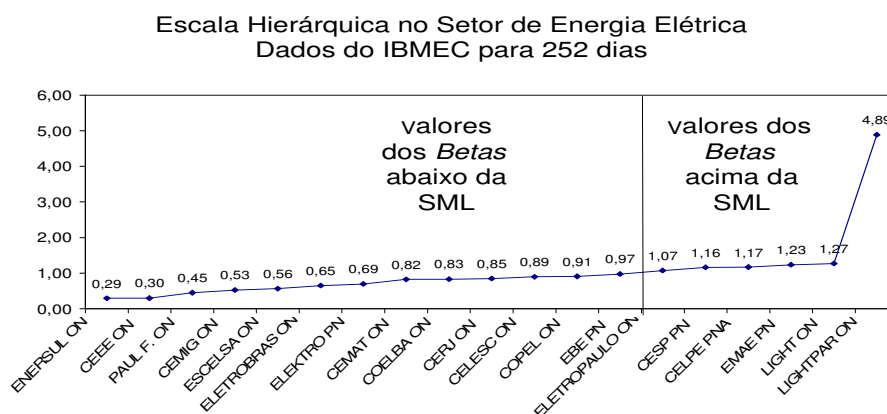


GRÁFICO 55 Escala hierárquica no setor de energia elétrica.

De acordo com as informações anteriores, é possível perceber dois níveis de risco: daquelas empresas do setor elétrico que se encontram abaixo da SML, em contraste com aquelas que apresentaram níveis de riscos maiores do que a carteira de mercado. Neste caso, se configuram acima da SML.

Conforme dados da STERN STEWART & Co. (2002: site) os valores mais precisos do custo do capital das empresas americanas estariam inserido em uma faixa de [6%] a [16%], enquanto que no Brasil, essa dispersão seria maior, variando em uma escala de [10%] a [20%].

Certamente, essa constatação estaria direcionada aos diferentes setores de uma economia, entretanto, por causa das variações na sensibilidade do risco, tal assertiva poderia ser verdadeira dentro de uma única classe de risco ou setor, visto que os níveis de riscos de uma empresa [ou projeto], geralmente são diferentes da média de mercado. Veja a estatística na Tabela 50, com dados do Risktech para a série de 252 dias úteis:

TABELA 50 Estatística descritiva do beta do setor de energia.

Variáveis	<i>Estatística</i>	
	Inclui ações da LIGHTPAR ON	Não inclui ações da LIGHTPAR ON
Média	1,027378	0,812986
Mediana	0,845666	0,83657
Desvio padrão	0,980859	0,306571
Mínimo	0,291517	0,291517
Máximo	4,886446	1,269475
Contagem	19	18

Note-se, que o beta do segmento de energia, conforme amostra, aproximou da carteira de mercado, tendo incluído também o beta da LIGHTPAR ON. Todavia, por ser considerado anormal, foi também obtida uma estatística sem o retorno da LIGHTPAR ON*.

TABELA 51 Análise de percentil do beta das empresas de energia elétrica.

<i>Betas</i>	<i>Ordem</i>	<i>Quartil</i>	<i>Percentil</i>	<i>Betas</i>	<i>Ordem</i>	<i>Quartil</i>	<i>Percentil</i>
4,89*	1	4,886	100%	1,27	1	1,269	100%
1,27				1,23			
1,23				1,17			
1,17				1,16			
1,16	3° Quartil			1,07	3° Quartil		
1,07		1,115	75%	0,97		1,046	75%
0,97				0,91			
0,91				0,89			
0,89				0,85	2° Quartil		
0,85	2°			0,83		0,837	50%
0,83	Quartil	0,846	50%	0,82			
0,82				0,69			
0,69				0,65	1° Quartil		
0,65	1° Quartil			0,56		0,583	25%
0,56		0,605	25%	0,53			
0,53				0,45			
0,45				0,30	0	0,295	0%
0,30	0	0,292	0%				

Outra referência interessante corresponde a divisão em intervalos de risco para o setor de energia elétrica. Assim, podemos perceber que cerca de [70%] das empresas de energia apresentaram betas abaixo da SML, conforme mostra o quadro de “percentil”. Esses resultados são de fato semelhantes às duas escalas apresentadas anteriormente por Damodaran (2002a) e Copeland et al. (2000). Isso realça uma expectativa de risco, para o setor elétrico, menor do que a média de mercado.

Complementando nossa abordagem, em uma análise mais recente Damodaran (2002) apresentou novos betas setoriais das empresas americanas. Além de maior detalhamento pela inserção de novos segmentos, sua análise também procurou demonstrar duas categorias de risco: (1) betas alavancados e (2) não-alavancados. Seguindo o mesmo raciocínio, diríamos que para o seguimento de energia elétrica os riscos foram bastante semelhantes aos que encontramos anteriormente:

TABELA 52 Betas do setor de energia das empresas americanas [Período de 1997]

<i>Setor</i>	<i>Beta</i>	<i>Índice D/VM</i>	<i>Beta Não-Alavancado</i>
Energia Elétrica (central)	0,7	91,49%	0,44
Energia Elétrica (leste)	0,73	80,07%	0,48
Energia Elétrica (oeste)	0,73	90,90%	0,46

Fonte: adaptado de Damodaran (2002a)

Cabe observar que em economias mais estáveis, conforme argumenta Kassai (2006), as empresas preferencialmente financiam-se com capitais de terceiro e uma menor parcela de capital próprio. No Brasil, por exemplo, os financiamentos são escassos e o acesso a recursos de longo prazo, com taxas mais competitivas, é privilégio de um pequeno número de empresas.

Apesar de fazerem parte desse “rol” há uma estrutura sugerida pelo agente regulador do setor energético [$\cong 34\%$]. Sendo assim, provavelmente exista um comportamento padrão preestabelecido, com empresas perseguindo uma determinada meta estrutural²³¹. Por esse motivo, e também pelas próprias características das empresas brasileiras, os seus investimentos, geralmente, são financiados por recursos próprios [ou, pelo autofinanciamento].

É importante ressaltar que os betas se tornariam diferentes devido ao estabelecimento de premissas ou hipóteses subjetivas utilizadas na obtenção do “risco” pelo modelo CAPM, ou principalmente quando a empresa ou analista optar por outra medida de risco.

Por exemplo, em uma pesquisa, desta vez com amostra de mil empresas brasileiras, situadas em diversos setores, em sua maioria de capital fechado Kassai (2006) calculou os coeficientes angulares segundo o conceito de índice

²³¹ Em relação ao favorecimento de uma determinada estrutura de capital, veja os argumentos Zysman (1983).

de risco total (IRT)²³², conforme sugestão de Leite & Sanvicente (1995), e obteve a seguinte escala de risco:

TABELA 53 Escala de risco setorial das empresas brasileiras [coeficiente angulares]

<i>Ordem</i>	<i>Setor</i>	<i>Índice de Risco Total</i>
1º	Eletroeletrônico	3,11
2º	Comunicação	2,62
3º	Bebidas	2,24
4º	Serviços Diversos	1,8
5º	Serviços de Transporte	1,72
6º	Mecânica	1,66
7º	Construção	1,6
8º	Telecomunicações	1,42
9º	Tecnologia e Computação	1,38
10º	Plásticos e Borracha	1,14
11º	Automotivo	1,1
12º	Comércio Varejista	1,07
13º	Confecções e Têxteis	1,07
14º	Farmacêutico	1,05
15º	Alimentos	1,02
16º	Diversos	0,96
17º	Atacado e Comércio Exterior	0,93
18º	Higiene, Limpeza e Cosmético	0,9
19º	Serviços Públicos	0,89
20º	Matérias de Construção	0,82
21º	Fumo	0,7
22º	Papel Celulose	0,65
23º	Mineração	0,52
24º	Siderúrgica e Metalúrgica	0,36
25º	Química e Petroquímica	0,28

Fonte: Kassai (2006).

Nesta escala apresentada por Kassai, os setores foram dispostos de acordo com uma escala decrescente medida por seus respectivos níveis de risco. O índice determinante desse *ranking* é denominado índice de risco total (ITR), que resumidamente representa o risco total das empresas de um mercado. Ele se

²³² Segundo Damodaran (2002) ajustar o beta para que reflita o risco total e não apenas o do mercado, é relativamente simples, uma vez que o R^2 da regressão mede a proporção representada pelo risco de mercado, o beta total de será: $\beta_{total} = \beta_{mercado} / \sqrt{R^2}$.

difere do *beta*, devido à exclusão da parcela de diversificação, ou melhor, do risco não-sistemático.

Note-se que, apesar de o coeficiente do setor de energia elétrica não estar explícito no quadro anterior, este faz parte do índice dos “serviços públicos”, visto que a energia normalmente corresponde a uma variável representativa das utilidades públicas.

Sobre alguns parâmetros metodológicos a serem observados, além dos argumentos já citados das divergências entre as tabelas de riscos, temos que incluir a complexidade dessa análise, pois, tratam-se de teorias adaptadas para o custo de capital de empresas *proxies*.

E, conforme argumenta Kassai (2006), no Brasil o grau de subjetividade é explícito, e ainda não se tem um “padrão” coerente para as medidas de risco; a noção de “preços” do brasileiro é recente, desde a estabilização da economia e dos níveis inflacionários.

Observamos, no entanto, que mesmo classificando as empresas de acordo a as características mais apuradas, outras dimensões deveriam ser levadas em consideração, tais como: tamanho, estrutura de capital, nível tecnológico, mercado, capital intelectual etc.

Todavia, a escala de risco setorial serve como referência para a identificação do custo de capital das empresas brasileiras, ou mais especificamente, do custo do capital próprio, k_e . Sua utilidade, diante das limitações inerentes aos métodos de avaliação de uma variável tão subjetiva, permite que se iniciem análises mais profundas ou específicas de um negócio, como é o caso do setor de energia elétrica.

Portanto, é com base nessas aferições e da importância científica existente em se abordar o tema do risco, que iremos sugerir nossa proposição logo a seguir.

4.5.1 Análise *comparativa-implícita* de risco de *portfólio*²³³ das ações do setor de energia elétrica

De acordo com Kasznar (1990), investimento de carteira [*portfolio investment*] representa uma opção relativamente nova, concentrando, basicamente, nas economias mais desenvolvidas, embora os fundos de participações [*private equity*] tenham aumentado o volume de investimento nas últimas décadas. Existem ainda os investimentos diretos, que representam uma maneira eficaz de controle da sociedade. Conseqüentemente, o aumento de ambos os negócios tem reflexo direto na velocidade de circulação dos títulos em uma determinada economia. Não devemos também esquecer que tal fato tende a afetar indiretamente os investimentos em ativos reais.

Na verdade, poder-se-ia facilmente comprovar que os ganhos e resultados econômicos são resultados do desenvolvimento desse tipo de mercado. Portanto, sobre duas maneiras distintas: na primeira, considera-se que um aumento das operações gera maior liquidez e transparência ao um determinado mercado e a segunda, induz a refletir sobre a existência de uma curva de experiência entre o mercado de capitais e seus agentes [empresas, acionistas etc.].

Juntamente com esses pressupostos, seria procedente dizer que um dos aspectos mais relevantes do desenvolvimento do mercado de capitais são as recentes teorias de risco. De forma semelhante, o próprio modelo de precificação de ativos é um exemplo disso. E, como qualquer outro modelo, esse requer também alguns pressupostos, dos quais extrairemos apenas dois, especificamente para nossa avaliação: (1) necessidade de eficiência informativa e (2) percepções idênticas nas expectativas.

Ressaltamos, entretanto, que mesmo que não sejam constatadas na realidade de mercado, as hipóteses formuladas não são suficientemente rígidas

²³³ Ou em síntese: “ACI-RP”

de maneira a invalidar o modelo. É o caso da hipótese dois, pois para que todos tenham a mesma percepção com relação ao desempenho dos ativos, seria necessário, inicialmente que o mercado fosse “completamente” eficiente. Em seguida, considerar que todos os investidores fossem “racionais”.

Sob tais circunstâncias, haveria uma relação linear, denominada reta característica [SML] que permite verificar o comportamento de um título [ou carteira específica de títulos] com a carteira de mercado. Em verdade, procura-se com isso descrever como as ações se movem diante de alterações ocorridas no mercado.

Normalmente, a relação entre os retornos de um título e os retornos da carteira de mercado se desenvolve por meio de dados históricos. Supõe-se com isso, que os retornos verificados no passado sejam previsivelmente repetidos no futuro, ou mediante certas estimativas de valores futuros esperados. A partir daí ir-se-á desenvolver-se-á a SML:

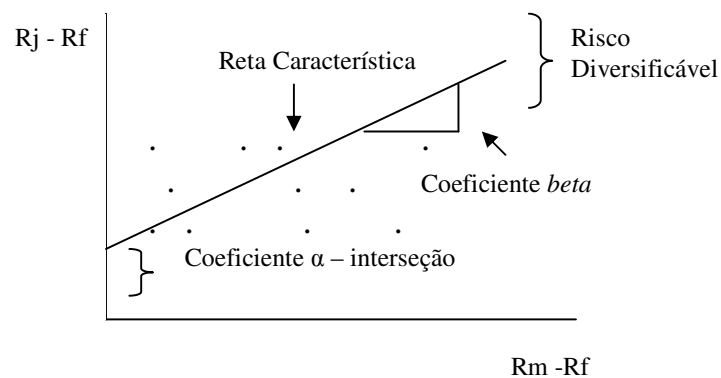


FIGURA 15 Equação da reta - CAPM

Para se estimar a correlação entre as variáveis, seria interessante expressar em forma de equação. A principal técnica estatística utilizada nesse tipo de estimativa é a regressão linear do qual são identificadas duas importantes

medidas financeira: o já conhecido coeficiente beta, β , e o coeficiente alfa, α , respectivamente, o parâmetro angular e linear da reta de regressão. Portanto, a expressão do CAPM, equivale à reta de regressão linear generalizada conforme a seguir:

$$\text{Reta da Regressão: } R_j = a + bR_M + e_j$$

$$\text{Capital Asset Price Model: } R_j - R_f = \alpha + \beta(R_M - R_f) + e_j$$

De acordo com a expressão precedente, $R_M - R_f$ é o prêmio pelo risco de mercado e $R_M - R_f$ é o prêmio pelo risco de se investir no título j. Enquanto que, o coeficiente *beta* é parâmetro angular da reta de regressão.

Partindo da equação $R_j = a + bR_M + e_j$, e examinando o caso especial em que o ativo [j] é próprio mercado M, teríamos a seguinte simplificação:

$$R_j = R_M$$

Especificamente, nessas condições, o coeficiente beta do mercado, será $\beta_M = 1$.

Dessa maneira, dado um ativo j, calculado β_j , podemos compará-lo com o índice beta do mercado β_M . Como resultado, teremos as seguintes posições²³⁴:

²³⁴ Brito (1989).

- a) $\beta_M = \beta_j = 1$. Nessas condições, o ativo j se comportaria da mesma maneira que o mercado. Assim, se o mercado sobe, o ativo sobe na mesma proporção, o mesmo ocorrendo se houver baixa de mercado. A esse ativo se dá o nome de “tipo médio”.
- b) $\beta_j > \beta_M = 1$. Esses são ativos do “tipo agressivo”. Se o mercado sobe em determinado porcentual, o ativo sobe mais do que o mercado e se o mercado cai em determinada porcentual, o ativo cai mais que o mercado.
- c) $\beta_j < \beta_M = 1$. Para os ativos que tenham evoluções menores que a evolução do mercado serão classificadas como “defensivo”.

Quanto ao parâmetro linear da reta de regressão, denominado coeficiente alfa, indica o retorno esperado em excesso de um ativo na hipótese do retorno em excesso da carteira de mercado ser nulo. Em outras palavras, é o intercepto da reta com o eixo das ordenadas ou retorno mínimo oferecido pelo ativo.

Da mesma forma que o beta, o parâmetro alfa pode também apresentar três posições²³⁵: (1) valor de alfa nulo, $\alpha_j = 0$, quando a reta de regressão parte da origem; (2) se a reta de regressão originasse de um ponto abaixo da origem, $\alpha_j < 0$, seria apurado um valor negativo para o coeficiente alfa; e quando a linha parte de um ponto acima da origem, $\alpha_j > 0$, indicaria a existência de um retorno esperado positivo da ação para $R_M - R_f = 0$.

Segundo Van Horne (1998), o valor de alfa de uma ação deve ser zero. Ou seja, em processo de equilíbrio, a reta [SML] passaria pela origem. Se alfa é negativo, um investidor racional iria preferir o melhor resultado esperado proveniente da combinação de um ativo sem risco com a carteira de mercado,

²³⁵ Assaf Neto (2003).

sentido-se desestimulado em investir na ação. No caso inverso, se alfa é positivo, os investidores sentirão atraídos para sua aquisição, elevando o preço do ativo e reduzindo, em consequência, o seu retorno esperado²³⁶. Portanto, pela teoria financeira, a valorização [desvalorização] da taxa de retorno da ação deve ocorrer até o nível de alfa atingir zero.

Finalmente, observa-se que os parâmetros de regressão são sempre estimados com certa margem de incerteza, em parte porque eles são mensurados com erros e, em parte, porque são estimados a partir de amostras de dados. Esta margem aparece em algumas estatísticas. Uma delas seria o R-quadrado da regressão, que mede a proporção da variabilidade em Y que é explicada por X . Trata-se de uma função direta da correlação entre as variáveis²³⁷:

$$R^2 = \text{correlação}_{YX}^2 = \rho_{YX}^2 = \frac{b^2 \sigma_X^2}{\sigma_Y^2} \quad (48)$$

Um valor de r^2 próximo a 1 indica uma forte correlação entre duas variáveis, seja negativa ou positiva. Dentro do modelo CAPM, o significado dessa medida indicaria a parte do risco oriundo de fontes de mercado, tais como taxa de juros, risco de inflação, etc. Enquanto que seu saldo $[1 - r^2]$ resultaria de componentes específicos da empresa.

Após o exposto, podemos então seguir com uma metodologia diferente dos autores citados anteriormente cuja preocupação foi demonstrar o risco de forma escalar. Em síntese, apresentaremos um referencial de risco das empresas do setor elétrico denominado *Análise Comparativa-Implícita de Risco de Portfólio (ACI-RP)*. Quanto aos critérios ou procedimentos, utilizaremos de

²³⁶ Como puderam ser verificadas em nossa análise, todas as retas estimadas tiveram seus valores bem próximos à origem.

²³⁷ (Damodaran, 2002)

“indicadores setoriais e intersetoriais” com dados extraídos da Capitalização Bursátil²³⁸ da BOVESPA.

Assim, nossa primeira atribuição corresponde à possibilidade de cálculo do “beta portfólio” por meio da regressão do CAPM, e em seguida, buscaremos verificar o comportamento padrão de risco das empresas que compõe cada índice setorial.

Diferente da classificação em escala, nossa maior preocupação será mostrar a associação “risco-retorno” por diferentes “classes de risco”. Considera-se, nesse sentido, como classe de risco, os principais índices de “carteira teórica” presentes na avaliação de mercado acionário incluso na base de dados da BOVESPA.

Inicialmente, baseamos em uma das principais propriedades do beta médio. Ou melhor, para análise apreendemos ao caso especial em que o beta médio de todos os títulos, quando ponderado pela proporção entre o valor de mercado de cada título e o da carteira de mercado, é igual a 1. Nestes termos, ao fazê-la teremos que:

$$\sum_{i=1}^N X_i \beta_i = 1 \quad (49)$$

Para efeito de comparação, examinamos a variação do retorno da classe de risco de empresas de “energia elétrica” em relação ao retorno da carteira de “mercado”. De forma semelhante, avaliamos o nível de sensibilidade com outras

²³⁸ Esses valores são apurados pelo resultado da multiplicação da quantidade de cada tipo/classe de ação de emissão da empresa pela respectiva de mercado. É importante que esse tipo de análise é uma aproximação dos índices de mercado e válido quando não existe discrepância na sua composição, para mais ou para menos, no número de empresas que o compõe. Ressaltamos, durante nossa análise não houve variações que pudessem comprometer os resultados. De qualquer forma, se consideramos um comportamento típico de “reversão à media” diríamos de no longo prazo estes indicadores de ajustariam em um certo equilíbrio.

classes. Uma intuição importante advinda seria sobre as diferentes possibilidades correlações geradas por esse tipo de abordagem.

É importante ressaltar que, o termo “implícito” é intuitivo, pois, considera que o mercado já esteja refletindo todas as variações dos preços dos títulos, como também o impacto da distribuição dos proventos. Isso também reduziria a necessidade de estabelecimento de alguns pressupostos.

Quanto à carteira de mercado, foram examinadas por meio de três “proxies” diferenciadas. Assim, seguindo nossa intuição, acreditávamos que tal aplicação nos levaria às diferentes distribuições de probabilidade do “risco-retorno”, conforme composição desses índices.

Grosso modo, apesar de o mercado utilizar em sua maioria o índice BOVESPA, no cálculo do CAPM existem outras possibilidades de “proxies” para mercado brasileiro de acordo com o grau de subjetividade e limitações da análise. Admitimos a partir daí que, tanto o IBrX 50 quanto o IBrX, seriam bons substitutos.

Todavia, apesar das diferentes suposições, segundo avaliações de mercado, dos três índices, o IBOVESPA seria o mais importante indicador de desempenho das cotações dos mercados de ações brasileiro e mais extremamente divulgado. Mesmo assim, resolvemos considerar outras aproximações, pois existem premissas interessantes em torno desses índices.

Por exemplo, o “IBrX 50” é um índice que mede o retorno total de uma carteira teórica composta por 50 ações selecionadas entre as mais negociadas na BOVESPA, em termos de “liquidez”, e ponderadas na carteira pelo valor de mercado das ações disponíveis à negociação [i.e. são títulos de alta negociabilidade].

Um outro índice mais amplo, o IBrX, é composto por 100 papéis escolhidos em relação de ações classificadas em ordem decrescente por

“liquidez”, de acordo com seu índice de negociabilidade com média dos últimos 12 meses.

Note-se que, se assumirmos o beta como uma medida “adequada” de sensibilidade, nos dois casos anteriores, estaremos comparando o desempenho do setor de energia elétrica em relação ao desempenho dos títulos de maior “liquidez”. Isso é possível, pois, nossa análise irá partir não apenas de um título individual, mas, em vez disso, consideraremos um portfólio de risco [i.e. a carteira de mercado representativa do setor de energia elétrica].

O principal indicador desse segmento é o Índice de Energia Elétrica (IEE)²³⁹, e constitui-se um instrumento pertinente na avaliação da *performance* do comportamento agregado do segmento econômico considerado. Como cálculo, utiliza-se o método de “igual ponderação por empresa em termos de Real aplicado”, de forma a assegurar que ação componente do IEE seja igualmente representada, em termos de valor, na carteira do índice.

Trata-se, na verdade, de uma lógica importante, visto que a participação equivalente das diferentes empresas no índice previne a possibilidade de uma empresa dominar a outra na sua composição.

