UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**UMA ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DO COEFICIENTE BETA
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Rinaldo Caldeira Pinto

SÃO PAULO

2008

Rinaldo Caldeira Pinto

Uma Análise da Utilização do Coeficiente Beta no Setor Elétrico Brasileiro

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientadora:

Prof^a. Dr^a. Virginia Parente

SÃO PAULO

2008

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinto, Rinaldo Caldeira.

Uma análise da utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro/ Rinaldo Caldeira Pinto; orientadora Virgínia Parente – São Paulo, 2008.

104p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Setor Elétrico - Brasil 2. Energia Elétrica -aspectos econômicos
3 Energia elétrica-regulação. I. Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

RINALDO CALDEIRA PINTO

“Uma análise da utilização do coeficiente Beta no setor elétrico brasileiro”

Dissertação defendida e aprovada em 30/06/2008 pela Comissão Julgadora:

Profª Drª Virgínia Parente – PIPGE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. George Ohanian - FGV

Profª Drª Lucy Aparecida de Sousa - FAAP

Aos meus pais, meus eternos colaboradores.

AGRADECIMENTOS

À Professora Virgínia Parente, minha orientadora, por todo o apoio e pelas discussões técnicas.

À Maria de Fátima Atanazio Mochizuki, Maria Penha da Silva Oliveira e Maria de Lourdes Montrezol da Biblioteca do IEE/USP, pela ajuda nas pesquisas bibliográficas.

À professora Lucy Souza e ao professor George Ohanian, pela colaboração e sugestões enriquecedoras na ocasião do meu Exame de Qualificação.

Ao amigo e colega Sidney Rosim, pelas discussões e esclarecimentos prestados.

Ao amigo e colega Érik Eduardo Rego, pelo companheirismo e pelo apoio técnico.

Aos demais colegas de Mestrado, pelo convívio enriquecedor.

Ao corpo de professores do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP, por contribuírem para a minha formação.

À Aparecida Rosa de Souza Tarábola, a Adriana Fátima Pelege e ao Júlio César Teodoro pelo prestimoso apoio e agradável convívio.

À Éger Bergamini Mastandréa pelo apoio técnico de edição.

RESUMO

PINTO, R. C. **Uma análise da utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro**, 2008, 104 p. Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

O coeficiente beta, definido no contexto do modelo de avaliação de ativos denominado *Capital Asset Pricing Model*, tem sido amplamente utilizado no Setor Elétrico Brasileiro. Sua aplicação tem sido importante não apenas no âmbito das revisões tarifárias conduzidas pelo órgão regulador, mas também para análise das empresas do setor pelos investidores em mercado de capitais. Embora a aplicação do modelo *CAPM* seja simples, ele é construído sobre hipóteses rigorosas, que nem sempre são observáveis no mercado real, principalmente em países emergentes. Inserido no referencial teórico deste Modelo, o presente trabalho tem como o objetivo analisar a utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro, identificando potenciais distorções que decorram de sua aplicação. Adicionalmente, este trabalho busca analisar o comportamento desse coeficiente de mercado ao longo do período de 1999 a 2007, identificando possíveis tendências. Para isso, lança-se mão de dados que são amplamente utilizados pelos agentes do mercado de capitais, oriundos de uma amostra de empresas que, por possuírem dados disponibilizados em bolsa de valores tornam viável gerar este coeficiente. Das análises realizadas é possível concluir que o coeficiente beta obtido com dados do mercado brasileiro apresentou valores bem próximos aos coeficientes obtidos em mercados desenvolvidos. Também foi possível constatar que os segmentos de distribuição e geração apresentam, no mercado brasileiro, betas desalavancados de mesma ordem de grandeza entre si, embora o segmento de geração seja mais concorrencial e, no de distribuição, predomine um contexto de monopólio natural.

Palavras-chave: Coeficiente beta, CAPM, Setor Elétrico Brasileiro, indicador de mercado, volatilidade, regulação.

ABSTRACT

PINTO, R. C. **An analysis of the coefficient beta in the context of the Brazilian electricity industry**, 2008, 104 p. Master Dissertation - – Inter Units Energy Related Graduate Program, Universidade de São Paulo, 2008.

The coefficient beta, defined in the context of the Capital Asset Pricing Model, has been widely applied within the Brazilian electricity industry. Its application has been conducted not only by the regulatory authority regarding tariff review of regulated electricity concessionaires, but also largely used by investors in Brazilian the capital market. Although the CAPM tool is a straight forward one, the Model itself was built under strict assumptions which are not often found in the real world, mainly in developing countries. Departing from this theoretical framework, this master thesis analyses the coefficient beta within the Brazilian electricity industry, identifying potential distortions derived from its application. Additionally, this work examines the coefficient beta behavior throughout 1999 up to 2007, pointing possible trends. For generating the beta coefficient, it is used the same sort of data usually selected by market investors, applied to a set of select companies belonging to the Brazilian electricity industry that have their information publicly disclosed in the financial and stock markets. The result of the analysis pointed that the coefficient beta generated for the Brazilian companies analyzed did not differ much from those of companies belonging to the electricity industry of developed countries. It was also perceived that the segments of electricity distribution and electricity generation presented unlevered betas of the same magnitude although generating companies operates in a competitive market and distribution concessionaires face predominantly a natural monopoly context.