Em suma, o IEE é composto pelas ações das empresas mais representativas do setor de energia elétrica listadas na BOVESPA, que têm igual peso na carteira teórica do índice. Por sua vez, essas ações devem atender aos seguintes critérios:

- a) Participação em termos de volume financeiro igual a no mínimo 0,01% do volume do mercado à vista [lote-padrão] da BOVESPA nos últimos doze meses;

²³⁹ O IEE corresponde ao primeiro índice setorial e foi lançado em agosto de 1996. Observe que essa sigla também fez referência à Indústria de Energia Elétrica em alguns momentos neste texto.

- b) Ter sido negociada em no mínimo 80% do total de pregões do período;
- c) Ter apresentado no mínimo 2 negócios por dia em pelo menos 80% dos pregões em que foi negociada.

Na época dessa pesquisa, as empresas que compunham o índice, num universo de 50 empresas em negociação na bolsa, eram treze [13] apenas. Se incluíssemos também as empresas não negociadas esse número seria inexpressivo em termos numéricos²⁴⁰. Mas, por outro lado, tais empresas representariam mais de 80% da produção de energia elétrica, o que tornaria esse número relevante para nossas aferições:

TABELA 54 Composição do IEE no período de análise.

<i>Código na Bosvepa</i>	<i>Ação</i>	<i>Tipo</i>	<i>Qtde. Teórica</i>	<i>Part. (%)</i>
GETI4	AES TIETE	PN *	700.000	7,902
CLSC6	CELESC	PNB N2	1.300	7,544
CMIG4	CEMIG	PN * N1	400.000	7,063
CESP6	CESP	PNB* N1	1.800.000	7,707
COCE5	COELCE	PNA*	3.800.000	7,86
CPL6	COPEL	PNB*	1.800.000	7,968
CPFE3	CPFL ENERGIA	ON NM	1.500	7,434
ELET6	ELETROBRAS	PNB* N1	900.000	7,33
ELPL6	ELETROPAULO	PNB* N2	400.000	7,467
ENBR3	ENERGIAS BR	ON NM	1.400	7,592
LIGT3	LIGHT S/A	ON * NM	1.910.000	8,239
TBLE3	TRACTEBEL	ON NM	2.400	7,813
TRPL4	TRAN PAULIST	PN * N1	1.500.000	8,081

Fonte: BOVESPA (2007). (*) Cotação por lote de mil ações.

Desse modo, apesar das dificuldades em encontrar o número representativo das empresas de energia elétrica que pudesse calcular o verdadeiro risco setorial, esse índice seria a principal instrumento de referência e semelhança de mercado. Sobre essa “edge”, em nossa análise, os valores de IEE

²⁴⁰ O nosso parâmetro corresponde a aproximadamente 1600 empresas.

punderam ser comparados em termos de risco e retorno médio com seguintes índices ou categorias de risco²⁴¹:

QUADRO 17 Índices e tipos dos principais papéis negociados na BOVESPA

Índice Bovespa Índice IBrX 50 Índice IBrX	“Proxy” da Carteira de Mercado
Índice ISE Índice IGC Índice ITAG Índice IVBX-2	“SRI” Investimentos Socialmente Responsáveis “GC” Ações com Governança Corporativa <i>Tag Along</i> Diferenciado Índice Valor Bovespa – 2ª Linha
Índice ITEL Índice INDX	Classe de risco “Telecomunicações” Classe de risco “Indústria”

Fonte: BOVESPA (2007).

Cabe ressaltar que o índice IEE está sendo considerado como um portfólio de comportamento específico, portanto, representando a indústria de energia elétrica. De igual forma, existiam no período analisado mais dois setores: Telecomunicações e Indústria. Além desses, foram também utilizados índices intersetoriais, tais como, o Índice de Governança Corporativa [IGC], o *Tag Along*, os Investimentos Socialmente Responsáveis [ISR] e o Índice Valor Bovespa [IVBx2] desenvolvido em conjunto pela BOVESPA e o Valor Econômico²⁴².

Considerando algumas dessas descrições, podemos notar que, o IGC representa categorias de empresas com bons níveis de governança corporativa. Essas, geralmente são negociadas no “novo mercado” ou estão classificadas no nível 1 e 2 da BOVESPA. Um outro exemplo seria o índice *Tag Along* que é composto por empresas que dão maiores garantias aos acionistas minoritários mediante o pagamento de um prêmio equivalente à diferença entre o valor de

²⁴¹ Como esse índice advém das ações das empresas de energia, é muito mais sensível ao valor da empresa do que qualquer outro ativo, por se tratar de um direito residual.

²⁴² Para simplificar iremos à terminologia de “índices específicos” para diferenciá-los dos “índices setoriais”.

mercado das ações e o valor pago por ação integrante do bloco de controle. Com isso presume-se menor “risco” para esse tipo de investimento.

Nos propósitos desta análise, os dados serão ajustados pela equação do CAPM para medir como o risco de mercado estaria afetando o conjunto de empresas que compõe o IEE. Do mesmo modo, que iremos comparar com outras classes de riscos, tal como havíamos proposto inicialmente. O quadro a seguir resume cada série de dados analisada e seus respectivos índices:

QUADRO 18 Índices utilizados na equação de regressão do CAPM

Índice	Período
IEE <i>versus</i> IBOVESPA, IBrX 50 e IBrX 100	Jan./1998 a Dez/2006
ISE <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Nov./2005 a Dez/2006
IGC <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Jun./ 2001 a Dez/2006
ITAG <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Dez./2002 a Dez/2006
IVBX-2 <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Jan./2001 a Dez/2006
ITEL <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Jan./2002 a Dez/2006
INDX <i>versus</i> IBOVESPA; IEE <i>versus</i> IBOVESPA	Jan./2000 a Dez/2006

Fonte: dados da pesquisa

Essencialmente, as avaliações seguiram o período disponível na base de dados da BOVESPA.

Seguindo as especificidades de cada índice, foram então realizadas análises entre o “risco-retorno” das diferentes classes, tendo como base o IEE. Quanto ao tipo de correlação, optamos por uma comparação que levasse em conta o tamanho de cada série específica (*cf.* quadro 18). Ou seja, o IEE obedeceria ao período de cada índice examinado.

A seguir iremos apresentar os principais passos em nosso método para cada nível de procedimento:

- a) Cálculo do retorno esperado mensal de cada portfólio específico conforme modelo a seguir:

$$E(R_{j,t}) = E\left[\frac{(P_{j,t} - P_{j,t-1})}{P_{j,t}}\right] \quad (50)$$

b) Aplicação do modelo CAPM para aproximação do risco.

$$R(I_j) = \alpha + \beta(R_M) + e_j \quad (51)$$

Onde,

- $R(I_j)$ = retorno do portfólio;
- $\beta(R_M)$ = retorno de Mercado Ajustado pelo Risco²⁴³;
- α = parâmetro alfa.

c) Cálculo dos retornos em duas unidades monetárias: *Real* [R\$] e *Dolar* [USD]. Isso faz sentido, visto que os resultados puderam também captar riscos de possíveis sobrevalorizações [subdesvalorização] cambiais. Neste caso, por ser um tipo de risco inerente a um mercado específico, o risco cambial geralmente é desconsiderado em algumas análises voltadas para a economia interna. Todavia, quando se quer relacionar a paridade de compra, seus efeitos devem ser amplamente discutidos e analisados. Principalmente em se tratando do setor de energia elétrica: segmento também dependente de transferências de recursos externos.

- d) Comparação dos índices específicos e setoriais com o IEE em relação ao mercado e as possíveis posições de risco: $\beta_j = 1$, quando o ativo replica o mercado; $\beta_j > 1$, para ativos mais agressivos e $\beta_j < 1$, para situações mais conservadoras.
- e) Aplicação das medidas de avaliação no contexto de retorno e risco: [a] Índice de SHARPE, $[E(R_j) - R_f] / \sigma_j$ e o [b] Índice de TREYNOR, $[E(R_j) - R_f] / \beta_j$.
- f) Aplicação do indicador de ajuste para que o beta reflita o risco total e não apenas do mercado²⁴⁴, $\beta_{TOTAL} = \beta_j / \sqrt{R^2}$. Por último, calcular o retorno em excesso por parcela de risco sistemático, $R_W = [E(R_j) - R_f] / R^2$.

Após a descrição do método, inicialmente apresentaremos a estatística de regressão para cada categoria de risco analisada. Vejamos a Tabela 55.

TABELA 55 Retorno médio dos índices setoriais e de portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência

	<i>Retorno Médio Mensal em % - R\$</i>	<i>Retorno Médio Mensal em % - US\$</i>	<i>Retorno Médio IEE em % - R\$</i>	<i>Retorno Médio IEE em % - US\$</i>
IBOVESPA	2,098%	1,877%	1,302%	1,27%
IBrX 50	2,122%	1,941%	1,302%	1,27%
IbrX 100	2,149%	1,841%	1,302%	1,27%

Continua...

²⁴³ Um estatístico definiria o beta da ação j como: $\beta = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2}$, onde σ_{im} é covariância

entre o retorno da ação j e o mercado e σ_m^2 é a variância do retorno no mercado.

²⁴⁴ Segundo Damodaran (2002) esse índice refletiria as estimativas de beta das empresas na qualidade de capital fechado.

TABELA 55 Continuação.

	<i>Retorno Médio Mensal em % - R\$</i>	<i>Retorno Médio Mensal em % - US\$</i>	<i>Retorno Médio IEE em % - R\$</i>	<i>Retorno Médio IEE em % - US\$</i>
ITEL	1,265%	1,862%	2,23%	3,01%
INDX	2,166%	2,200%	1,71%	1,96%
IVBX-2	1,951%	2,212%	1,64%	2,05%
ISE	6,791%	7,723%	2,77%	3,27%
ITAG	4,766%	5,858%	3,74%	4,93%
IGC	4,349%	4,868%	2,14%	2,78%

Fonte: dados da pesquisa

Note-se que, a posição de cada retorno evidencia uma escala de rentabilidade que sustentaria algumas argumentações sobre a existência de diferentes classes de risco²⁴⁵. Por exemplo, a rentabilidade do segmento de energia elétrica foi inferior ao industrial, ao passo que seu desempenho superou o de telecomunicações.

É possível também perceber que existe uma tendência padrão de comportamento cíclico entre os retornos setoriais e específicos. Desse modo, para os índices IGC, ITAG e ISE cujas séries são mais recentes, devido a certa combinação de fatores econômicos que influenciaram a economia, estes obtiveram melhor *performance* de retorno. Comparativamente, o IEE seguiu a mesma tendência quando o examinamos em períodos idênticos da série.

Por analogia, se os investimentos em ativos reais estiverem relacionando ao preço de atacado do capital, ou *vice-versa*, é possível que os resultados esperados sejam inferiores à reta característica. Especialmente porque, os retornos do IEE *performaram* logo abaixo da carteira de mercado, para todas as três “*proxies*” utilizadas nesse estudo.

Para complementar essa visão de equivalência aos investimentos com risco, vamos, então, mensurar a sensibilidade do retorno de cada *portfolio* com a

²⁴⁵ Mesmo que existam diferenças intra-setoriais de risco, devido ao comportamento padrão, as expectativas de retornos deverão ser diferentes para cada setor.

carteira de mercado. Normalmente, a medida mais apropriada para esse tipo de análise é o coeficiente *beta*. A tabela a seguir mostra o resumo dessa estimativa a partir de cada estatística de regressão (anexo 2):

TABELA 56 Beta médio dos índices setoriais e portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência

	<i>Beta Médio para retornos em R\$</i>	<i>Beta Médio para retornos em US\$</i>	<i>Beta Médio IEE – R\$</i>	<i>Beta Médio IEE – US\$</i>
IBrX 50			0,91687	1,0342
IbrX 100	IBOVESPA	IBOVESPA	0,89456	1,1459
			1,07378	1,1496
ITEL	0,8196	0,9411	1,1795	1,2111
INDX	0,7957	0,8440	1,0246	1,1225
IVBX-2	0,8374	0,9131	1,0841	1,1506
ISE	1,2175	0,7701	0,5113	0,7867
ITAG	0,8607	0,8889	0,4459	1,01465
IGC	1,1169	1,0632	1,1375	1,1699

Fonte: dados da pesquisa.

Observe que em relação aos dois índices de mercado [IBrX 50] e [IBrX 100] o IEE apresentou um caráter mais conservador, pois, no geral, sua volatilidade foi menor do que o mercado, [0,91687] e [0,89456] respectivamente. Assim, uma tendência é que no momento de alta as variações se mantenham abaixo do mercado. Enquanto que, as variações negativas sejam inferiores ao mercado no momento de baixa. Todavia, para o índice BOVESPA, esta relação foi o inverso.

Em comparação aos outros índices, o IEE se manteve mais agressivo. Desse modo, é facilmente observado que o valor de seu beta foi maior em relação aos apurados pelos índices ITEL, INDX, IVBX-2 e IGC. Por outro lado, o mesmo índice se manteve próximo ao índice de governança corporativa [IGC] com tendência à inversão de risco, quando calculados com a utilização de retornos em dólar.

Note-se que essa trajetória de inversão, também, ocorreu mais contundentemente quando o IEE foi comparado ao ITAG. Nestes termos, para os retornos em moeda nacional o risco relativo foi bastante conservador, pois permaneceu bem abaixo de 1, enquanto que em dólar a volatilidade média dos retornos se aproximou da carteira de mercado [IBOVESPA]. Portanto, devido a tais variações, inerentes a oscilação cambial, é possível sugerir uma forte influência desse tipo de risco para apuração do beta de mercado²⁴⁶.

Grosso modo, poder-se-ia também acreditar que para betas acima de 1 existiria uma tendência de se buscar retornos superiores aos do mercado, em que pese auferir retornos ainda menores do que o mercado no momento de baixa generalizada das cotações. Em vista disso, pelo menos no período observado, o IEE obteve um comportamento acima da “*proxy*” tradicionalmente utilizada, ou seja, o IBOVESPA.

TABELA 57 Estatística “R-quadrado” [parcela do risco sistemático ou risco não-diversificável]

	<i>R-quadrado para regressão em R\$</i>	<i>R-quadrado para regressão em US\$</i>	<i>R-quadrado IEE – R\$</i>	<i>R-quadrado IEE – US\$</i>
IBrX 50			0,5347	0,7384
IBrX 100	IBOVESPA	IBOVESPA	0,4811	0,7491
			0,6216	0,8019
ITEL	0,4926	0,7706	0,5389	0,7703
INDX	0,6158	0,8198	0,7255	0,4799
IVBX-2	0,7324	0,843	0,4843	0,7422
ISE	0,2373	0,2077	0,4140	0,7031
ITAG	0,7667	0,8607	0,3597	0,5717
IGC	0,6102	0,7854	0,5404	0,7686

Fonte: dados da pesquisa .

No que tange ao coeficiente de determinação [R-quadrado], sua principal importância consiste na mensuração da parcela sistemática do risco.

²⁴⁶ Pode-se inferir que no geral um investidor estrangeiro, não diversificado, deve esperar maior

Em termos práticos, o seu valor seria dado pela razão entre o risco diversificável e o risco total da carteira. Por exemplo, se uma carteira [ou, portfólio de investimento] replicasse exatamente o mercado, seu R-quadrado seria igual a 1. Em função disso, o seu saldo $[1-R^2]$ será atribuído ao risco específico da empresa.

Assim, no caso dos indicadores calculados na tabela 61, poder-se-á evidenciar dois tipos de comportamento: o de caráter conservador quando o R-quadrado aproxima de 1, ou o de caráter mais agressivo, quando R-quadrado aproxima de 0.

Em termos comparativos, nota-se que o setor de energia foi bem próximo ao setor de telecomunicações. Enquanto que, por exemplo, em comparação com o ITAG, o IEE foi mais decisivo no sentido de buscar ampliação dos seus retornos, ainda que corra risco maior pela presença mais forte de riscos específicos ou não-sistemáticos.

Por outro lado, poderíamos também argumentar sobre os limites de diversificação do setor, principalmente em relação à última coluna da referida tabela, quando esta variável, o R-quadrado, foi calculada utilizando valores em dólar. Logo, isto estaria refletindo diretamente no custo do capital.

É importante lembrar que, como indicador convencional, o R-quadrado proporciona uma medida da precisão de ajuste da regressão. Já no raciocínio financeiro, ele forneceria uma estimativa de risco [variância] da empresa ou portfólio que pode ser atribuído ao risco de mercado. Neste aspecto, ressaltamos que o período escolhido da série deverá influenciar significativamente em seus resultados.

prêmio devido às oscilações da moeda estrangeira.

TABELA 58 Desvio padrão dos retornos dos índices setoriais e específicos.

	Desvio Padrão Dos retornos – R\$	Desvio Padrão dos Retornos – US\$	Desvio	Desvio
			Padrão IEE – R\$	Padrão IEE – US\$
IBOVESPA	0,086	0,123	0,117	0,158
IBrX 50	0,094	0,131		
IBrX 100	0,091	0,119		
ITEL	0,077	0,115	0,104	0,146
INDX	0,068	0,097	0,101	0,138
IVBX-2	0,060	0,106	0,102	0,142
ISE	0,146	0,165	0,046	0,080
ITAG	0,065	0,085	0,097	0,124
IGC	0,094	0,129	0,101	0,142

Fonte: dados da pesquisa.

Na Tabela 58, estão relacionadas as volatilidades totais [desvio padrão] de cada classe de risco. Estes dados são aproximações suficientes para cálculo do índice de SHARPE, conforme observamos na Tabela 59.

TABELA 59 Índice de Sharpe

Taxa livre de Risco ²⁴⁷ 0,59% a.m.	Índice de Sharpe para retornos em - R\$	Índice de Sharpe para retornos em - US\$	Índice de	Índice de
			Sharpe IEE – R\$	Sharpe IEE – US\$
IBOVESPA	0,175	0,105	0,061	0,043
IBrX 50	0,163	0,103		
IBrX 100	0,171	0,105		
ITEL	0,088	0,111	0,158	0,166
INDX	0,232	0,166	0,111	0,099
IVBX-2	0,225	0,153	0,103	0,103
ISE	0,425	0,432	0,474	0,335
ITAG	0,642	0,620	0,325	0,350
IGC	0,400	0,332	0,153	0,155

Fonte: dados da pesquisa.

O índice de SHARPE se presta basicamente a análise de investidores individuais, sob a premissa, portanto, de que as pessoas investem em apenas um fundo [ou portfólio].

²⁴⁷ Como taxa livre de risco foi utilizado o valor da taxa de poupança utilizada em seções anteriores.

Como se pôde observar, no período analisado, o IEE manteve desempenho bem inferior ao mercado. Ou seja, em comparação carteira de mercado, representada pelas três “proxies”, o IEE apresentou remuneração pior por unidade de risco. Dentre os índices setoriais e específicos, pudemos também perceber que houve maior absorção dos riscos não-sistemáticos quando comparado ao seguimento de telecomunicações, ITEL. No entanto, isso não foi possível em relação aos outros indicadores.

Portanto, os resultados sugerem que o segmento de energia tem sido conservador na dimensão dos retornos, e ao menos no período observado, seu desempenho apresentou tal indicativo.

TABELA 60 Índice de Treynor

Taxa livre de Risco 0,59% a.m.	Índice de Treynor para retornos em - R\$	Índice de Treynor para retornos em - US\$	Índice de Treynor IEE - R\$	Índice de Treynor IEE - US\$
IBrX 50			0,0079983	0,0059647
IBrX 100			0,0066634	0,0059455
	IBOVESPA	IBOVESPA	0,0078037	0,006609
ITEL	0,00827843	0,0135533	0,0139339	0,0200107
INDX	0,01985045	0,0191173	0,0109653	0,0122361
IVBX-2	0,01629448	0,017802	0,0097177	0,0127195
ISE	0,05096099	0,0926698	0,0427049	0,0341108
ITAG	0,04855931	0,0593036	0,0707221	0,0428079
IGC	0,03368699	0,0402699	0,0136571	0,0187495

Fonte: dados da pesquisa

Em geral, o índice de Treynor interessa apenas as instituições financeiras aos quais negociam inúmeros fundos simultâneos. Nestes termos, a operacionalização simultânea de vários fundos acaba por representar uma rediversificação a qual elimina os riscos não-sistemáticos.

Cada beta individual representa o risco trazido pelo fundo [*portfólio*] para a instituição, ou na composição da carteira de mercado. No caso do segmento de energia, não surpreendente, seus resultados apresentarem a mesma

tendência do índice de SHARPE, assim, à primeira vista todos indicadores tiveram melhores performances que o IEE, significando que os mesmos estariam remunerando de forma superior cada unidade de risco sistemático. Todavia, seriam exceções os seguintes índices: ITEL, ITAG e IGC. Em tese, imagina-se que os gestores dessas empresas estariam menos preocupados em remunerar seus investidores por esse tipo de risco.

TABELA 61 Beta total dos índices setoriais e portfólios específicos em relação ao iee no mesmo período de referência

	Beta Total para retornos em - R\$	Beta Total para retornos em - US\$	Beta Total para retornos IEE - R\$	Beta Total para retornos IEE - US\$
IBrX 50			1,290	1,324
IBrX 100			1,362	1,284
	IBOVESPA	IBOVESPA	1,254	1,204
ITEL	1,168	1,072	1,607	1,380
INDX	1,014	0,932	1,203	1,620
IVBX-2	0,978	0,994	1,558	1,336
ISE	2,499	1,690	0,795	0,938
ITAG	0,983	0,958	0,743	1,342
IGC	1,430	1,200	1,547	1,334

Fonte: dados da pesquisa.

Em nossa próxima análise, iremos considerar o caso específico da dificuldade de diversificação das empresas de capital fechado. A diferença fundamental para os investimentos de risco desse tipo de empresa seria dada pelo custo patrimonial estimado por meio de um beta ajustado. Uma questão-chave corresponde à adequada mensuração e validação desse valor. Esta relação tem sido também examinada por Damodaran (2002c) do qual sugere que esse beta estaria entre o beta de mercado e o total, e dependeria do grau de diversificação do investidor em capital de risco.

Pressupõe-se, nesse sentido, que para os investimentos que se encontram diversificados entre as empresas de um mesmo setor, ter-se-ão,

conseqüentemente seu custo do patrimônio mais elevado do que o estimado por meio do mercado.

No caso do segmento de energia elétrica, tem demonstrado ser menos diversificado do que os outros segmentos. Assim, nessas circunstâncias, é razoável pensar que os retornos necessários para se atingir o *break-even-point* em seus investimentos, deverão ser maiores do que os projetados pelo modelo de mercado.

Com isso em mente, nossa última análise avaliou o prêmio de risco pela parcela do risco sistemático, ou coeficiente de determinação R-quadrado, conforme apresentado no quadro a seguir:

TABELA 62 Índice de retorno por parcela de risco sistemático

Taxa livre de Risco 0,59% a.m.	Índice de Retorno pela Parcela de Risco Sistemático (R\$)	Índice de Retorno pela Parcela de Risco Sistemático – US\$	Índice de Retorno pela Parcela de Risco Sistemático	Índice de Retorno pela Parcela de Risco Sistemático
			IEE – R\$	IEE – US\$
IBrX 50			0,0148722	0,0091243
IBrX 100			0,0115106	0,0085235
	IBOVESPA	IBOVESPA	0,0133813	0,0092565
ITEL	0,013773853	0,016552	0,0304973	0,0314618
INDX	0,025649562	0,0196816	0,0154859	0,0286205
IVBX-2	0,01863053	0,0192823	0,021753	0,0197184
ISE	0,261462284	0,3435965	0,0527415	0,0381667
ITAG	0,054512847	0,0612467	0,0876703	0,0759752
IGC	0,061660111	0,0545136	0,0287472	0,0285389

Fonte: dados da pesquisa.

É importante ressaltar que, apesar do segmento de Energia Elétrica buscar remunerar a parcela do risco sistemático, seus resultados mostraram mais conservadores do que os outros seguimentos analisados, com exceção do ITEL. Pelo menos, foi o que apresentou durante o período observado.

Isso implicaria, por um lado, maior capacidade na obtenção de resultados superiores ao projetado pelo mercado de alguns seguimentos, em relação ao outro. Todavia, é possível que as empresas de energia tenham dificuldade na obtenção de maiores retornos por unidade de risco devido à dificuldade de diversificação de certas categorias de risco, tais como o risco regulatório, cambiais e etc.

E, apesar de ser restritiva, nossa hipótese reforça alguns argumentos já citados em pesquisas anteriores sobre a baixa remuneração dos investimentos reais no setor de energia elétrica, todavia, bem menores do que suas ações de mercado (Note-se que, embora seus resultados sejam comparativamente baixo em relação a alguns índices, a *performance* de mercado das empresas de energia elétrica é bem maior do outras análises apresentadas neste texto, tabela 55). Desse modo, ou a abordagem da replicação de retorno é falha, ou não sabemos aplicar de forma adequada os modelos de precificação, ou em última análise, a racionalidade em avaliação ainda é bastante limitada e tendenciosa. Sugerimos, dessa maneira, novos estudos complementares a nossa abordagem.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A discussão central no decorrer do presente trabalho foi a problemática das práticas de investimentos, em ambientes regulados, sob as condições vigentes de incertezas a longo prazo. Desde já, ressaltamos que não era nossa pretensão chegar às verdades últimas sobre o tema. Aliás, finalizaremos com mais indagações sobre alguns aspectos comportamentais em avaliação de risco no setor de energia elétrica.

No tocante ao ambiente econômico, tendo em vista as suas implicações aos investimentos, fomos também encorajados a examinar as recentes mudanças na indústria de energia elétrica. Com efeito, verificamos toda uma reorientação por políticas de iniciativa ao investimento privado, embora exista ainda a participação de empresas estatais no setor.

A nossa perspectiva é a de que num futuro próximo a indústria de eletricidade se aproxime do modelo concorrencial de mercado²⁴⁸, sob o prisma da abordagem regulatória. Nestes termos, será de responsabilidade do órgão regulador aprimorar o atual modelo de equilíbrio dos sistemas de preços, levando em consideração não só processo de alocação de renda, mas também os princípios de eficiência dinâmica.

Sem apreendermos à retórica, argumentamos que é papel dessas agências atuarem sobre o processo de formação de preços e de alocação de recursos frente às incertezas ambientais. De fato a compreensão do crescimento, desenvolvimento e das mudanças econômicas estariam vinculadas às mudanças no campo institucional.

²⁴⁸ Apesar de remoto, a quem aposte na implantação de uma “bolsa de energia”. Grosso modo, isso irá aprimorar a eficiência de mercado, especialmente, o segmento de geração de energia.

Todavia, as divergências na condução do sistema de preços, do qual seria influenciado por algumas variáveis de intervenientes de incertezas²⁴⁹, além de aplicações de teorias ou instrumentos parcialmente testados, principalmente nos países emergentes, podem trazer disfunções no processo de alocação de recursos. Assim, é possível perceber, que as mudanças institucionais ocorrem quando seus mecanismos não se ajustam adequadamente aos processos econômicos e/ou não desempenham o papel de estabilizar as relações frente aos riscos.

Se observarmos as características específicas do processo de mudanças no setor de energia elétrica, veremos que as maiores preocupações estiveram relacionadas ao processo de reestruturação das formas de negociação e comercialização de energia. Nessa mesma linha, do ponto de vista da eficiência alocativa, foram também aperfeiçoados os instrumentos de controle e flexibilidade das relações econômicas, por meio da convivência entre o ambiente de contratação regulada e o ambiente livre.

Existe ainda a relevância do processo de complementaridade da matriz energética no país, cujos resultados deverão ser alcançados a médio e longo prazo. Significa dizer que os incrementos marginais de produção tenderão a uma economia de escopo ao longo dos anos.

Fator de importância particular são os investimentos do setor com utilização de bases alternativas à matriz “hidro”. Isso é indicativo favorável à redução do risco setorial. E, mesmo que não seja possível saber com devida precisão grau de diversificação, o próprio setor tem avaliado a importância desses investimentos como elemento de equilíbrio de longo prazo.

Complementando as noções de equilíbrio, a estrutura de mercado tem papel importante no comportamento da demanda e nos resultados das empresas do setor. Nesse ponto, persistimos nas questões que pudessem levar ao modelo

²⁴⁹ Tais como o consumo, a taxa interna de juros, capacidade de produção (geração) etc.

de competição praticado pela Indústria de Energia Elétrica, ou pelo menos, nos mostrassem um caminho a seguir em direção ao mesmo.

Foi nitidamente percebido a existência relativa da concentração de mercado e, apesar de certa estabilidade, já dá indícios ao um movimento reverso de desconcentração. Não seria por intermédio de mecanismos de “contestabilidade” como tem sugerido alguns trabalhos acadêmicos, mas por meio do controle das tarifas e da diversificação gradativa da matriz energética do país.

Deve-se, no entanto, levar em conta outras formas metodológicas de gerenciamento dos sistemas de preço e alocação de recursos tal como o desenvolvimento de uma “bolsa de energia”. Além disso, entendemos que o equilíbrio de preços, como em qualquer economia, dependa da equalização das forças entre os agentes que compõe esse mercado. Em decorrência disso, apesar da complexidade, se torna interessante experimentar outras formas de regulamentações mais flexíveis.

Temos convicção de que, se por um lado a vontade social é elemento importante no campo da regulamentação, por se tratar de utilidade pública, por outro, o crescimento empresarial é algo saudável ao desenvolvimento, além de gerador de renda, inclusive para o próprio sistema de políticas públicas e distribuição.

No que se refere aos aspectos da demanda agregada deixamos pouco a esse respeito. Em decorrência disso, faz sentido sugerirmos algumas discussões em termos de flutuações econômicas no setor. Cabe ressaltar que, a exemplo, no modelo keynesiano o investimento seria responsável pelas flutuações econômicas, tanto como um elemento de demanda de curto prazo - as atividades operacionais desde o início do processo de construção -, quanto um elemento de oferta de longo prazo, ao ampliar a capacidade produtiva.

Quanto ao comportamento de investimento, seria uma premissa lógica, considerar que investidor marginal seja sempre interessado no retorno de um ativo ao longo de sua existência. Em condições de risco, tal questão estaria relacionada tanto ao custo do investimento, quanto as condições do mercado de bens e serviços, no momento que o novo investimento entrar em operações (valor das tarifas, consumo, renda e produto no futuro). Nestes termos, *a priori*, estaremos lidando com o processo de formação de “expectativas”.

Tomando como referência essa hipótese, o problema passaria a ser de limitações da racionalidade dos investidores e/ou gestores sobre as probabilidades futuras²⁵⁰. E isso pode ocorrer durante o processo de tomada de decisão devido à criação de vieses sob certa conduta ou comportamento padrão.

Por exemplo, na seção 4.4 foram encontradas algumas incongruências nos resultados de algumas estimativas da taxa ajustada ao risco. Tal fato revelaria que as atuais práticas de aproximação do retorno esperado dos acionistas ainda trazem determinados vícios de aplicação.

A partir dessas limitações do comportamento podem surgir pelo menos quatro casos especiais: (1) estimativas não-viesada com baixa precisão e pouca acurácia; (2) estimativas viesada com baixa precisão e pouca acurácia; (3) estimativas não-viesadas com alta precisão e elevada acurácia e (4) estimativa viesada com alta precisão e pouca acuraria.

Quanto aos critérios observados, eles se tornariam mais divergentes diante de algumas subjetividades nas aplicações de instrumentos ou técnicas de avaliação tais como a rigidez de alguns pressupostos dos modelos de precificação de ativos. Como também, poder-se-ia estender tal consideração às práticas de regulação, por exemplo, os problemas de reajuste tarifários das empresas concessionárias de energia.

²⁵⁰ Ressaltamos que os principais fundamentos sobre a racionalidade limitada são creditados a Herbet Simon.

Em relação às variáveis determinantes do comportamento de investimento, permanece ainda uma indagação sobre o que poderia impulsionar os investimentos no segmento de energia elétrica.

Nessa linha, poder-se-ia sugerir algumas abordagens de cunho psicológico dos indivíduos no processo de alocação de recursos, avaliação e precificação de ativos, considerando a limitação na racionalidade, tanto dos investidores quanto dos gestores, expressadas nas decisões que impactam no equilíbrio de mercado.

Pode-se dizer também que o problema de limitação da racionalidade sob as incertezas seja um ponto de divergência com a hipótese de eficiência de mercado, base da Teoria Moderna de Finanças.

Sobre os possíveis vieses cognitivos, e até mesmo emocionais, que de fato poderiam ter influenciado alguns resultados encontrados, ou até mesmo as nossas análises, observamos que isso poderia ser fonte geradora da seguinte anomalia em avaliação: sobre-reação -, que ocorre quando as variáveis financeiras distanciam-se excessivamente, para mais ou para menos, de seus valores originais. Tal efeito pode estar relacionado ao que foi enfatizado por Linder (2005) na seção 2.4.3.

Existem ainda categorias mais específicas em termos comportamentais, são elas: (1) heurística da representatividade -, ocorre quando a decisão é tomada com base em estereótipo previamente formados; (2) excesso de confiança -, os indivíduos acreditam que suas estimativas com relação à precificação de ativos são mais precisas do que realmente são; (3) ancoragem -, processo de construção de valor final a partir da comparação com um valor inicial; (4) dissonância cognitiva -, é uma defesa psicológica que visa diminuir os efeitos de uma perda, e disponibilidade: está relacionada com o fato que os eventos mais frequentes

são mais facilmente lembrados que os não freqüentes, e os mais prováveis são lembrados que os improváveis²⁵¹.

Sob tal enfoque, a análise financeira de empresas, obviamente, tem algumas limitações ao explicar determinadas características comportamentais da gestão de investimento. Mesmo com o avanço da computação os problemas de avaliação ainda sim persistirão. Podem haver inúmeras abordagens como pano de fundo das estimativas das “expectativas”, mesmo assim, o conhecimento sobre o futuro é bastante limitado, reinando as incertezas, *a priori*, e ignorância sobre as condições vigentes de longo prazo.

Quanto à aceitação do elemento risco, pode-se dizer que é típico do comportamento “racional” de negócio. E, independente da forma de tratamento, esse elemento tem papel fundamental nas justificativas e criação de expectativas sobre o retorno exigido. Por exemplo, no decorrer de nosso trabalho, ficou bastante claro que o risco regulatório é um tipo de risco sistemático que se faz presente na remuneração dos acionistas. A tendência geral seria a redução desse risco, uma vez que, a confiança dos agentes aumenta através introdução de novos mecanismos de controle e melhoria nas relações contratuais.

Finalmente, pela abordagem comparativa sugerida ao final desse trabalho, foi possível perceber que o segmento de energia elétrica tem mantido o risco próximo à média de mercado, com variações devido à escolha do índice. Em geral, seus resultados foram maiores do que os índices de setores tal como o de Telecomunicações e Industrial, além dos índices específicos de mercado como IVBX-2 e IGC.

Todavia, apesar de ter buscado retornos acima da média de mercado, pode-se afirmar que esse segmento tem sido conservador na efetivação de tal

²⁵¹ Barbers et al. (2002). Veja também Tversky (1981).

conjectura. Isso poderia ser interpretado como uma possível dificuldade na obtenção de maiores retornos devidos a algumas imperfeições de caráter regulatório. Ou, melhor dizendo, suas principais empresas negociadas no mercado, não estariam remunerando algumas categorias de riscos inseridas nas expectativas dos acionistas. Por outro lado, temos que considerar que o conhecimento sobre uma correta avaliação de risco no setor ainda é impreciso, haja vista a *performance* de mercado desse segmento apresentarem maior do que algumas análises recentes.

Assim, em termos acadêmicos podemos concluir que este trabalho contribui na medida em que propõe a discussão conjunta de quatro categorias: investimento, regulação, mercado e risco. A partir dessa perspectiva, suscitamos maiores discussões acerca de aplicações de algumas métricas de avaliação do custo de oportunidade, bem como, uma maior compreensão das abordagens de avaliação de risco.

Quanto aos diferentes resultados entre o mercado de capitais, e alguns resultados apresentados de pesquisas subjacentes baseados em dados “financeiros” do segmento de energia, preferimos considerar como problemas de divergências tanto nas análises quanto nos mercados [mercado perfeitos *versus* mercados imperfeitos]. Nestes termos, enfatizamos que as avaliações de *performance* devem ser conduzida com maior cautela sobre as aplicações das abordagens de “*replicação de risco-retorno*”, bem como, maior compreensão sobre o processo de formação de expectativas nas decisões de investimento.

Enfim, entre outras coisas, consideramos pertinente a utilização uma abordagem metodológica diferenciada, tanto relacionada às evidenciações ao longo do texto, quanto na proposição de uma metodologia mais simples, não-tendenciosa, empreendida para avaliação de risco intitulada por esse autor como “*Abordagem Comparativa-implícita de Risco de Portfolio*” (ACI-RP).

APÊNDICES

APÊNDICE A

Variáveis determinantes dos investimentos no Brasil

Para ilustrar a questão das expectativas racionais como determinante de investimento este levantamento recentemente realizado em 2001 pela Confederação Nacional das Indústrias [CNI] que pesquisou em 727 empresas de 1998 a 2002.

Dentre os fatores determinantes dos investimentos, a rentabilidade foi apontada pela maioria das empresas pesquisadas como sendo motivo de investimento. Os resultados mostraram que [58,4%] deveriam permitir o aumento da rentabilidade, enquanto que [28,1%] delas disseram que tinham como expectativa preservar a rentabilidade e [13,4%] evitar prejuízo.

Em comparação aos resultados de uma pesquisa semelhante realizada pela CNI/CEPAL em 1996 houve um aumento em relação à previsão de rentabilidade que saltou de [38%] para os [58,4%] das empresas, enquanto que para evitar prejuízo diminuiu de [31%] para [13%]. A proporção de empresas que disseram esperar rentabilidade superior a [11%] sobre o capital investido no projeto de investimento, mais importante, saltou de [47%] para [59%], porcentual que sobe para [65%] entre as grandes empresas.

Ademais, [83,4%] das empresas consideraram a rentabilidade “atraente” ou “muito atraente”. Isto representou um aumento de [12,3%] em comparação a 1996. Tal expectativa foi pouco afetada pelo porte da empresa.

Foram também apresentados às empresas, 38 prováveis fatores determinantes de decisão de investir; agrupados em sete categorias. As empresas deveriam responder com que intensidade tais variáveis influenciaria essa decisão.

Dentre as questões relevantes, descobriu-se que o autofinanciamento tem afetado positivamente [58%] das empresas. Todavia, ao analisar os resultados desagregados por porte de empresas constatou-se que pouco mais da metade das pequenas empresas, apontaram a capacidade de autofinanciamento como algo desfavorável.

A disponibilidade ou o acesso ao financiamento de longo prazo foi apontado como favorável às decisões de investir por [49%] das empresas, porém esse percentual reduz-se para [39%] quando se consideram apenas as pequenas empresas. Conclui-se que, a oferta de financiamento de longo prazo apresenta como variável desfavorável para o crescimento dos investimentos.

Entre os determinantes macroeconômicos, a estabilidade foi ponto favorável, figurando em torno de [62%] das empresas. Um outro dado considerado relevante foi que [38%] das empresas encaram a inflação como fator desfavorável.

As empresas também se mostraram divididas na avaliação dos efeitos do ritmo de crescimento da economia e da taxa de câmbio sobre suas decisões. Pouco mais da metade delas diziam-se favoravelmente estimulada pelo crescimento do PIB, uma proporção, sugeriam que estavam cautelosas na avaliação do crescimento. Quanto às taxas de juros e a carga tributária apresentaram maior fator de desestímulo ao investimento no Brasil.

E por último, no que dizem respeito aos fatores de incertezas, todos foram considerados desfavoráveis ao investimento, como se estava esperando. Pelo menos [70%] das empresas consideradas identificaram como elemento de desestímulo ao investimento, ordenados do menor para o maior: o risco de crise internacional, as incertezas sobre as taxas de câmbio e sobre a política comercial, as incerteza sobre a sustentabilidade e crescimento econômico, a evolução do balanço de pagamento e as contas do governo [riscos

macroeconômicos]. Não houve referencia de micro-riscos ou riscos específicos como fontes de incertezas.

APÊNDICE B

Mercado de Leilões: volume de transação e variação da tarifaria energética no período de racionamento

Para avaliar os efeitos sobre os preços, resolvemos aplicar alguns ajustes estatísticos que fornecessem um modelo explicativo na época do racionamento. Assim, diante das várias possibilidades, parece que a tendência quadrática forneceria melhor ajustamento ao considerar as variáveis intervenientes MWh, Preço e à variável dependente Volume Negociado.

A expressão genérica desse modelo foi logo fornecida por meio da seguinte equação:

$$\hat{Y} = \beta_0 + B_1 X_i + B_2 X_i^2 + \varepsilon_i \quad (52)$$

Nesse caso, o resultado encontrado com base na análise de variância para a regressão pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\hat{Y} = -114313,93 + 161,2108 X_{MWhi} + 906,32 X_{preçoi} - 0,8309 X_{Preçoi}^2$$

Por se tratar de um período efetivamente curto, optou-se pelo ajuste nominal. Portanto, com base na equação de regressão ajustada, a interseção de Y, b_0 , calculada em -114313,93 a princípio não ofereceu nenhuma interpretação direta para esses dados.

Observe, entretanto, que existe um decréscimo no preço da energia que se acelera na medida em que se aumentam os volumes de negociação. Esse efeito pode ser verificado considerando um nível de significância de 0,05.

Em seguida, para testar a contribuição do efeito quadrático laçamos mão das seguintes hipóteses nula e alternativa: H_0 : a inclusão do efeito quadrático não aperfeiçoa significativamente o modelo [$B_{\text{preço}^2} = 0$]; H_1 : a inclusão do efeito quadrático aperfeiçoa significativamente o modelo [$B_{\text{preço}^2} \neq 0$]. No modelo de regressão temos $k = 2$, uma vez que existem duas variáveis explanatórias: preço [$X_{\text{preço}}$] e o seu quadrado [$X_{\text{preço}^2}$]. Portanto, com 75 observações e 72 graus de liberdade ($n - k - 1$), os valores críticos são -1,994 e +1,994.

Examinando-se pela estatística t, a variável explanatória quadrática do modelo [preço²] foi calculada em -2,8932997. Como o valor calculado é menor que o ponto crítico [$-2,89 < -1,994$], rejeita-se H_0 e conclui-se que existe uma relação quadrática significativa entre a média dos preços e o volume de negociação. Considerando-se dentro de um intervalo de confiança, a inclinação estimada da relação quadrática do preço estaria entre $-0,252280 < B_{\text{preço}^2} < -1,409532$. Essa estatística foi calculada através da subtração da inclinação pelo valor t crítico, multiplicado pelo erro padrão.

Alternativamente, a significância do modelo quadrático também foi testada através do teste F com valor crítico na distribuição de $3,35 < 173,4503 = F$ do modelo e valor-p $1,3314E-32 < 0,05$. Diante desses resultados, é possível afirmar que existência uma relação significativa, fornecida pela equação de ajuste, entre preço e volume de negociações.

E finalmente, o coeficiente de determinação múltiplo [R^2] foi calculado como 0,8799355, significando que [87,99%] da variação do volume negociado pode ser explicado através das variáveis incluídas para análise do modelo de regressão quadrática. Estes resultados são suficientes para ratificar no período, a existência de uma relação positiva entre as variações do volume de negociação na CCEE e as variações da tarifa energética no âmbito de geração.

Portanto, por mais fútil que pareça nossa análise, ela nos diz sobre a importância do mercado de leilões para controle da tarifas de energia elétrica. Poder-se-ia até sugerir que a implantação de uma “bolsa de energia” fosse mais apropriada para o equilíbrio desse mercado.

APÊNDICE C

Elasticidade - VN

Para examinar a sensibilidade do volume de negociação em relação ao aumento de agentes por meio do cruzamento dessas variáveis, uma vez que as prioridades do mercado de energia são a concorrência, o equilíbrio e a desconcentração de mercado, optamos pelo cálculo do coeficiente de elasticidade ajustado. Os dados foram extraídos da tabela

Em síntese, poderíamos argumentar que a elasticidade corresponde à medida da força de reação de uma grandeza econômica tomada como variável independente. A partir daí, assumiremos a quantidade de ingressos [ΔA] como variável independente, na qual, se relaciona com a variação do volume negociado [ΔVn] conforme a identidade $b = f(a)$. Assim, especificamente em nossa aplicação, iremos considerar a expressão a seguir como Elasticidade-Vn, ou do volume negociado:

$$e_{VN} = \frac{\Delta Vn}{\Delta A} \quad (53)$$

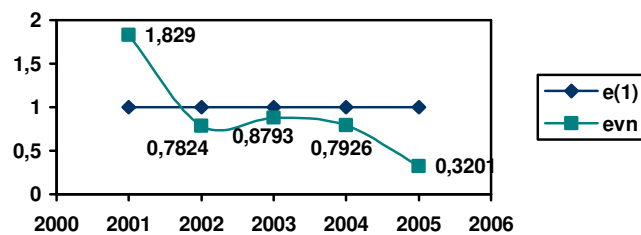


GRÁFICO 56 Elasticidade-Volume Negociado

Quanto aos resultados, o coeficiente poderá apresentar uma situação de sensibilidade de negociações em relação ao número de agentes quando for calculado positivamente maior do que 1. Da mesma forma em que, a situação de baixa sensibilidade ocorrerá quando o coeficiente apresentar entre 0 e 1 e unitária se for igual a 1.

Portanto, observamos, com exceção de 2001, que durante o período da análise existiu um comportamento inelástico entre o volume de negociação e o acréscimo de agentes. Em termos de significância, pode-se dizer que o grau de negociação foi inferior aos acréscimos de agentes na CCEE.

Em 2005, por exemplo, uma situação de inelasticidade esteve mais presente mesmo com o aumento de consumidores livres. Parece que a demanda unitária de energia para esses agentes é proporcionalmente menor. Por outro lado, é possível indagar sobre a existência de certa concentração nas negociações no ambiente regulado.

APÊNDICE D

QUADRO 19 Resumo dos Leilões realizados na CCEE

Tipo	Descrição	Resumo dos leilões
Leilão de Energia Excedente	Esse tipo de leilão tem como objetivo a compra e venda dos excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração decorrentes da liberação dos Contratos iniciais estabelecida pela Lei nº 9.648/98 e Equivalentes.	<p><u>Ano de 2002</u> [L1] Data: 19/09/02 - Preço médio: 50,11 Volume negociado: 48.449.688 MWh Duração dos Contratos: 2, 4 e 6 anos</p> <p><u>Ano de 2003</u> [L1] Realização: 27/05/2004, 8/12 contratos. [L2] Realização: 05/09/03, Preço Médio: 57,77 Volume Negociado: 912,2 MWh, duração: 6 meses a dois anos</p>
Leilão de Energia Existente	Esse tipo de leilão tem por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento à demanda de mercado das distribuidoras.	<p><u>Ano de 2004</u> [L1] Realização: 07/12/2004 Produto "Hidro": 2005-H08: Preço médio: R\$ 57,51; 2006-H08: R\$ 67,33; 2007-H08: R\$ 75,46 Volume Negociado: 2005-08: 634.938.912 KWh; 2006-08: 475.608.096 KWh; 2007-08: 82.190.016 KWh</p> <p><u>Ano de 2005</u> [L2] Realização: 02/04/2005 Produto "Hidro": 2008-H08 [L3 e L4] Realização: 11.10.2005 Produto "Hidro": 2006 -H03; 2009-H08 e 2010-H30 Produto "Termo": 2008-T15; 2009-T15 e 2010-T15</p> <p><u>Ano de 2006</u> [L4] Realização: 14/12/2006 Produto "Hidro": 2007-H08: R\$ 104,74 Volume Negociado: 14.306.112 MWh</p>

Continua...

QUADRO 19 Continuação.

Tipo	Descrição	Resumo dos leilões
Leilão de Energia nova	Esse tipo de leilão tem por objetivo a atendimento as necessidade de mercado das Distribuidoras e as autorizadas de serviço público de distribuição por meio de novos empreendimentos de Geração.	<p><u>Ano de 2005</u> [L1] Realização: 16/12/2005 Produto “Hidro”: 2008 –H30; 2009-H30 e 2010-H30 Produto “Termo”: 2008-T15; 2009-T15 e 2010-T15</p> <p><u>Ano de 2006</u> [L2] Realização: 29/06/2006 Produto “Hidro”: 2009-H30: R\$ 126,77 Volume Negociado: 270.331.104 MWh Produto “Termo”: 2009-T15: R\$ 132,39 Negociado: 85.982.688 MWh</p> <p>[L3] Realização: 10/10/2006 Produto “Hidro”: 2011-H30: R\$ 120,86 Volume Negociado: 149.642.448 MWh Produto “Termo”: 2011-T15: R\$ 137,44 Negociado: 70.350.360 MWh</p>
Leilão de Ajuste	Esse tipo de Leilão visa complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição até o limite de 1% dessa carga conforme Lei 10.848 de 15/03/2004 e previsto no artigo 26 do decreto nº 5.163 de 2004. Até o ano 2006 foi identificada a ocorrência dos leilões nas seguintes datas: 31/08/2005 [sem negociação]; 01/06 e 29/09/2006.	

Fonte: CCEE

APÊNDICE E

Complementaridade Termelétrica

Objetivando dar maior clareza às variações da produção termelétrica, foram realizados ajustes na série de dados com os valores obtidos no gráfico, tentando eliminar algumas variações cíclicas, irregulares, e/ou sazonais.

O procedimento estatístico utilizado foi o modelo de suavização exponencial simples [SES]²⁵². Esse modelo pode ser descrito matematicamente através da seguinte equação:

$$\bar{Z} = \alpha Z_t + (1 - \alpha)\bar{Z}_{t-1}, \quad \bar{Z}_0 = Z_1, \quad t = 1, \dots, n, \quad (54)$$

Onde \bar{Z} é denominado valor exponencialmente suavizado e α é a constante de suavização, $0 \leq \alpha \leq 1$. Uma vez que a escolha dessa constante é um tanto quanto subjetivo preferimos valores próximos de zero²⁵³ para efeito de ajustes da série (Morettin & Tolo, 2006).

Estatística descritiva da relação de complementaridade

<i>Estatística</i>	<i>Sem Ajuste</i>	SES ($\alpha=0,10$)	SES ($\alpha=0,075$)	SES ($\alpha=0,05$)
Média	0,090022644	0,087871955	0,087102978	0,08550658
Desvio padrão	0,022196873	0,010624947	0,008885481	0,00688801
Curtose	1,100639954	-0,269541104	-0,238856212	0,381075654
Assimetria	0,912062543	0,610981495	0,162712756	-0,718691035
Mínimo	0,049718874	0,067758638	0,068259743	0,068760848
Máximo	0,158058976	0,110903581	0,104271583	0,096000887

²⁵² Para melhor discussão sobre a SES veja, por exemplo: Granger & Newbold (1977), Brown (1962) e Morettin & Tolo (2006).

²⁵³ Em geral, quanto mais aleatória for a série estudada, menores serão os valores da constante de suavização. Assim, quanto menor for o valor de α mais estáveis serão as previsões finais, uma vez que a utilização de baixo valor de α implica em pesos maiores dados às observações passadas, e consequentemente, as flutuações aleatórias exercerão, no presente, peso menor.

Tal como define Zhou (2000) os coeficientes de assimetria e excesso de curtose mensura os desvios da distribuição normal que tem assimetria igual a 0 e curtose igual a 3. Partindo dessas hipóteses para o modelo ajustado, avaliamos que $\alpha = 0,075$ apresentou maior aproximação em relação aos outros ajustamentos.

Com já se esperava, no período de racionamento de energia houve maior despacho de energia termelétrica. No entanto, esta foi uma variação de comportamento irregular, de curta duração e sem repetição durante o período observado.

A partir da estatística descritiva verificou-se também, que a média da série sem ajustamento permaneceu em [9%] com desvio padrão de [2,2%] para menos e para mais. Nota-se que, o valor máximo em termos de representatividade foi calculado em [15,8%] justamente no período do racionamento. Nos anos mais recentes, após a crise de racionamento, parecem existir flutuações periódicas relativamente regulares de um período de dozes meses seguidos de movimentos descendentes e ascendentes. Isso revela movimentos cíclicos e sazonais incluídos na série temporal.

Ao reduzir tais efeitos por meio do ajustamento exponencial, foi possível perceber uma representatividade média, no período observado, variando entre [8,7%] e [8,5%] e desvio padrão respectivamente calculado em [0,88%] e [0,68%].

Em períodos de pico, verifica-se que a representatividade média das termelétricas no Sistema Integrado Nacional [SIN] corresponde a cerca de [10%] da produção energética. Em período com alto nível de armazenamento e/ou menor razão Demanda/Energia Firme, a representatividade estaria em torno de [7%].

Portanto, é possível concluir que, apesar dos acréscimos em geração termelétrica na capacidade total do país, possivelmente seus custos variáveis,

mais elevados, impedem maior utilização dessa fonte energética²⁵⁴. Assim, outras fontes, consideradas mais econômicas, deverão a médio e em longo prazo compor a matriz de geração do país.

²⁵⁴ Para melhores discussões dessa relação sugerimos o seguinte texto: Moreira et al. (2001).

APÊNDICE F

Grau de concentração dos Investimentos em Eficiência Energética

O principal objetivo Jannuzzi & Santos (2005) foi o de verificar a existência de concentração de investimentos em determinados tipos de projetos, além de detectar o comportamento de monopólio de determinadas empresas.

Ao todo foram encontradas 42 e 59 empresas do serviço de distribuição de energia respectivamente aos ciclos de 2002-03 e 2003-04. No período da pesquisa existiam 64 empresas prestadoras de serviço de distribuição.

Quanto à metodologia, os autores consideraram o volume de investimento para determinar o grupo das maiores empresas e diferenciá-las das menores. Isso seria necessário, pelo fato de que o índice IH, geralmente, favorecer às grandes empresas, pelo motivo de as parcelas de mercado serem representadas desproporcionalmente nesse índice, em comparação às pequenas empresas.

Nestes termos, o grupo das maiores foi formado pela CEMIG, COPEL, LIGHT, CPFL, BANDEIRANTE e ELETROPAULO. Para o grupo das menores, foram consideradas todas as outras empresas que participaram dos programas de investimento em eficiência energética entre 2002 e 2004.

Seus principais resultados podem ser resumidos conforme a seguir:

- a) No período observado, houve um aumento significativo no volume de investimento em eficiência energética, cerca de [40%] de acréscimos anuais somente pelas grandes empresas. Os investimentos dessas empresas também corresponderam a cerca de [60%] dos investimentos totais;

- b) Também ficou evidenciada uma maior contração de investimento por parte de algumas empresas. Em geral, a maior concentração foi em projetos de “iluminação pública” e investimentos no setor industrial, poder público e residencial. Segundo os autores, isso indicaria que as grandes empresas começam a buscar maior especialização e menor dispersão de investimento em vários tipos de projetos;
- c) Em relação às empresas menores, por existir um acréscimo médio de seus projetos, os autores entenderam que estas começaram a ter maior especialização dos tipos de projetos apresentados, o que evidenciaria uma escolha semelhante às apresentadas pelas grandes empresas.

Em geral, acreditava-se que as escolhas apresentadas pelas grandes empresas influenciavam na escolha dos tipos de projetos selecionados pelas pequenas empresas. Isso, de algum modo, abriria um precedente de discussão que deve ser considerado para estudos de concentração de mercado e políticas de investimentos no setor.

Assim, sob tal ótica, é possível indagar sobre influencia das grandes empresas no comportamento de investimentos das empresas menores e seus aspectos estratégicos contidos nessa avaliação. Poderíamos até sugerir com antecedência que, se o grau de especialização das empresas menores aumentarem, o processo desconcentração de mercado, em contra partida, poderia também acelerar.

APÊNDICE G

Determinantes da Estrutura de Capital

Para discussões sobre estrutura de capital, consideramos importante examinar as argumentações de Zysman (1983) que elaborou um conjunto de fundamentos para mostrar que o sistema financeiro, presente em cada país, pode favorecer determinadas estruturas de capital das firmas, condicionar processos distintos de ajustes, ou, reestruturações, dando origem há resultados econômicos diferenciados.

Na verdade, seriam três os tipos de categorias existentes de sistema financeiro citadas pelo autor:

- a) **Modelo baseado em mercado de capitais.** Com recursos alocados por intermédio dos preços, formados em mercados competitivos. Nesse modelo, as transações acontecem por meio de intermediários financeiros e mercados de capitais. Ao invés de investirem em companhias específicas, os bancos e instituições financeiras administram portfólios, procurando maximizar seu retorno e diversificar o risco.
- b) **Modelo baseado no crédito e atuação do governo.** Através de preços fixados pelo governo, os empréstimos de longo prazo tornam mais estreitas às relações entre os bancos e as instituições financeiras de um lado, e as firmas de outro. Geralmente, em caso de uma situação de dificuldade da firma, os credores tendem a reagir aumentando o controle exercido, passando a monitorá-la mais de perto.

- c) **Modelo baseado no crédito com preços fixados.** Aqui, o modelo também seria baseado no crédito, no entanto, os preços seriam fixados pelas grandes instituições financeiras com grande poder de mercado.

É importante salientar que, quando existe presença direta do governo no sistema financeiro, poderá haver favorecimento de alguns setores em relação a outros, seja com políticas creditícias, fiscais ou outras.

Zysman (1983) também observou que, nos países em que os mercados de capitais surgiram para financiar o desenvolvimento industrial, os empréstimos bancários limitam-se a usos de curto prazo. Assim, firmas com planos de investimentos de longo prazo utilizam recursos próprios e emitem ações, e os recursos de empréstimos bancários são utilizados somente para o curto prazo.

Nos países em que os mercados de capitais são poucos desenvolvidos, existem instituições financeiras especializadas para preencher esta lacuna.

Na verdade, essas discussões recaem sobre qual instrumento seria mais adequado para estimular o crescimento das empresas. Apesar disso, Zysman (1983) sugere que, do ponto de vista de quem busca recursos para investir, o modelo baseado em crédito representa uma segurança, pois, quando ocorre uma perda por parte do credor, pode ser a contrapartida necessária para que o devedor se recupere financeiramente.

Todavia, argumenta-se que quanto maior a dependência das empresas em relação aos empréstimos, maior a influência das instituições financeiras, visto que os empréstimos têm que ser pagos independente do retorno sobre o investimento, lucro das empresas ou ações.

Devido ao risco de vulnerabilidade, as empresas geralmente só buscam empréstimos bancários de longo prazo quando o seu crescimento exceder o capital que elas podem obter dos lucros retidos mais emissões. Motivo pelo qual,

uma das conseqüências clássicas dos sistemas baseados em crédito tenderem a ser relacionados com experiências de crescimento tardio ou acelerados e, freqüentemente, com apoio do Estado²⁵⁵.

Por outro lado, uma das principais vantagens dos sistemas baseados em mercado é a possibilidade de que o investimento de longo prazo seja realizado sem que o investidor tenha que reter o título ou ação por todo o período do investimento. Nesse aspecto, existem dois pontos importantes: primeiro, a liquidez resultante ampliaria a oferta de capital para novos investimentos. Segundo, como conseqüência, poder-se-ia dificultar a realização de projetos de prazos mais longos e gerar maior volatilidade do capital financeiro, prejudicando assim os investimentos em capital produtivo.

²⁵⁵ Do ponto de vista macroeconômico, o modelo do baseado em crédito é mais favorável à interferência do Estado que poderá utilizar instrumentos e fundamentos de política econômica para alavancar o processo de investimento.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. Production, information cost and economic organization. **American Economic Review**, v. 62, n. 5, p. 777-795, 1972.

ALEXANDER, I.; ESTACHE, A.; OLIVERI, A. **A few thing transport regulators should know about risk and the cost of capital**. Washington: Policy Research Working, 1999. (Policy Research Working Paper Series, 2.151).

AMIHUD, Y.; MENDELSON, H. Asset pricing and the bid-ask spread. **Journal of Financial Economics**, v. 17, n. 2, p. 223-249, Dec. 1986a.

AMIHUD, Y.; MENDELSON, H. Liquidity and stock returns. **Financial Analysts Journal**, v. 42, n. 3, p. 43-48, May/June 1986b.

AMIHUD, Y.; MENDELSON, H. Liquidity, assets prices and financial policy. **Financial Analysts Journal**, v. 47, n. 6, p. 56-66, Nov./Dec. 1991.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **As perspectivas para o setor elétrico**. Araraquara, 1998. Slides.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade. **Resultados do programa de eficiência energética**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 abr. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Eficiência energética. In: _____. **Despachos dos projetos apresentados pelas Empresas do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica para PEE do Ciclo 2003/2004**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 abr. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Potência instalada e leis**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 jul. 2007.

ARROW, K. L.; DEBREU, G. Existence of an equilibrium for a competitive economy. **Econometria**, v. 22, p. 265-290, 1954.

ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

AES Tietê. **Dados sobre capacidade e custos**. Disponível em <<http://www.aestiete.com.br>> Acesso em: 20 Jul. 2006.

AWH, R. Y. **Microeconomics, theory and applications**. New York: J. Willey, 1976. p. 3.

BANCO CENTRAL. **Relatório informativo Focus**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em: 15 nov. 2006.

BANCO CENTRAL. **Séries temporais**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em: 15 nov. 2007.

BANZ, R. W. The relationships between return and market value of common stocks. **Journal of Financial Economics**, Elsevier, v. 9, n. 1, p. 3-18, 1981.

BARBERS, N.; THALER, R. **A survey of behavioral finance. social science research network**. set. 2002. Disponível em: <<http://ssrn.com/abstract=327880>>; <http://pt.wikipedia.org/wiki/Finan%C3%A7as_comportamentais>. Acesso em: 12 abr. 2007.

BASSO, C.; SILVA, R. Reflexões sobre a regulamentação. **RAC**, v. 4, n. 2, p. 67-85, maio/ago. 2000.

BASU, S. Investment performance of common stocks in relation to their price-earnings ratios: a test of market efficiency. **Journal of Finance**, v. 32, p. 663-682, June 1997.

BAUMOL, W. Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure. **American Economic Review**, v. 72, n. 1, p. 1-15, 1982.

BEAVER, W.; KETTLER, P.; SCHOLLES, M. The association between market determined and accounting risk measures. **Accounting Review**, v. 45, n. 4, p. 654-682, Oct. 1970.

BERNSTEIN, P. L. **Capital ideas: the improbable origins of modern Wall Street**. New York: Free, 1992.

BERNSTEIN, P. **Desafio dos deuses: a fascinante história do risco**. 2.ed. Rio de Janeiro: Campos, 1997.

BESSIS, J. **Risk management in banking**. United Kingdom: J. Wiley, 1998.

BLACK, F. Toward a fully automated stock exchange. **Financial Analysts Journal**, v. 27, n.4, p. 29-44, July/Aug. 1971.

BLACK, F. Beta and return. **Journal of Portfolio Management**, v. 20, n. 1, p. 8-18, Fall, 1993a.

BLACK, F. Estimating expected return. **Financial Analysts Journal**, p. 36-38, Sept. 1993b.

BLACK, F.; JENSEN, M.; SCHOLES, M. The capital asset pricing model: some empirical test. In: MICHAEL, C.; JENSEN, M. (Ed.). **Studies in the theory of capital markets**. New York: Praeger, 1972. p. 79-121.

BÖHM-BAWERK, E. V. **Capital e interés-historia y crítica de las teorías sobre el interés**. México: Fondo de Cultura Econômica, 1947 (Primeira edição alemã, 1884).

BOLSA DE VALORES DE SÃO PAULO. **Estimativas de mercado e cotações**. Disponível em: <<http://www.bovespa.com.br>>. Acesso em: 15 maio 2007.

BORN, P. H. L.; ALMEIDA, A. A. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. **Revista de la CIER**, n. 26, dez. 1998. (SEMINÁRIO INTERNACIONAL DA CIER, Quito, Equador). Disponível: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/born.doc>>. Acesso em: 15 abr. 2007.

BORN, P. H. S.; NAGAYAMA, M. U. Uma abordagem marginalista das mudanças estruturais no setor elétrico. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO, 4., 1996. **Anais...** Vitória, 1996.

BOWER, J. L. **Managing the resource allocation process: a study of corporate planning and investment**. Cambridge, MA: Harvard Business School, 1970.

BRASIL, H. **Estrutura de capital e comportamento financeiro da firma**. 1997. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BRASIL, H. **Avaliação moderna de investimento**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

- BRASIL, H.; FLEURIET, M. Fluxo de caixa e análise do posicionamento estratégico. **Revista de Economia e Administração**, v. 2, n. 4, out./dez. 2003.
- BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Principles of corporate finance**. 4.ed. New York: McGraw-Hill, 1991.
- BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Principles of corporate finance**. 5.ed. New York: McGraw-Hill, 1997.
- BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Finanças corporativas: investimento de capital e avaliação**. Porto Alegre: Bookman, 2006.
- BRENNAN, J. Taxes, market valuation and corporation financial policy. **National Tax Journal**, v. 26, p. 417-427, 1970.
- BRESSER-PEREIRA, L. C. **Acumulação do capital, lucros e juros**. São Paulo: FGV, 1991. (Texto para Discussão, 4).
- BRESSER-PEREIRA, L. C.; NAKANO, Y. Uma estratégia de desenvolvimento com estabilidade. **Revista de Economia Política**, v. 22, n. 3, p.87, jun./set. 2002.
- BRITO, N. R. O. **Gestão de investimentos**. São Paulo: Atlas, 1989.
- BROWN, R. G. **Smoothing, forecasting and prediction of discrete time series**. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1962.
- BRUNI, A. L. **Risco, retorno e equilíbrio**: uma análise do modelo de precificação de ativos financeiros na avaliação de ações negociadas na Bovespa (1988-1996). 1998. Dissertação (Mestrado em Administração) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Universidade de São Paulo, São Paulo.
- BUSSAB, W. de O.; MORETTIN, P. A. **Estatística básica**. 5.ed. São Paulo: Saraiva, 2004.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilão, tarifas, participação do agentes**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 12 abr. 2007.

CAMPBELL, J. Y.; LO, A. W.; MACKINLAY, A. C. **The econometrics of financial markets**. New Jersey: Princeton University, 1997.

CARTER, C. F.; WILLIAMS B. R. **Investment in innovation**. London, U.K.: Oxford University, 1958. p. vii.

CATAPAN, E. A.; HEIDEMANN, F. G. Cálculo do custo de capital como método do de avaliar empresas: variáveis essenciais. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 22., 2002, Curitiba. **Anais...** Curitiba: ABEPRO, 2002.

CLARKE, R. **Industrial economics**. Oxford: B. Blackwell, 1988. 1985.

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE. **Principales indicadores trimestrales**. Disponível em: <<http://www.eclac.org/>>. Acesso em: 10 abr. 2007.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. Comissão Econômica para América Latina. **Investimentos na indústria brasileira: 1998-2002**. Brasília, 2001. 103 p.

COOPERS & LYBRAND. **Relatório consolidado etapa VII: projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro – RE-SEB**. Brasília, 1997. v. 2, Relatório.

COPELAND, T.; ANTIKAROV, V. **Opções reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimento**. Tradução de Maria José Cyhlar. Rio de Janeiro: Campos, 2001.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. **Avaliação de empresas valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas**. São Paulo: Makron Books, 2000.

COPELAND, T.; WESTON, J. F. **Financial theory and corporate policy**. 3.ed. Massachusetts: Addison-Wesley, 1992.

DAMODARAN, A. **Corporate finance: theory and practice**. New York: J. Wiley, 1997.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002a.

- DAMODARAN, A. **Finanças corporativas aplicadas: manual do usuário**. Porto Alegre: Bookman, 2002b.
- DAMODARAN, A. **A face oculta da avaliação**. São Paulo: Makron Books, 2002c.
- DEAN, J. Measuring the productivity of capital. **Harvard Business Review**, v. 32, n. 1, p. 122, Jan./Feb. 1954.
- DELGADO, M. A. P. **A expansão de oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo**. Rio de Janeiro: UFRJ: COPPE. Programa de Planejamento Energético, 2003.
- DEMSETZ, H. Why regulate utilities? **Journal of Law and Economic**, Chicago, v. 11, p. 55-66, Apr. 1968.
- DIXIT, A.; PINDYCK, R. **Investment under uncertainty**. New Jersey: Prentice Hall, 1994.
- DOWNES, J.; GOODMAN, J. E. **Dictionary of finance and investment terms**. 2.ed. Hauppauge, NY: Barron's, 2003.
- DURAND, D. Costs of debt and equity funds for business: trends and problems of measurement in nat. In: CONFERENCE ON RESEARCH IN BUSINESS FINANCE, 1952, New York. **Proceedings...** New York: Bureau Economic Research, 1952. p. 215-247.
- DYNER, I.; LARSEN, E. R. From Planning to strategy and electricity industry. **Energy Policy**. Elsevier, v. 21, n. 15, p. 1335-1356, Dec. 2001.
- ELMO, F. T. 2003. **Testando empiricamente o CAPM condicional dos retornos esperados de portfolios do mercado brasileiro, argentino e chileno**. 2003. Tese. (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Produção, perda e consumo de energia elétrica**. Disponível em: <<http://ben.epe.gov.br/BEN2006>>. 2006. Acesso em: 20 abr. 2007.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Produção, perda e consumo de energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. 2006. Acesso em: 20 abr. 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Cadastrros para leilões e projetos.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 05 maio 2007.

ESTACHE, A.; GUASCH, J. L.; TRUJILLO, L. **Price caps, efficiency payoffs and infrastructure:** contract renegotiation in Latin América. Washington: Policy Research, 2003a (Policy Research Working Paper Series, 3.129).

ESTACHE, A.; PARDINA, M.; SEMBER, G. **An introduction to financial and economic modeling for utility regulation.** Washington: Policy Research, 2003b. (Policy Research Working Paper Series, 3.001).

ESTACHE, A. PINGLO, M. **Are returns to private infrastructure in developing countries consistent with risk since the Asian Crises?** Washington: Policy Research, 2004. (Policy Research Working Paper Series, 3.373).

FAMA, E. F. The behavior of stock markets prices. **Journal of Business**, v. 38, p. 34-105, Jan. 1965.

FAMA, E. F. Efficient capital markets: a review of theory and empirical work. **Journal of Finance**, v. 25, n. 2, p. 383-417, May 1970.

FAMA, E. F. **Foundations of finance.** New York: Basic Books, 1976.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. The cross-section of expected returns. **Journal of Finance**, v. 47, n. 2, p. 427-466, 1992.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. Common risk factors in the returns on stocks and bonds. **Journal of Financial Economic**, v. 3, n. 1, p. 3-56, 1993.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. The CAPM is wanted, dead or alive. **Journal of Finance**, v. 51, n. 5, p. 1947-1958, dez. 1996.

FAMA E. F.; MACBETH, J. D. Risk, return and equilibrium: empirical tests. **Journal of Political Economy**, v. 81, p. 607-637, May/June 1973.

FERREIRA, J. A. **Finanças corporativas: conceito e aplicações.** São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005.

FIANI, R. **Teoria da regula econômica:** estado atual e perspectivas futuras. Rio de Janeiro: UFRJ, Instituto de Economia, 1998. 40p. (Texto para Discussão, 483)

FIANI, R. Tendências da regulação econômica no caso brasileiro: uma reflexão a partir do debate internacional. UFRJ-IE. **Revista de Economia e Contemporânea**. No prelo. Número Especial. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/revista/nukleo/img/pdf.gif>>. Acesso em: 10 out. 2007

FIORI, J. L. **Proposta de modelo institucional**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2003.

FRANCIS, J. C. **Investments: analysis and management**. 5.ed. New York: McGraw-Hill, 1972.

FRANCIS, J. C. **Investments: analysis and management**. 5.ed. New York: McGraw-Hill, 1991.

FRIEND, I.; BLUME, M. Measurement of portfolio performance under uncertainty. **American Economic Review**, v. 60, n. 4, p. 561-575, Sept. 1970.

FURNAS Centrais Elétricas S/A. **Produtividade**. Disponível em: <<http://www.furnas.com.br/hotsites/anuario2005>>. Acesso em: 30 abr. 2007.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J.; LAMB, R. **Decisões de investimento da empresa**. São Paulo: Atlas, 1999.

GARCIA, G. P.; NOVAES FILHO, W. **Fundamentos econômicos afetam o risco Brasil?** (Texto de Discussão). Disponível em: <<http://www.econ.puc-rio.br>>. Acesso em: 15 abr. 2007

GARÓFALO, G. L.; CARVALHO, L. C. P. **Teoria microeconômica**. São Paulo: Atlas, 1985.

GLEIZER, S. As negociações necessárias na regulação de serviços públicos concedidos.

In: CONGRESO INTERNACIONAL DEL CLAD SOBRE LA REFORMA DEL ESTADO Y DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA, 10., 2005, Santiago. **Proceedings...** Santiago, Chile: 2005.

GONÇALVES Jr., C. **Ajusted present value (apv): avaliação de negócios com taxas de desconto diferenciada**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG.

GRANGER, C. W. J.; NEWBOLD, J. P. **Forecasting economic time series**. New York: Academic, 1977.

GREEN, R. C.; RYDQVIST, K. The valuation of nonsystematic risks and the pricing of pricing of swedish lottery bonds. **Review of Financial Studies**, v. 10, 1997.

GRINOLD, R. C. **Is Beta dead again?** 1993. Disponível em: <<http://www.barra.com/ResearchPub/BarraPub/ibda-n.html>>. Acesso em: 01 fev. 2007.

HAMADA, R. The effect of the firm's capital structure on the on the systematic risk of common stock. **Journal of Finance**, v. 27. n. 2, p. 435-452, May 1972.

HELFFERT, E. A. Checkpoints for administering capital expenditures. **California Management Review**, v. 2, p. 97, Issue 3, 1960.

HERCOVICI, A. **Concorrência e natureza da regulação**: uma avaliação da metodologia empregada na revisão tarifária da ESCELSA. Rio de Janeiro: NUCA – Instituto de Economia – UFRJ, 2002.

HERCOVICI, A. Nova economia, financeirização e tecnologia da informação e da comunicação. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA POLÍTICA, 7., 2002, Curitiba. **Anais...** Curitiba: ANPEC, 2002.

HERDERSON, R. Improving the performance of capital project planning. **Cost & Management**, v. 45, p. 34, Sept./Oct. 1971.

HONKO, J. **Investment decision in finnish industry**. Helsinki, Finland: Oy Weilin & Göös Ab, 1966. p. 71.

HULL, J. C. **Options, futures and other derivative securities**. 3.ed. New Jersey: Prentice Hall, 1997.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice electricity**. West Sussex, England: J. Wiley, 1996.

HURWICZ, L. **Studies in resource allocation process**. Cambridge: Cambridge University, 1977.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY **Taxa de crescimento**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table63.xls>>. Acesso em: 15 dez. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics**. 2005. Relatório de pesquisa. Disponível em: <<http://www.iea.org/books>>. Acesso em: 10 abr. 2007.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Séries temporais**. Disponível em: <www.ipea.gov.br>. Acesso em: 15 abr. 2007.

INVERTIA. **Séries temporais**. Disponível em: <<http://br.invertia.com/mercados/divisas>>. Acesso em: 20 maio 2007.

INVESTIDOR PROFICIONAL. **Retornos de índices**. Disponível em: <<http://www.investidorprofissional.com.br>>. Acesso em: 20 março 2007.

JAGANNATHAN, R.; MCGRATTAN, E. R. The CAPM debate. **Federal Reserve Bank of Minneapolis Quartely**, v. 19, n. 4, p. 2-17, Fall 1995.

JAGANNATHAN, R.; WANG, Zh. The CAPM is alive and Well. **Research Department Staff Report 165**. Federal Reserve Bank of Minneapolis, 1993.

JAGANNATHAN, R.; WANG, Z. The conditional CAPM and the cross-section of expected returns. **Journal of Finance**, v. 51, n. 1, p. 3-53, Mar. 1996.

JANNUZZI, G. M.; SANTOS, H. T. M. dos. **Análise de investimento no programa de eficiência energética das concessionárias de distribuição de eletricidade**. Campinas: UNICAMP, 2005.

JENSEN, M. C. Capital market: theory and evidence. **Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 3, n. 2, p. 357-398, Oct. 1972.

JENSEN, M. C. Some anomalous evidence regarding market efficiency. **Journal of Financial Economics**, v. 6, p. 95-101, June/Sept. 1978.

JOG, V.; SRIVASTAVA, A. K. Capital budgeting practices in corporate Canadá. **Financial Practice and Education**, v. 5, n.1, p. 37-43, Fall/Winter, 2005.

JONHSON, B. B. et al. **Serviços públicos no Brasil**. São Paulo: Pioneira, 1983.

JORGENSON, D. W.; SIEBERT, C. A comparison of alternative theories of corporate investment behavior. **American Economic Review**, v. 58, n. 4, Sept. 1968.

JORION, P. **Value at risk** – a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

KALECKI, M. **Selected essays on the dynamics of the capitalist economy**. Cambridge: Cambridge University, 1971.

KALECKI, M. **Teoria da dinâmica econômica**. São Paulo: Nova Cultural, 1985.

KASSAI, J. R.; KASSAI, S. Balanço perguntado: solução para as pequenas empresas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 8., 2001, São Leopoldo. **Anais...** São Leopoldo, RS: Associação Brasileira de Custos, 2001.

NAKAO, A. N. **Escala hierárquica de risco setorial (EHRS) das pequenas empresas** – um estudo de caso. 2003. 134 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. Faculdade de Economia e Administração, São Paulo.

KASSAI, J. R.; CORRAR, L. J. ; NAKAO, A. N. **Escala hierárquica de risco setorial das empresas brasileiras**. FEA/USP. Disponível em: <<http://www.eac.fea.usp.br/congressosp/congresso3/trabalho/211.pdf>>. Acesso em: 2 jun. 2006.

KASZNAR, I. K. **Finanças internacionais para bancos e indústria**. Rio de Janeiro: IBMEC, 1990. 418 p.

KEYNES, J. M. **A teoria geral do emprego, do juro e da moeda**. São Paulo: Atlas, 1992. (Primeira edição 1936).

KLAMMER, T. Empirical evidence on the adoption of sophisticated capital budgeting techniques. **Journal of Business**, v. 45, n.3, p. 387-397, July 1972.

KNIGHT, F. H. **Risk, uncertainty and profit**. Cambridge: Harvard University, 1921.

KOTHARI, S. P.; SHANKEN, J.; SLOAN, R. G. Another look the cross-section of expected stock returns. **Journal of Finance**, v. 50, n. 1, p. 185-224, Mar. 1995.

LAKONISHOK, J.; SHAPIRO, A. C. Stock returns, Beta, Variance an Size: an empirical analysis. **Financial Analysts Journal**, v. 40, n. 4, p. 36-41, July/Aug. 1984.

LEFTWICH, R. H. **O sistema de preços e a alocação de recursos**. 8.ed. São Paulo: Pioneira, 1997.

LEITE, H. P.; SANVICENTE, A. Z. **Índice Bovespa: um padrão para os investimentos brasileiros**. São Paulo: Atlas, 1995.

LEVINE, D. M.; STEPHAN, D.; KREHBIEL, T.; BERENSON, M. L. **Estatística – teoria e aplicações usando o Microsoft® Excel**. 3.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

LEVY, H. Equilibrium in an imperfect market: a constraint on the number of securities in the portfolio. **American Economic Review**, v. 68, n. 4, p. 643-658, Sept. 1978.

LINDER, S. **Fifty years of research on accuracy of capital expenditure project estimates: a review of the findings and their validity**. Germany: WHU. Center for Research in Controllershship and Management, 2005.

LINTNER, J. H. The evaluation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. **Review of Economics and Statistics**, v. 47, n. 1, p. 13-37, Feb. 1965.

LINTNER, J. H. The aggregation of investors deverse judgments and preferences in perfectly competitive security markets. **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, p. 347– 400, Dec. 1969.

LOPES, L.; VASCONCELLOS, M. A. S. (Org.). **Manual de macroeconomia: nível básico e nível intermediário**. 2.ed. São Paulo: Atlas, 2000.

LUCIDI, M. C. Receitas alternativas complementares, acessórias de projetos especiais de consessao de serviços públicos. Exegese do art. II da Lei 8.987/95. **Revista de Direito Publico de Economia**, n. 7, jul. 2004.

MACDOUGALL, D.; DEMBURG, T. **Macroeconomics**. 2.ed. Nova York: MacGraw-Hill, 1963.

MAGEE, J.; EDWARDS, R. **Technical analysis of stock trends**. 5.ed. Boston, MA, 1966. (Primeira edição 1958).

MAJD, S.; PINDYCK, R. S. Time to build, option value, and investment decisions. **Journal of Financial Economics**, v. 18, p. 7-27, Mar. 1987.

MALKIEL, J. Efficient market hypothesis. In: NEWMAN, P. **New Palgrave dictionary of money and finance**. London: Macmillan, 1992.

MARKOWTIZ, H. M. Portfolio selection. **Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77-91, Mar. 1952.

MARSHALL, A. **Principles of economics**. 8.ed. Londres: Macmillan, 1920 (Primeira edição 1890).

MARX, K. **Le capital – livro III**. Paris: Sócrates, 1957. (Primeira edição 1894).

MARX, K. **O capital – livro I**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1968. (Primeira edição alemã 1867).

MASSÉ, P. **Optimal investment decisions: rules for action and criteria for choice**. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1962.

MAYSHAR, J. Transaction costs in a model of capital market equilibrium. **Journal of Political Economic Review**, p.673-700, Aug. 1979.

MAYSHAR, J. Transaction costs and price assets. **Journal of Finance**, v. 26, n. 3, p. 583-597, June 1981.

MELLAGI FILHO, I. **Mercado financeiro e de capitais**. 2.ed. São Paulo: Atlas, 2003.

MELO, G. M.; RODRIGUES, JÚNIOR, W. **Determinantes do investimento privado no Brasil: 1970-1995**. Brasília: IPEA, 1998. (Texto para Discussão, 605).

MERRETT, A. J.; SYKES, A. **The finance and analysis of capital projects**. 2.ed. London: Longmans, 1973.

MEYER, P. **Probabilidade e aplicações à estatística**. 2.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

MIGLIOLI, J. **Acumulação de capital e demanda efetiva**. São Paulo: T. A. Queiroz, 1986.

MILES, J. A.; EZZEL, J. R. The weighted average cost of capital, perfect capital markets and project life. **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, v. 15, n. 3, Sept. 1980.

MILLAN, J., LORA, E.; MICCO, A. **Sustainability of the electricity sector reforms in Latin America**. Santiago, Chile, 2001. Disponível em: <http://www.iadb.org/res/seminars_events.htm>. Acesso em: 7 abr. 2007.

MILLER, M. H. Debt and taxes. **Journal of Finance**, v. 32, p. 261-275, May 1977.

MILLER, M. H.; MODIGLIANI, F. Dividend policy, growth and the valuation of shares. **Journal of Business**, v. 34, n. 4, p. 441-433, 1961.

MILLER, M. H.; SCHOLLES, M. Rate of return in relation to risk: a reexamination of some recent findings. In: MICHAEL C. J. (Ed.). **Studies in the theory of capital markets**. New York: Praeger, 1972. p. 47-78.

MILLER, R. L. **Microeconomia: teoria, questões e aplicações**. São Paulo: McGraw-Hill, 1981.

MINARDI, A. M. **Teoria das opções reais aplicadas a projetos de investimento**. São Paulo: Atlas, 2004.

MODENESI, A. M. **Por que a Selic é tão alta no Brasil?** 2006. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/moeda/pdfs/selic_alta.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2007.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment. **American Economic Review**, v. 48, p. 261-297, June 1958.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. **American Economic Review**, v. 53, p. 433-443, June 1963.

MONTORO FILHO, A. F. Teoria elementar do funcionamento do mercado. In: PINHO, D. B.; VASCONCELOS, M. A. S. (Org.). **Manual de economia**. 3.ed. São Paulo: Saraiva, 1998. Cap.7, p.182-222.

MOREIRA, A. R. B.; ROCHA, K.; DAVID, P. A. M-S. **Regulação e investimento em termogeração no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 2001. (Texto de Discussão, 822).

MORETIN, P. A.; TOLOI, C. M. C. **Análise de séries temporais**. 2.ed. São Paulo: E. Blúcher, 2006.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. **Econometria**, v. 34, n. 4, p.768-783, Oct. 1966.

OBLAK, D.; HELM Jr. Survey and analysis of capital budgeting methods used by multinationals. **Financial Management**, v. 9, n. 4, p. 37-41, Winter, 1980

O' BYRNE, S. EVA and Market Value. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 9, n. Spring, 1996.

ODA, A. L.; YOSHINAGA, C. E.; OKIMURA, R. T. **Análise da relação entre Indicadores Contábeis e Betas de mercado das empresas brasileiras negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo no período 1995 – 2003**. 2004. Disponível em: <http://www.fucape.br/admin/upload/centro_pesquisa/358.pdf>. Acesso em: 8 abr. 2007.

OSSERVATORIOFRANCOCORNERO. **Risco país**. Disponível em: <<http://www.osservatoriofrancocornero.org>>. Acesso em: 15 abr. 2007.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA. **Operador do Sistema**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 03 maio 2007.

PACTUAL RESEARCH. Racionamento – possíveis conseqüências (todo mundo perde com a falta de energia – não existe “Ponto Seguro!”). **Brasil Equity Update**, 2001.

PATTERSON, C. S. **The cost of capital: theory and estimation**. Westport: Quorum, 1995.

PIEROTH, G. Zum umgang mit irrationalität – **ein Erfahrungsbericht**, Kostenrechnungspraxis, v. 46, p. 344, Nov./Dec. 2002.

PINDICK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 5.ed. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

PINHEIRO, J. L. **Mercado de capitais: fundamentos e técnicas**. 2.ed. São Paulo: Atlas, 2002.

PINTO JUNIOR, H. Q.; SILVEIRA, J. **Aspectos técnicos de regulação econômica: controle de preços**. Rio de Janeiro: ANP, 1999.

PORTERFIELD, J. T. S. **Investment decisions and capital cost**. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1965.

PRATT, S. P. **Relationship between viability of past returns and levels of future returns for common stocks**. [S.l.]: Memorandum, 1967. p. 1926-1960.

RAIFFA, H. **Decision analysis: introductory lectures on choices under uncertainty**. Massachusetts: Addison-Wesley, 1968.

RICARDO, D. **On the principles of political economy, and taxation**. Harmondsworth: Penguin Books, 1971. (Primeira edição 1817).

RISKTECK. **Séries temporais**. Disponível em: < <http://www.risktech.com.br>>. Acesso em: 15 abr. 2007.

ROBERTS, H. V. Stock market pattern and financial analysis: methodological suggestions. **Journal of Finance**, v. 14, n. 1, p. 1-10, Mar. 1959.

ROCHA, K.; CAMACHO, F.; BRAGANÇA, G. **Remuneração de capital das concessionárias de distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa**. Rio de Janeiro: IPEA, 2006. (Texto de Discussão, 1153).

ROLL, R. A critique of the asset pricing theory's tests: part i. on past and potential testability of the theory. **Journal of Financial Economics**, p. 129-176, Mar. 1977.

ROLL, R.; ROSS, S. An empirical investigation of the arbitrage pricing theory. **The Journal of Finance**, v. 35, n. 5, p. 1073-1103, Dec. 1980.

ROSA, L. P. A crise de energia elétrica: causas e medidas de mitigação. In: BRANCO, A. M. (Org.). **Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco**. São Paulo: Paz e Terra, 2002. Cap. 3, p. 81-96.

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. A **Reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998. 213 p.

ROSENBERG, B.; McKIBBEN, W. The prediction of systematic and specific risk in common stocks. **Journal of Financial and Quantitative Analyses**, v. 8, n. 2, p. 317-333, 1973.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFEE, J. **Administração financeira: corporate finance**. São Paulo: Atlas, 1995.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFEE, J. **Administração financeira: corporate finance**. São Paulo: Atlas, 2002.

ROVIZZI, L.; THOMPSON, D. The regulation of product quality in the public utilities. In: BISHOP, M.; KAY, J.; MAYER, C. **The regulatory challenge**. Oxford: Oxford University, 1995.

RYAN, A. P.; RYAN, G. P. Capital budgeting practice of the fortune 1000: how have things changed. **Journal of Business and Management**, v. 8, n. 4, Winter, 2002.

RUBINSTEIN, M. E. A mean-variance synthesis of corporate financial theory. **Journal of Finance**, v. 28, n. 1, p. 167-181, Mar. 1973.

SALGADO, L. H. **Agência regulatória na experiência brasileira: um panorama do atual desenho institucional**. Rio de Janeiro: IPEIA, 2003 (Texto de Discussão, 941).

SAMUELSON, P. A. **Economics: an introductory analysis**. 6.ed. Nova York: MacGraw-Hill, 1964. (Primeira edição 1951).

SAMUELSON, P. A. **Foundations of Economics analysis**. Cambridge, Mass: Harvard University, 1983.

SANVICENTE, A. Z.; MELLAGI FILHO, A. **Mercado de capitais e estratégias de investimento**. São Paulo: Atlas, 1988.

SANVICENTE, A. Z.; MINARDI, A. **Qual a taxa de desconto adequada para avaliar as ações da Telebrás?** São Paulo: IBMEC, 1998. Relatório de Pesquisa.

SANVICENTE, A. Z.; MINARDI, A. M. F. **Problemas de estimação de custo de capital no Brasil**. Working Papers Ibmecc. 1999. Disponível em: <<http://www.risktech.com.br>>. Acesso em: 18 abr. 2007.

SAUNDERS, A. **Medindo o risco de crédito: novas abordagens para value at risk e outros paradigmas**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2000.

SCHALL, L. D.; SUNDEM, G.; GEIJSBEEK, Jr. Survey and analysis of capital budgeting methods. **Journal of Finance**, v. 33, n.1, p. 281-288, Mar. 1978.

SCHOLES, M.; WILLIAMS, J. "Estimating betas from nonsynchronous data". **Journal of Financial Economics**, v. 5, p. 309-327, 1977.

SECURATO, J. R. **Decisões financeiras em condições de risco**. São Paulo: Atlas, 1996.

SECURATO, J. R. Análise da relação entre indicadores contábeis e Betas de mercado das empresas brasileiras negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo no período 1995-2003. In: SEMINÁRIO EM ADMINISTRAÇÃO, 8., 2005, São Paulo. **Anais...** São Paulo: USP/FEA, 2005.

SHARPE, W. F. A simplified model to portfolio analysis. **Management Science**, v. 9, p. 277-293, 1963.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **The Journal of Finance**, v. 19, n. 3, p. 425-442, Sept. 1964.

SHARPE, W. F. **Portfolio theory and capital markets**. New York: McGraw-Hill, 1970.

SHARPE, W. F.; ALEXANDER, G. J.; BAILEY, J. V. **Investments**. 5.ed. Nova Jersey: Prentice Hall, 1995.

SILVA, C.; STEOLA, D. J.F.; GONÇALVES Jr., C.; PAMPLONA, E. de O. Ponderação do custo do capital próprio para o setor elétrico Brasileiro. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 24., 2004, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis, SC: Associação Brasileira de Custos, 2004.

SIMONSEN, M. H. **Teoria microeconômica**. Rio de Janeiro: FGV, 1979. 2 v.

SPÍNOLA, M. R. P.; TROSTER, R. L. Estrutura de mercado. In: PINHO, D. B.; VASCONCELOS, M. A. S. (Org.). **Manual de economia**. 3.ed. São Paulo: Saraiva, 1998. Cap.7, p. 182-222.

SIRTAINE, S. et al. **How profitable are infrastructure concessions in Latin America?** Empirical evidence and regulatory implications. Washington: World Bank Group, Aug. 2004.

SOLOMON, E. Corporate income taxes and the cost of capital. **Journal of Finance**, v. 18, n. 2, 273-279. May 1963a.

SOLOMON, E. **The theory of financial management**. New York: Columbia University, 1963b.

STATMAN, M. How many stocks make a diversified portfolio? **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, v. 22, n. 3, p. 353-363, Sept. 1987.

STIGLITZ, J. E. **Information and capital markets**. National Bureau of Economic Research, May 1981. (Working Paper, 678).

STILB Engenharia e Consultoria. **Tarifas no novo modelo do setor elétrico: VII Curso de tarifas no Setor Elétrico (CTSE)**, 2002. Apostila.

STULZ, R. What's Wrong With Modern Capital Budgeting? **Financial Practice and Education**, 1999. p. 7-11.

SWEEZY, P. M. **Teoria do desenvolvimento capitalista**. Rio de Janeiro: Zahar, 1962. (Traduzida da quarta edição em inglês 1956. Primeira edição 1942).

TAVARES, M. L. **Análise e evolução da tarifa social de energia elétrica no Brasil (1985-2002)**. 2003. Dissertação (Mestrado) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo, Piracicaba, SP.

TENANI, P. Risco Brasil e o portfólio global. **O Estado de São Paulo**, 18 set. 2004. Disponível em: <http://clipping.planejamento.gov.br/Noticias.asp>>. Acesso em: 15 abr. 2007

TINBERGEN, J. **Statistical testing of the business cycle theories**. Geneva: League of Nations, Economic Intelligence, 1939. v. 1.

TOBIN, J. Liquidity preference as a behavior toward risk. **Review of Economic Studies**, v. 25, p. 65-86, Fev. 1958.

TOLMASQUIM, M. T. (Coord.). **Metodologias de valoração de danos ambientais causado pelo setor elétrico**. Rio de Janeiro: UFRJ: COPPE. Programa de Planejamento Energético, 2000.

TREYNOR, J. L. **Toward a theory of market value of risky assets**. 1961. No press.

TULLOCK, G. **Rent seeking**. Brookfield, VT: E. Elgar, 1995.

TVERSKY, A.; KAHNEMAN, D. The framing of decisions and the psychology of choice. **Science**, v. 211, n. 30, 1981.

UNIBANCO. STERN STEWART & CO. **Curto-circuito na geração de Valor: EVA® das geradoras de energia**. 2001. (Relatório de Pesquisa). Acesso em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/investimento.htm>>. Acesso em: 15 maio 2007.

VAKHITOVA, H. **Price discrimination in the urban household electricity market in ukraine**. Kiev, 1998. 41p. Thesis (Master) – National University “Kiev-Mohyla Academy.

VAN HORNE J. C. **Financial management and policy**. 10.ed. New Jersey: Prentice Hall, 1995.

VAN HORNE, J. C. **Financial management and policy**. New Jersey: Prentice Hall, 1971.

VAN HORNE. J.C. **Financial market rates and flows**. 5thed. Upper Saddle River, N. J.: Prentice Hall, 1998.

VAN VLECK, R. W. **Capital expenditure practices in large american corporations**. 1976. 200 p. Thesis (Doctoral) - George Washington University. School of Government and Business Administration.

VEJA. Especial infra-estrutura: essa guerra tem que ser vencida. n. 2020, 8 ago. 2007.

VICKERS, J.; YARROW, G. **Privatisation, an economic analysis**. Cambridge: The MIT, 1997. Chap. 5.

VINHARES, E. **A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira:** uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de Mercados Contestáveis. 1999. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON Jr., J. E. **Economics of regulation and antitrust.** Cambridge: The MIT, 1995.

WEBER, J.; LINDER, S.; SPILLECKE, D. Stand der planung und kontrolle betrieblicher investitionen. **Kostenrechnungspraxis**, v. 46, p. 294, Sept./Oct. 2002.

WESTON, J. F. & BRIGHAM, E. F. **Fundamentos da Administração Financeira.** 10. ed. São Paulo: Makron Books, 2000.

WILLIAMS, J. B. **The theory of investment value.** Cambridge: The MIT, 1938.

WILLIAMSON, O. E. **The economics institutions of capitalism.** New York: Free, 1985.

WOOD, A. **Uma teoria dos lucros.** Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1980.

YOUNG, S. D.; O'BYRNE S. F. **EVA e gestão baseada em valor:** guia prático para implementação. Porto Alegre: Bookmam, 2003.

ZHOU, A. **Modeling the volatility of the heath Jarrow-Morton Model:** a multifactor garch análise. Illinois: University of Illinois at Urbana-Champaign, 2000. (OFOR Paper Number 00-05).

ZISMAN, J. **Government, markets and growth.** Cornell: Cornell University, 1983.

ZOELLER, F. H. Procedures for comparing actual with expected economies from equipment replacement. In: LESSER Jr. A. (Ed.). **Planning and justifying capital expenditures.** Hoboken, NJ: Stevens Institute of Technology, 1959. p. 24.

ANEXOS

ANEXO 1
CÁLCULO DO CIMLP [CMEX] PARA DIFERENTES TAXAS

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações pl 138 kV + bay trafo 138 kV)											
Ano	Obra	Investimento (Mil R\$)	Período	1/[(1+i)^j]	Capacidade da Obra - (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MVA)	Demanda Atualizada (Po)*A	Investimento Atualizado (I)*A - R\$*1000	Investimento Marginal por Obra (Ip)/(Dip) - R\$*kW	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
		(i)	j	(A)		[Po*FRC]i,25]	Dip	Ip	Imgo	Ano	CILPo
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,943	6,30	2,60	2,45	484,91	197,7	2.003	(11,5)
	SE IGARAPÉ-AÇU - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	4,15	1.760,39	424,1	2.003	(24,7)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	6,32	2.040,57	322,8	2.003	(18,8)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,890			0,00	63,19			
	SE TOMÉ-AÇU - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	7,48	1.856,98	248,4	2.004	(14,5)
	SE MARTUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	9,26	2.004,28	216,5	2.004	(12,6)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	2,31	1.930,85	834,4	2.004	(48,6)
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	795,00	3	0,840	15,00	10,20	8,56	659,10	77,0	2.005	(4,5)
	SE ITACAILUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	4,53	751,46	165,7	2.005	(9,7)
	SE CACHOEIRA DO PIRIÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	1,34	431,56	321,3	2.005	(18,7)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	2,35	431,56	183,6	2.005	(10,7)
	SE SÃO CAETANO DE ODVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	1,01	431,56	428,3	2.005	(24,9)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	11,42	3.392,91	297,1	2.005	(17,3)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,792	30,00	21,40	16,95	1.029,72	60,7	2.006	(3,5)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	2,46	471,30	191,9	2.006	(11,2)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	56,24		
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	56,24		
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	56,24		
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,747	25,00	18,90	14,12	1.171,70	83,0	2.007	(4,8)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,97	384,09	395,4	2.007	(23,0)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,94	384,09	197,7	2.007	(11,5)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,705	15,00	10,20	7,19	608,38	84,6	2.008	(4,9)
TOTAL					206,10	127,40	104,82	20.457,3	192,95		(11,23)
Taxa			6,00%								
Investimento Marginal no Período			198,2								
CMEC = Ip / Dip (R\$/kW)											
CIMLP (R\$/kW ano)			(11,4)								
CMEC*(FRC + Te)											

Nível médio de carregamento

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações p/ 138 kV + bay trafo 138 kV)											
Ano	Obra	Investimento (Mil R\$)	Período	1/(1+i) ^j	Capacidade da Obra - (MVA)	Fluxo médio de mercado associado à obra (MW)	Demanda Atualizada (Po)*[A]	Investimento Atualizado (I)*[A] - R\$*1000	Investimento Marginal por Obra (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
						Po*FRC[(25)]	Dvp	Ivp	Ingo		
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,881	6,30	2,60	2,29	452,90	197,7	2003	(23,9)
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	3,88	1.644,21	424,1	2003	(51,3)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,90	1.905,89	322,8	2003	(39,0)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,776	12,50	8,40	6,52	1.619,96	248,4	2004	(30,0)
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			15,00	10,40	8,07	1.748,46	216,5	2004	(26,2)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			6,30	2,60	2,02	1.684,40	834,4	2004	(100,8)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50									
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,684	15,00	10,20	6,98	537,03	77,0	2005	(9,3)
	SE ITACAUBUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	3,69	612,28	165,7	2005	(20,0)
	SE CACHOEIRA DO PIRÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	1,09	351,63	321,3	2005	(38,8)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,92	351,63	183,6	2005	(22,2)
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,82	351,63	428,3	2005	(51,8)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	9,30	2.764,50	297,1	2005	(35,9)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,603	30,00	21,40	12,90	783,63	60,7	2006	(7,3)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,87	358,66	191,9	2006	(23,2)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	42,80		
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	42,80		
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00						0,00	42,80		
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,531	25,00	18,90	10,04	832,83	83,0	2007	(10,0)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,69	273,01	395,4	2007	(47,8)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,38	273,01	197,7	2007	(23,9)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,468	15,00	10,20	4,77	403,89	84,6	2008	(10,2)
					TOTAL	206,10	127,40	84,15	17.133,1	201,43	(24,34)
	Taxa		13,4%				65,1%	Nível médio de carregamento			
	Investimento Marginal no Período										
	CMEX = Ivp / Dvp (R\$/MW)		203,6								
	CIMLP (R\$/MW ano)										
	CMEX*(FRC + Te)										(24,6)

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações pl 138 kV + bay trafo 138 kV)											
Ano	Obra	Investimento (Mil R\$)	Período	1/[(1+i)^j]	Capacidade da Obra (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MW)	Demanda Atualizada (Po)*(A)	Investimento Atualizado (I)*(A) - R\$/1000	Investimento Marginal por Obra (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,841	6,30	2,60	2,19	432,51	197,7	2003	(33,8)
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	3,70	1.570,19	424,1	2003	(72,5)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,64	1.820,09	322,8	2003	(55,2)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,708			0,00	50,27			
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	5,95	1.477,38	248,4	2004	(42,5)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	7,36	1.594,58	216,5	2004	(37,0)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	1,84	1.536,15	834,4	2004	(142,6)
2005	SE GUJAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,596	15,00	10,20	6,08	467,72	77,0	2005	(13,2)
	SE ITACAUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	3,22	533,26	165,7	2005	(28,3)
	SE CACHOEIRA DO PIRIÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	0,95	306,25	321,3	2005	(54,9)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,67	306,25	183,6	2005	(31,4)
	SE SÃO CAETANO DE ODVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,71	306,25	428,3	2005	(73,2)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	8,10	2.407,70	297,1	2005	(50,8)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,501	30,00	21,40	10,73	651,77	60,7	2006	(10,4)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,55	298,31	191,9	2006	(32,8)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,60			
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,60			
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,60			
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,422	25,00	18,90	7,97	661,50	83,0	2007	(14,2)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,55	216,85	395,4	2007	(67,6)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,10	216,85	197,7	2007	(33,8)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,355	15,00	10,20	3,62	306,36	84,6	2008	(14,5)
TOTAL					206,10	127,40	72,94	15.267,0	207,16		(35,41)
Taxa			18,8%			65,1%	Nível médio de carregamento				
Investimento Marginal no Período			209,3								
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)											
CIMLP (R\$/M.ano)											
CMEX*(FRC + Te)			(35,8)								

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações pl 138 kV + bay trafo 138 kV)											
Ano	Obra	Investimento (Mil R\$)	Período	1/(1+i) ^j	Capacidade da Obra (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MW)	Demanda Atualizada (Po)*(A)	Investimento Atualizado (I)*(A) - R\$*1000	Investimento Marginal por Obra (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
						[Po]*FRC(1,25)	Dvp	Ivp	Iimgo		
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,932	6,30	2,60	2,42	479,08	197,7	2003	(13,5)
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	4,10	1.739,22	424,1	2003	(28,9)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	6,24	2.016,03	322,8	2003	(22,0)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,869			0,00	61,68			
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	7,30	1.812,59	248,4	2004	(16,9)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	9,03	1.956,37	216,5	2004	(14,7)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	2,26	1.884,70	834,4	2004	(56,8)
2005	SE GUAMA - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,810	15,00	10,20	8,26	635,61	77,0	2005	(5,2)
	SE ITACAULINAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	4,37	724,68	165,7	2005	(11,3)
	SE CACHOEIRA DO PIRÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	1,30	416,18	321,3	2005	(21,9)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	2,27	416,18	183,6	2005	(12,5)
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,97	416,18	428,3	2005	(29,2)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	11,01	3.271,99	297,1	2005	(20,2)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,755	30,00	21,40	16,15	981,08	60,7	2006	(4,1)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	2,34	449,03	191,9	2006	(13,1)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	53,58			
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	53,58			
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	53,58			
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,703	25,00	18,90	13,29	1.102,93	83,0	2007	(5,6)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,91	361,55	395,4	2007	(26,9)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,83	361,55	197,7	2007	(13,5)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,656	15,00	10,20	6,69	565,79	84,6	2008	(5,8)
TOTAL					206,10	127,40	100,75	19.813,2	194,45		(13,23)
Taxa			7,29%								
Investimento Marginal no Período			196,7								
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)											
CIMLP (R\$/kW.ano)			(13,4)								
CMEX*(FRC + Te)											

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 KV + transformações pl 138 KV + bay trafo 138 KV)											
Ano	Obra	Investimento	Período	$1/(1+i)^j$	Capacidade da Obra - (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MM)	Demandatizada (Po)* (A)	Investimento Atualizado (I)* (A) - R\$*1000	Investimento Marginal por Obra (I _{mp})/(D _{vp}) - R\$/KW	Costo Incremental de Longo Prazo, por Obra	
		(I)	j	(A)		[Po*FRC(i,25)]	D _{vp}	I _{vp}	I _{mg}	Ano	CILPo
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,848	6,30	2,60	2,21	436,11	197,7	2.003	(31,9)
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	3,73	1.583,24	424,1	2.003	(68,5)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,68	1.835,23	322,8	2.003	(52,2)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,720			0,00	51,11			
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	6,05	1.502,05	248,4	2.004	(40,1)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	7,49	1.621,20	216,5	2.004	(35,0)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	1,87	1.561,80	834,4	2.004	(134,8)
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,611	15,00	10,20	6,23	479,48	77,0	2.005	(12,4)
	SE ITACAILUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	3,30	546,67	165,7	2.005	(26,8)
	SE CACHOEIRA DO PIRÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	0,98	313,95	321,3	2.005	(51,9)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,71	313,95	183,6	2.005	(29,7)
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,73	313,95	428,3	2.005	(69,2)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	8,31	2.468,26	297,1	2.005	(48,0)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,518	30,00	21,40	11,09	673,72	60,7	2.006	(9,8)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,61	308,36	191,9	2.006	(31,0)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	36,80			
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	36,80			
	SE JACINDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	36,80			
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,440	25,00	18,90	8,31	689,47	83,0	2.007	(13,4)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,57	226,01	395,4	2.007	(63,9)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,14	226,01	197,7	2.007	(31,9)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,373	15,00	10,20	3,81	321,97	84,6	2.008	(13,7)
TOTAL					206,10	127,40	74,81	15.582,9	208,13		(33,31)
Taxa			17,9%								
Investimento Marginal no Período			208,3								
CME _X = I _{vp} / D _{vp} (R\$/KW)											
CIMLP (R\$/KW ano)			(33,7)								
CME _X *(FRC + Te)											

Nível médio de carregamento

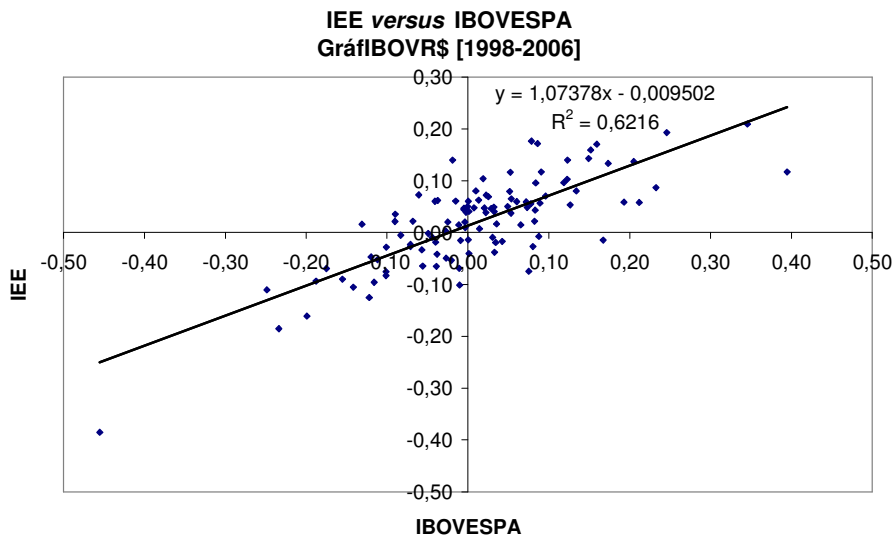
CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações pl/138 kV + bay trafo 138 kV)													
Ano	Obra	Investimento	Período	$1/[(1+i)^j]$	Capacidade da Obra - (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MVA)	Demanda Atualizada (Po)*(A)	Investimento Atualizado (I)* (A) - R\$/1000	Investimento Marginal por Obra (Ivp)/(Dvp) - R\$/kW	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra	CILPo	
		(I)	i	(A)		[Po*FRC(i,25)]	Dvp	Ivp	Ivgo				
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,816	6,30	2,60	2,12	419,25	197,7	2003	(41,0)		
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	3,59	1.522,03	424,1	2003	(88,0)		
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,46	1.764,27	322,8	2003	(67,0)		
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,665			0,00	47,24					
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	5,59	1.388,15	248,4	2004	(51,5)		
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	6,92	1.498,27	216,5	2004	(44,9)		
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	1,73	1.443,37	834,4	2004	(173,1)		
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,543	15,00	10,20	5,54	425,99	77,0	2005	(16,0)		
	SE ITACAILUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	2,93	485,68	165,7	2005	(34,4)		
	SE CACHOEIRA DO PIRÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	0,87	278,93	321,3	2005	(66,6)		
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,52	278,93	183,6	2005	(38,1)		
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,65	278,93	428,3	2005	(88,8)		
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	7,38	2.192,90	297,1	2005	(61,6)		
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,443	30,00	21,40	9,47	575,42	60,7	2006	(12,6)		
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,37	263,36	191,9	2006	(39,8)		
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	31,43					
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	31,43					
	SE JACUINDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	31,43					
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,361	25,00	18,90	6,82	566,10	83,0	2007	(17,2)		
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,47	185,57	395,4	2007	(82,0)		
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	0,94	185,57	197,7	2007	(41,0)		
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,294	15,00	10,20	3,00	254,14	94,6	2008	(17,5)		
					TOTAL	206,10	127,40	66,38	14.148,4	211,02		(43,76)	
Taxa			22,6%										
Investimento Marginal no Período			213,2										
CMEX = Ivp / Dvp (R\$/kW)													
CIMLP (R\$/kW ano)			(44,2)										
CMEX*(FRC + Te)													

Nível médio de carregamento

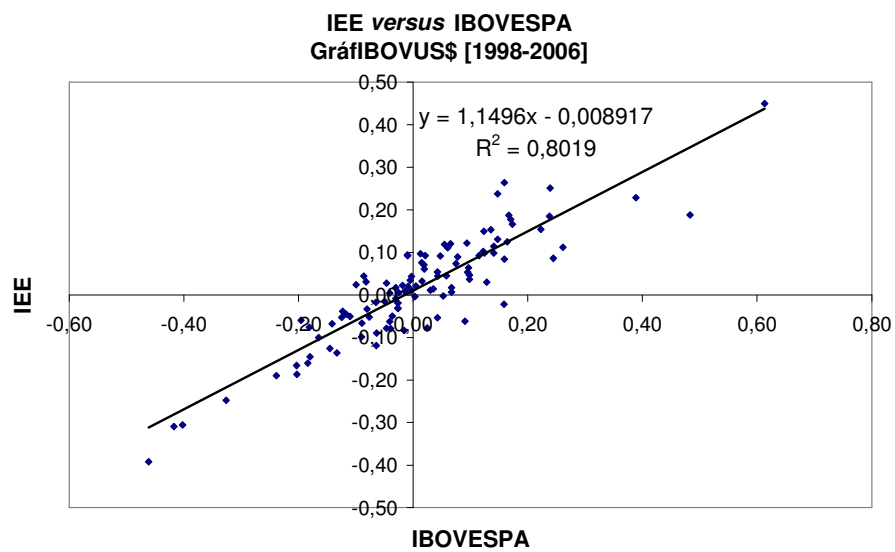
CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 kV + transformações pl 138 kV + bay trafo 138 kV)											
Ano	Obra	Investimento (Mil R\$)	Período (j)	1/(1+i) ^j (A)	Capacidade da Obra - (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MW)	Demanda Atualizada (Po)* (A)	Investimento Atualizado (I)* (A) - R\$/1000	Investimento Marginal por Obra (I _{mp})/(D _{vp}) - R\$/kW	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra	
											(I)
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,885	6,30	2,60	2,30	454,87	197,7	2003	(23,0)
	SE IGARAPÉ-AÇU - IMPLANTAÇÃO	1.866,01			9,40	4,40	3,89	1.651,34	424,1	2003	(49,4)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,93	1.914,16	322,8	2003	(37,6)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,783			0,00	55,60			
	SE TOMÉ-AÇU - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	6,58	1.634,04	248,4	2004	(28,9)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	8,14	1.763,65	216,5	2004	(25,2)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	2,04	1.699,04	834,4	2004	(97,1)
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,693	15,00	10,20	7,07	544,04	77,0	2005	(9,0)
	SE ITACAUBAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	3,74	620,28	165,7	2005	(19,3)
	SE CACHOEIRA DO PIRIÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	1,11	356,23	321,3	2005	(37,4)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,94	356,23	183,6	2005	(21,4)
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,83	356,23	428,3	2005	(49,9)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	9,43	2.800,62	297,1	2005	(34,6)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,613	30,00	21,40	13,13	797,31	60,7	2006	(7,1)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,90	364,92	191,9	2006	(22,3)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	43,55			
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	43,55			
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	43,55			
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,543	25,00	18,90	10,26	851,05	83,0	2007	(9,7)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,71	278,98	395,4	2007	(46,0)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,41	278,98	197,7	2007	(23,0)
2008	SE CASTANHAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,480	15,00	10,20	4,90	414,51	84,6	2008	(9,9)
TOTAL					206,10	127,40	85,30	17.322,7	200,89		(23,39)
Taxa			13%			65,1%	Nível médio de carregamento				
Investimento Marginal no Período			203,1								
CMEX = I _{mp} / D _{vp} (R\$/kW)											
CIMLP (R\$/kW.ano)											
CMEX*(FRC + Te)			(23,6)								

CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO - CIMLP (Linhas/Bay Linhas 138 KV + transformações pl 138 KV + bay trafo 138 KV)											
Ano	Obra	Investimento	Período	1/[(1+i) ^j]	Capacidade da Obra (MVA)	Fluxo médio de mercado, associado à obra (MW)	Demanda Atualizada (Po)*(A)	Investimento Atualizado (I)*(A) - R\$*1000	Investimento Marginal por Obra (I _{mp})/(D _{vp})*1000	Ano	Custo Incremental de Longo Prazo, por Obra
		(I)				(j)	(A)	[Po]*FRC(i,25)	D _{vp}		I _{mp}
2003	SE IGARAPÉ-MIRI - IMPLANTAÇÃO	514,00	1	0,843	6,30	2,60	2,19	433,46	197,7	2003	(33,3)
	SE IGARAPÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO	1.886,01			9,40	4,40	3,71	1.573,63	424,1	2003	(71,4)
	SE SÃO DOMINGOS - IMPLANTAÇÃO	2.163,00			9,40	6,70	5,65	1.824,09	322,8	2003	(54,4)
2004	SE BRAGANÇA - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00	2	0,711			0,00	50,49			
	SE TOMÉ-AÇÚ - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO 138 KV	2.086,50			12,50	8,40	5,97	1.483,87	248,4	2004	(41,8)
	SE MARITUBA - IMPLANTAÇÃO	2.252,01			15,00	10,40	7,40	1.601,58	216,5	2004	(36,5)
	SE ABEL FIGUEIREDO - IMPLANTAÇÃO	2.169,50			6,30	2,60	1,85	1.542,90	834,4	2004	(140,6)
2005	SE GUAMÁ - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	785,00	3	0,600	15,00	10,20	6,12	470,80	77,0	2005	(13,0)
	SE ITACAUBUNA - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	895,00			9,40	5,40	3,24	536,77	165,7	2005	(27,9)
	SE CACHOEIRA DO PIRIÁ - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,60	0,96	308,27	321,3	2005	(54,1)
	SE MARAPANIM - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,80	1,68	308,27	183,6	2005	(30,9)
	SE SÃO CAETANO DE ODIVELAS - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,20	0,72	308,27	428,3	2005	(72,2)
	SE CIDADE NOVA - IMPLANTAÇÃO	4.041,01			15,00	13,60	8,16	2.423,57	297,1	2005	(60,1)
2006	SE JURUNAS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.300,00	4	0,506	30,00	21,40	10,82	657,50	60,7	2006	(10,2)
	SE OURÉM - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	595,00			6,30	3,10	1,57	300,93	191,9	2006	(32,3)
	SE PARAGOMINAS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,91			
	SE SALINÓPOLIS - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,91			
	SE JACUNDÁ - INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	71,00					0,00	35,91			
2007	SE SALINÓPOLIS - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	1.568,00	5	0,427	25,00	18,90	8,06	688,79	83,0	2007	(14,0)
	SE CAPITÃO POÇO - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	1,30	0,55	219,23	395,4	2007	(66,6)
	SE BREJO GRANDE - IMPLANTAÇÃO	514,00			6,30	2,60	1,11	219,23	197,7	2007	(33,3)
2008	SE CASTANHIAL - AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO	863,00	6	0,360	15,00	10,20	3,67	310,41	84,6	2008	(14,3)
TOTAL					206,10	127,40	73,43	15.349,8	206,89		(34,85)
Taxa			18,6%			65,1%	Nível médio de carregamento				
Investimento Marginal no Período			209,0								
CMEX = I _{mp} / D _{vp} (R\$/kW)											
CIMLP (R\$/kW.ano)			(35,2)								
CMEX*(FRC + Te)											

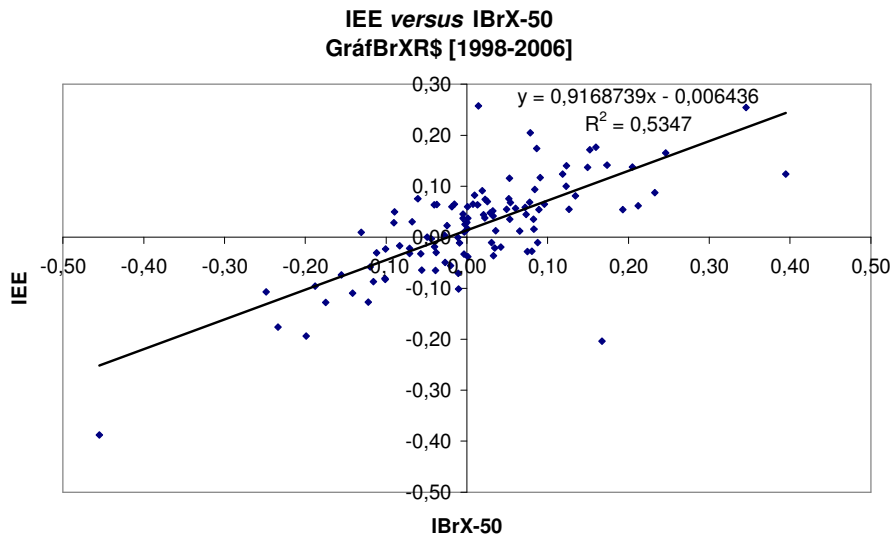
ANEXO 2
ESTATÍSTICA DE REGRESSÃO PARA ANÁLISE COMPARATIVA-
IMPLÍCITA



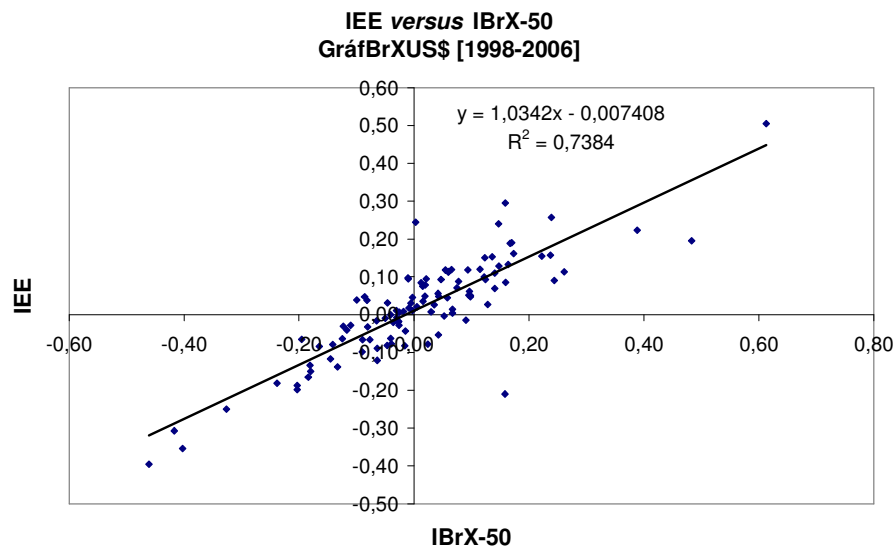
Testes: 107 observações (valor-p = 6,772E-24 < 0,05 e F= 172,51 > 3,92~)



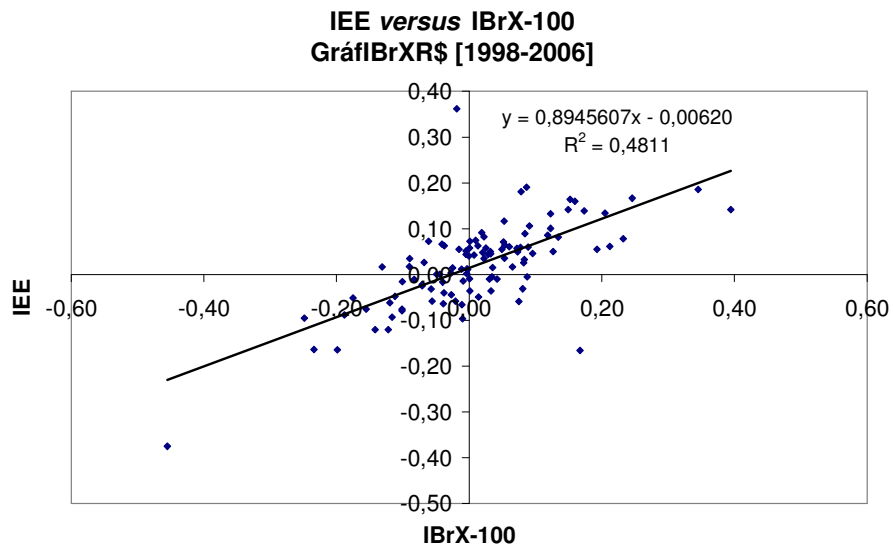
Testes: 107 observações (valor-p = 1,0507E-38 < 0,05 e F= 425,0868 > 3,92~)



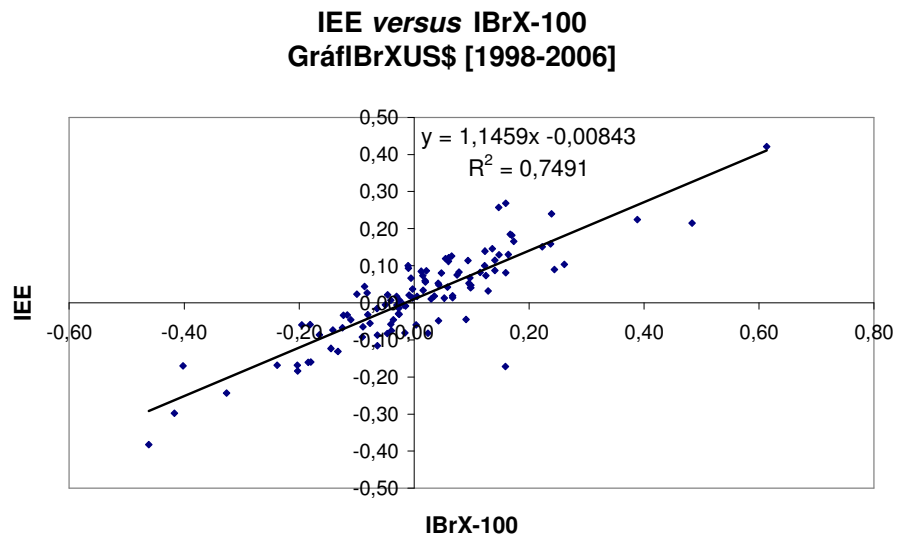
Testes: 107 observações (valor-p = 3,77E-19 < 0,05 e F= 120,68 > 3,92~)



Testes: 107 observações (valor-p = 2,41982E-32 < 0,05 e F= 296,32 > 3,92~)

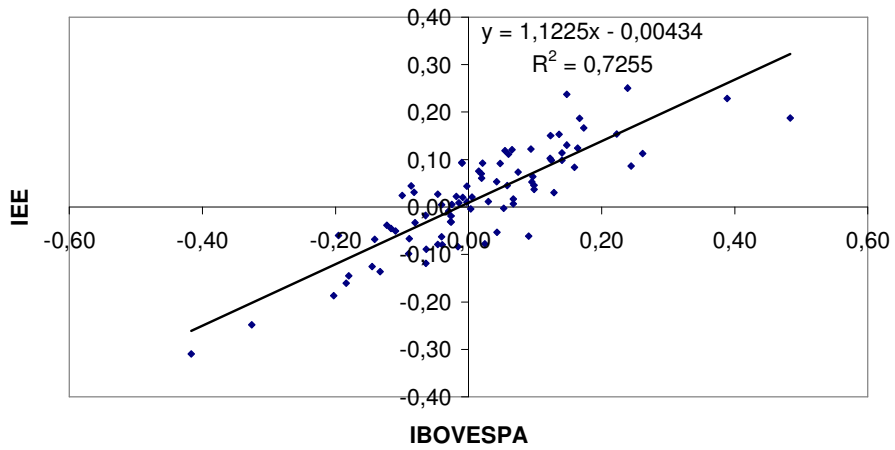


Testes: 107 observações (valor-p = 1,222E-16 < 0,05 e F= 97,347577 > 3,92~)



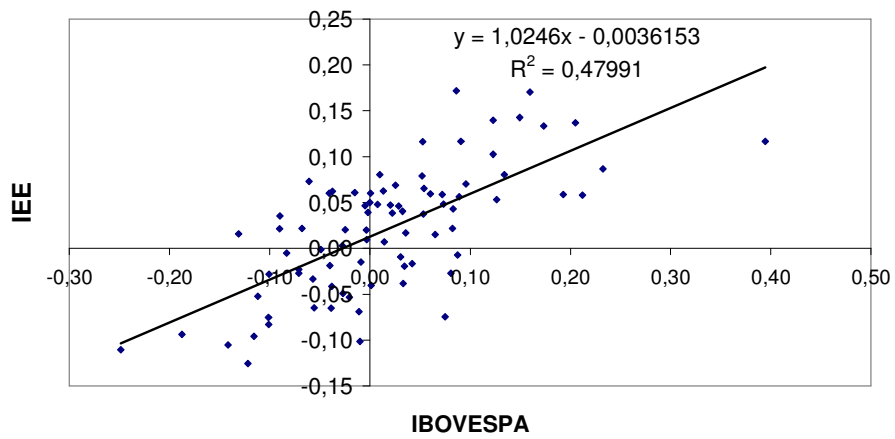
Testes: 107 observações (valor-p = 2,688E-33 < 0,05 e F= 313,4215 > 3,92~)

IEE versus IBOVESPA GráfIBOVUS\$
Período de Referência INDX [2000-2006]



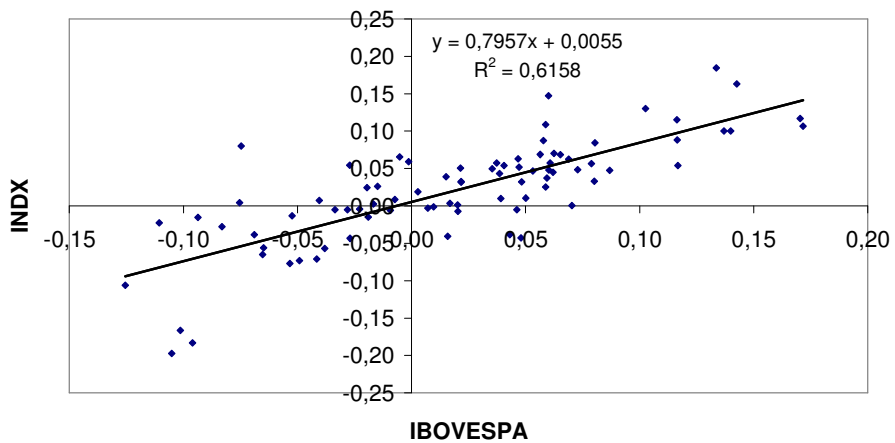
Testes: 82 observações (valor-p = 2,688E-33 < 0,05 e F= 213,5023 > 3,92~)

IEE versus IBOVESPA GráfIBOVR\$
Período de Referência INDX [2000-2006]



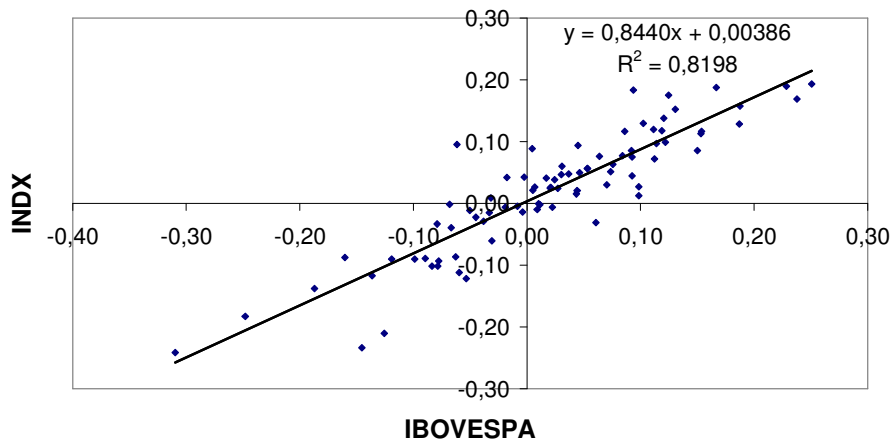
Testes: 82 observações (valor-p = 5,57E-13 < 0,05 e F= 73,82 > 3,92~)

INDX versus IBOVESPA GráficoBOVR\$ [2000-2006]



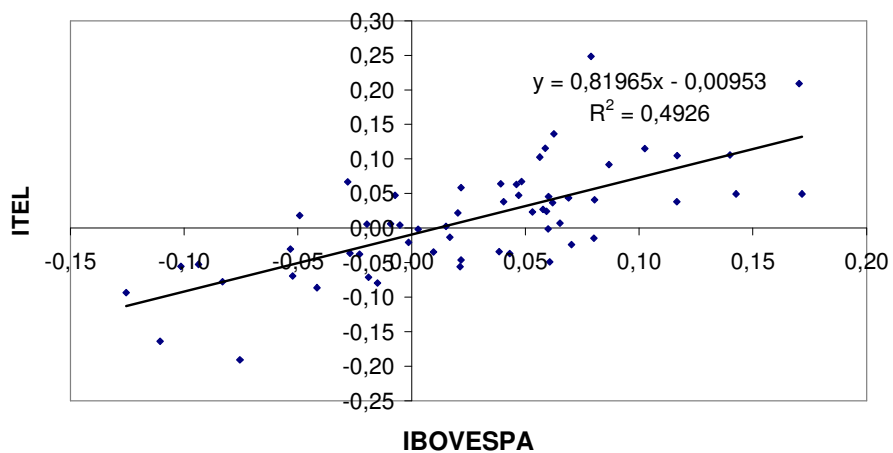
Testes: 82 observações (valor-p = 2,692E-18 < 0,05 e F= 128,26446 > 3,92~)

INDX versus IBOVESPA GráficoBOVUS\$ [2000-2006]



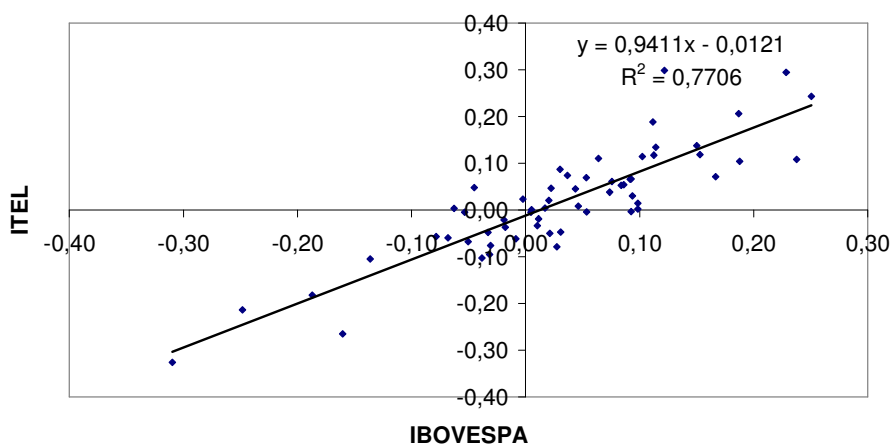
Testes: 82 observações (valor-p = 1,24E-31 < 0,05 e F= 367,258 > 3,92~)

ITEL versus IBOVESPA
GráfIBOVR\$ [2002-2006]



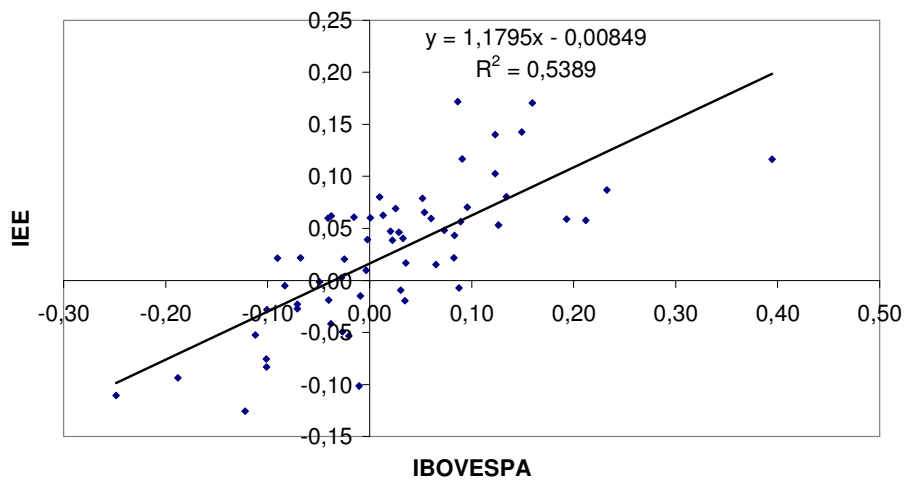
Testes: 58 observações (valor-p = 8,325E-10 < 0,05 e F= 54,381 > 4,00~)

ITEL versus IBOVESPA GráfIBOVUS\$
[2002-2006]



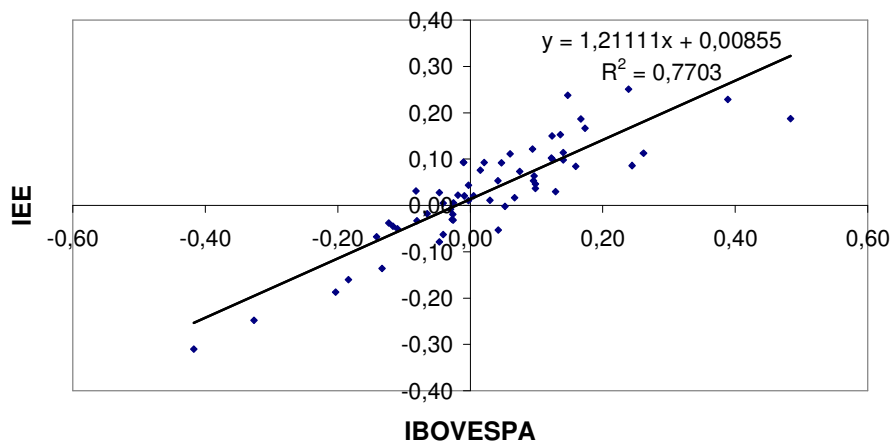
Testes: 58 observações (valor-p = 2,52361E-19 < 0,05 e F= 183,66 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVR\$
Período de Referência ITEL [2002-2006]



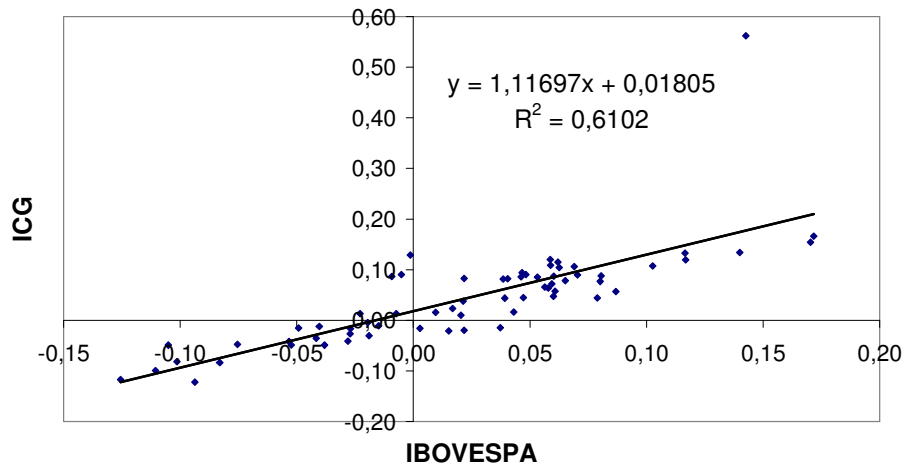
Testes: 58 observações (valor-p = 5,941E-11 < 0,05 e F= 65,1177 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVUS\$
Período de Referência ITEL [2002-2006]



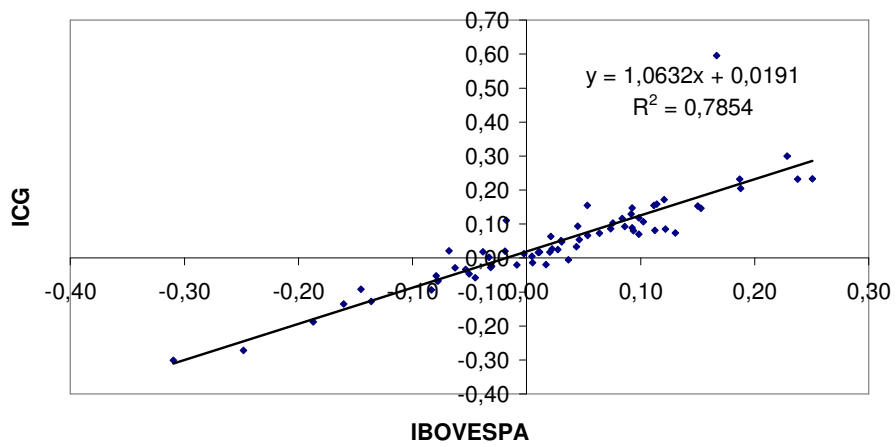
Testes: 58 observações (valor-p = 1,54973E-19 < 0,05 e F= 187,848 > 4,00~)

ICG versus IBOVESPA
GráfIBOVR\$ [2001-2006]



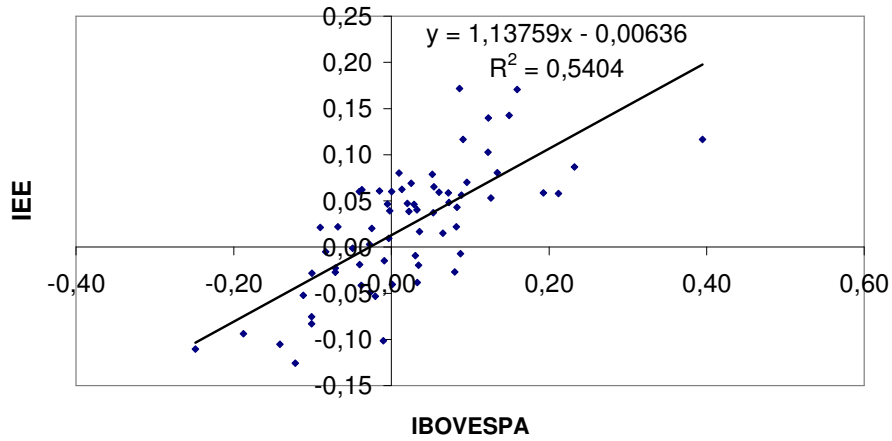
Testes: 65 observações (valor-p = 1,64E-14 < 0,05 e F= 98,622 > 4,00~)

ICG versus IBOVESPA
GráfIBOVUS\$ [2001-2006]



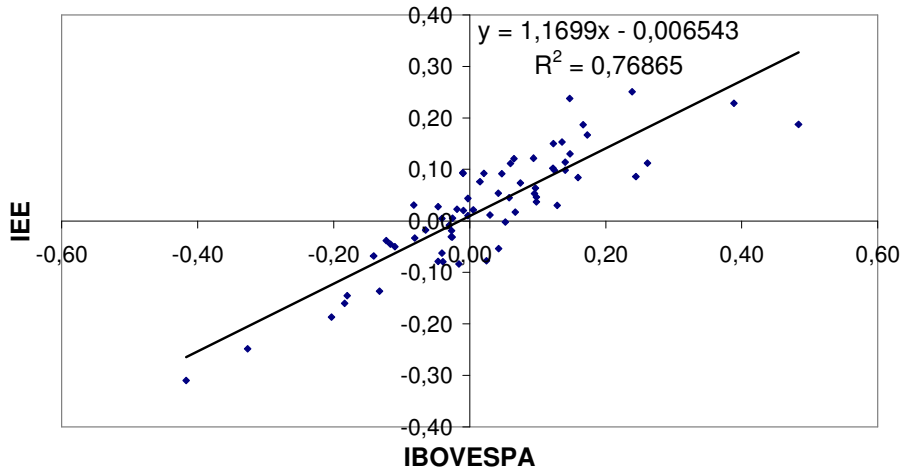
Testes: 65 observações (valor-p = 1,48E-22 < 0,05 e F= 226,8737 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVR\$
Período de Referência ICG [2001-2006]



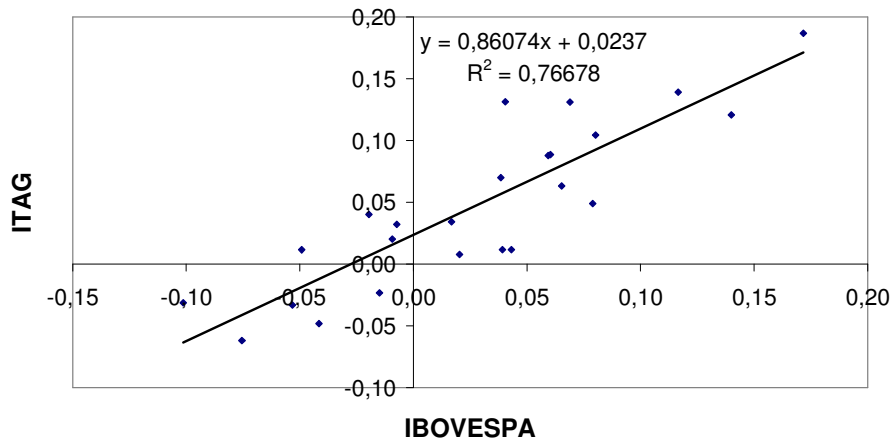
Testes: 65 observações (valor-p = 3,11E-12 < 0,05 e F= 74,087 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVUS\$
Período de Referência ICG [2001-2006]



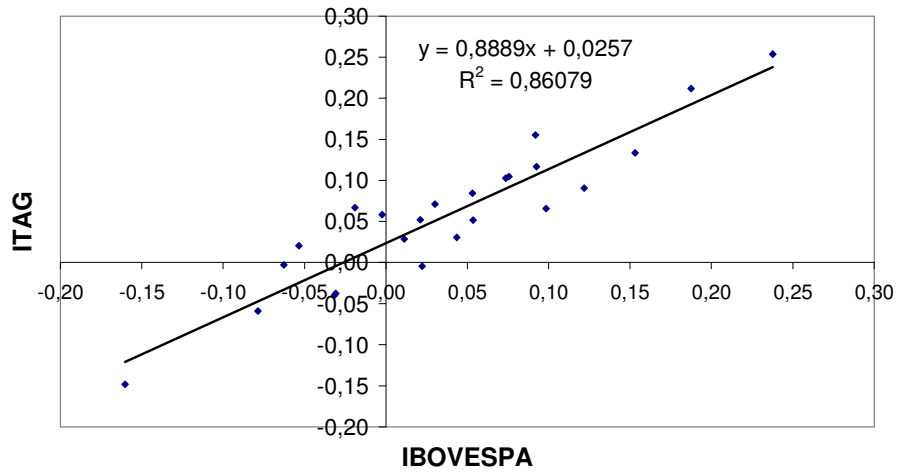
Testes: 65 observações (valor-p = 1,071E-21 < 0,05 e F= 209,3205 > 4,00~)

ITAG versus IBOVESPA
GráfIBOVR\$ [2005-2006]



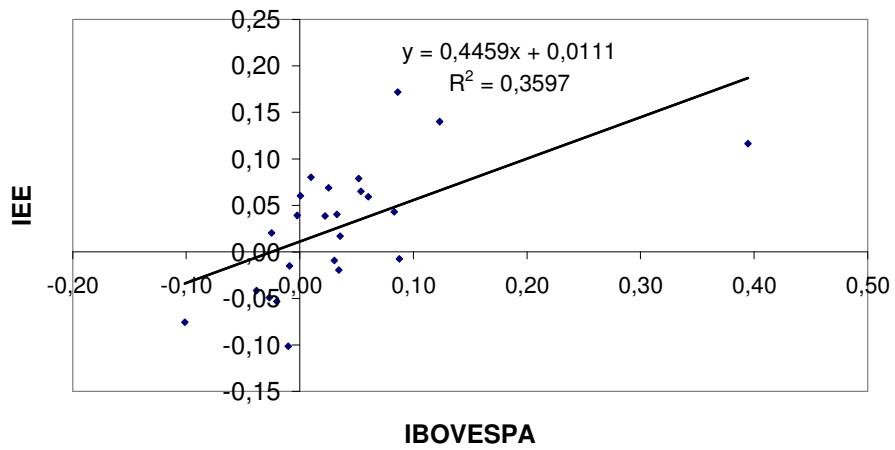
Testes: 24 observações (valor-p = 2,106E-08 < 0,05 e F= 72,33133 > 4,26)

ITAG versus IBOVESPA
GráfIBOVUS\$ [2005-2006]



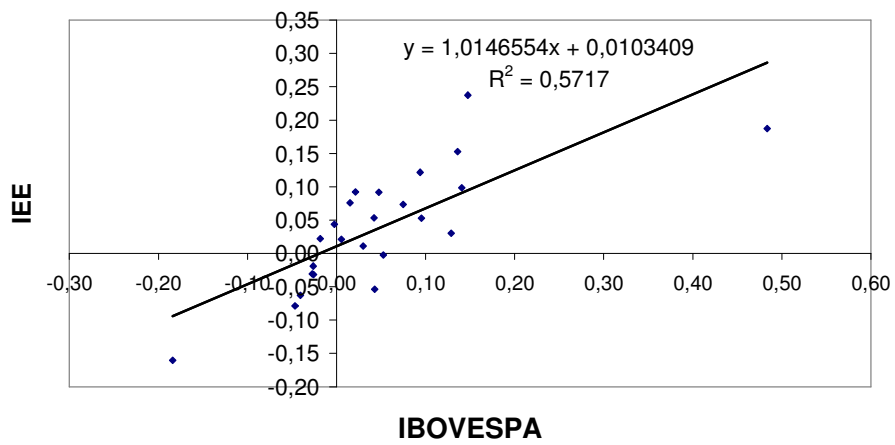
Testes: 24 observações (valor-p = 1,877E-10 < 0,05 e F= 129,86145 > 4,26)

IEE versus IBOVESPA GráficoBOVR\$
Período de Referência ITAG [2005-2006]



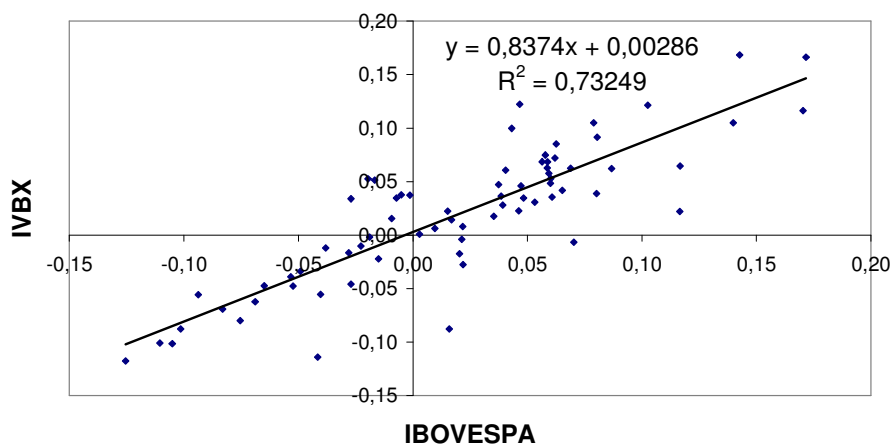
Testes: 24 observações (valor-p = 0,0034315 < 0,05 e F= 10,872 > 4,26)

IEE versus IBOVESPA GráficoBOVUS\$
Período de Referência ITAG [2005-2006]



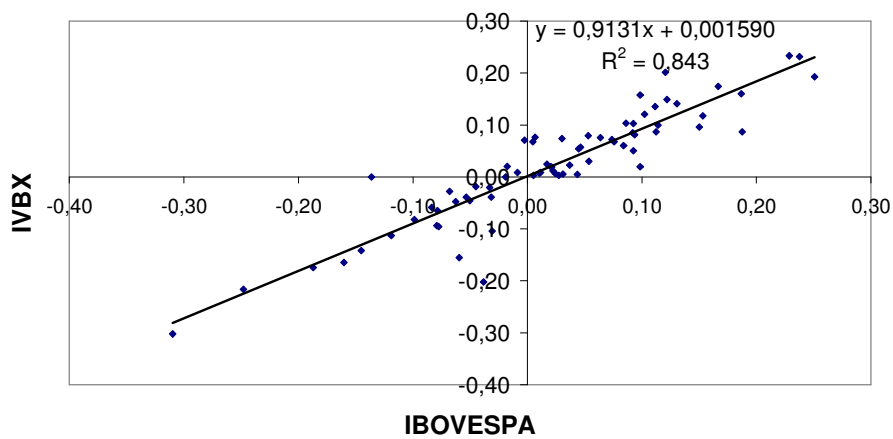
Testes: 24 observações (valor-p = 2,997E-05 < 0,05 e F= 28,0362 > 4,26)

IVBX versus IBOVESPA
GráfIBOVR\$ [2001-2006]



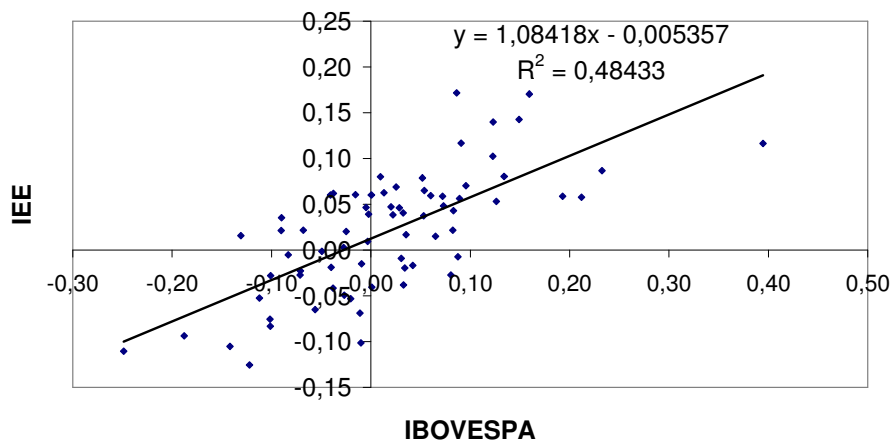
Testes: 70 observações (valor-p = 3,793E-21 < 0,05 e F= 186,196 > 4,00~)

IVBX versus IBOVESPA
GráfIBOVUS\$ [2001-2006]



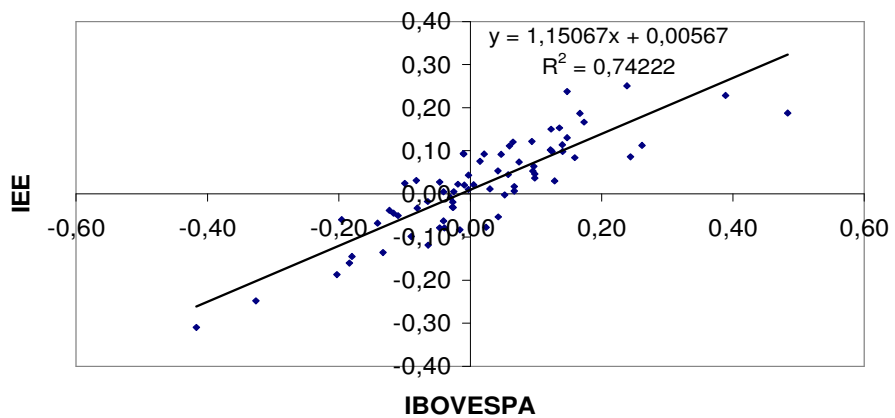
Testes: 70 observações (valor-p = 4,7839E-29 < 0,05 e F= 365,145 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVR\$
Período de Referência IBX [2001-2006]



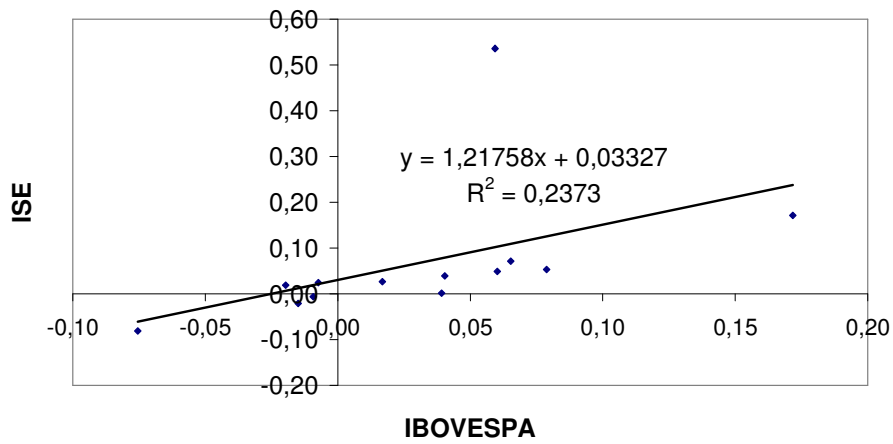
Testes: 70 observações (valor-p = 2,268E-11 < 0,05 e F= 63,868 > 4,00~)

IEE versus IBOVESPA Gráfico IBOVUS\$
Período de Referência IBX [2001-2006]



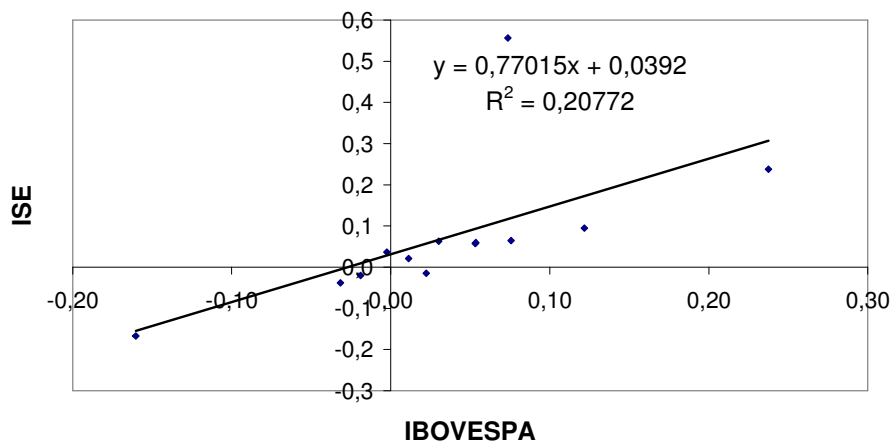
Testes: 70 observações (valor-p = 1,069E-21 < 0,05 e F= 195,79553 > 4,00~)

ISE versus IBOVESPA
GráfIBOVR\$ [2005-2006]



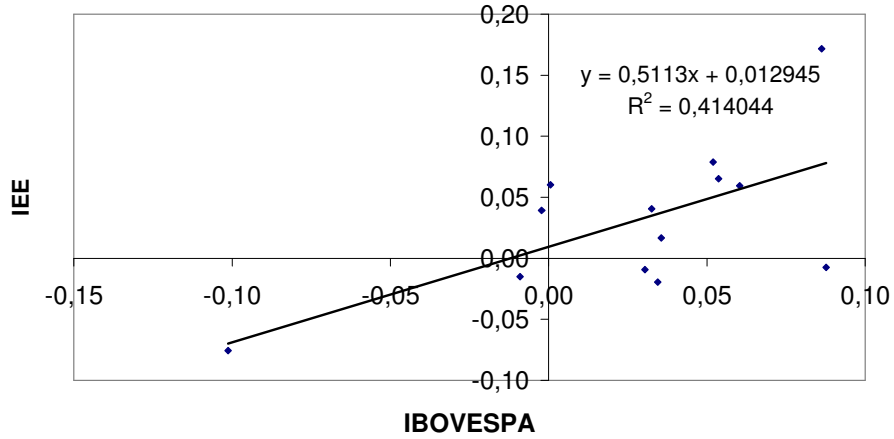
Testes: 12 observações (valor-p = 0,1082 > 0,05 e F= 3,1114889 < 4,75)

ISE versus IBOVESPA
GráfIBOVUS\$ [2005-2006]



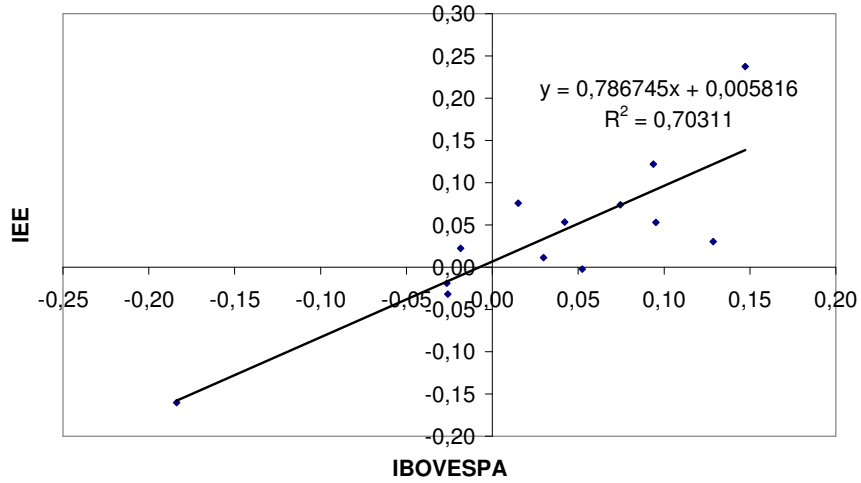
Testes: 12 observações (valor-p = 0,1364 > 0,05 e F= 2,62187 < 4,75)

IEE versus IBOVESPA GráfIBOVR\$
Período de Referência ISE [2005-2006]



Testes: 12 observações (valor-p = 0,0239 < 0,05 e F= 7,06611 > 4,75)

IEE versus IBOVESPA GráfIBOVUS\$
Período de Referência ISE [2005-2006]



Testes: 12 observações (valor-p = 0,0006550 < 0,05 e F= 23,683 > 4,75)