Keywords: Coefficient beta, CAPM, Brazilian electricity industry, stock market indicators, volatility, regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Pesquisa de satisfação com relação ao processo de privatizações	15
Figura 2 – Fator X	18
Figura 3 – Nova fronteira eficiente e Fronteira eficiente dos ativos com risco	27
Figura 4 – Linha do mercado de capitais	29
Figura 5 – Relação entre o ativo individual e a LMC	30
Figura 6 – Reta Característica	32
Figura 7 – Expansão do mercado livre	47
Figura 8 – Preços de fechamento das ações da Eletropaulo	52
Figura 9 – Preços de fechamento das ações da Coelce	52
Figura 10a – Preços de fechamento das ações Cesp PNB	53
Figura 10b – Oscilação de preços diária das ações Cesp PNB	54
Figura 11 - Portfólio regulado x Portfólio não-regulado	64
Figura 12 – Betas alavancados Cemig PN (jul/1999-jul/2007)	75
Figura 13 – Betas alavancados Cesp PNB (jul/1999-jul/2007)	76
Figura 14 – Betas alavancados Light ON (jul/1999-jul/2007)	76
Figura 15 – Participação do setor elétrico no IBOVESPA (mai 1990 – jul 2007)	79
Figura 16 – Betas alavancados Eletrobrás PNB (nov/1994-jul/2007)	80
Figura 17 – Betas alavancados Eletrobrás PN (jul/2002-jul/2007)	80
Figura 18 – Betas alavancados Cemig PN (jul/2002-jul/2007)	81
Figura 19 – Betas alavancados Eletropaulo PNA (jul/2002-jul/2007)	82
Figura 20 – Betas alavancados IBOVESPA (2000-2007)	83
Figura 21a – Betas de cinco anos Scottish Power (retornos mensais)	85
Figura 21b – Betas de cinco anos Scottish Power (retornos semanais)	85
Figura 21c – Betas de cinco anos Scottish Power (retornos diários)	85
Figura 22a – Betas de cinco anos International Power (retornos mensais)	86
Figura 22b – Betas de cinco anos International Power (retornos semanais)	86
Figura 22c – Betas de cinco anos International Power (retornos diários)	86
Figura 23 - Betas desalavancados Light ON (jul/2002-jul/2007)	88
Figura 24 -Betas alav. e desalav. Eletrobrás PNB (jul/2002-jul/2007)	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Empresas de energia elétrica privatizadas	14
Tabela 2 – Influência do período de tempo sobre a determinação dos betas	34
Tabela 3 – Influência da escolha da carteira de mercado na determinação dos betas	36
Tabela 4 – Influência do intervalo de retorno na determinação dos betas	37
Tabela 5 – Betas do setor elétrico americano	57
Tabela 6 – Betas das empresas inglesas do setor de energia elétrica	66
Tabela 7 – Beta médio alavancado e desalavancado distribuição (jul/2002-jul/2007)	69
Tabela 8 – Beta médio alavancado e desalavancado geração (jul/2002-jul/2007)	70
Tabela 9 – Betas médios alavancados e desalavancados (jul/2002-jul/2007)	71
Tabela 10 – Betas alavancados (1995-2000)	72
Tabela 11 – Betas alavancados (1995-2002)	73

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução	01
Capítulo 2 - Evolução recente do Setor Elétrico Brasileiro e as revisões tarifárias	06
2.1 Introdução do capítulo 2	06
2.2 Uma breve visão das reformas recentes	06
2.3 As revisões tarifárias	15
2.4 Conclusões do capítulo 2	20
Capítulo 3 - O coeficiente beta e o modelo CAPM	21
3.1 Introdução do capítulo 3	21
3.2 O modelo de Markowitz	21
3.3 O modelo CAPM	28
3.4 Parâmetros para determinação do coeficiente beta	33
3.5 Outras versões e teste empíricos do CAPM	38
3.6 Conclusões do capítulo 3	39
Capítulo 4 - O coeficiente beta e o setor elétrico brasileiro	40
4.1 Introdução do capítulo 4	40
4.2 Riscos inerentes ao SEB	41
4.3 Eficiência de mercado	48
4.4 Desalavancagem dos betas	55
4.5 Os betas e as revisões tarifárias periódicas	58
4.6 Tendências dos betas no SEB	73
4.7 Conclusões do capítulo 4	89
Capítulo 5 – Considerações finais	90
5.1 Limitações da pesquisa	93
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS	

1. Introdução

Este trabalho tem por objetivo analisar o comportamento do coeficiente beta – oriundo do modelo de avaliação de ativos denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM) – relativo às empresas do setor elétrico brasileiro (SEB), cotadas em Bolsa. Examina-se como esse coeficiente tem evoluído ao longo do período de 1999 a 2007 e como ele vem sendo utilizado principalmente no caso das revisões tarifárias das concessionárias de serviços públicos de energia.

Nos países desenvolvidos geralmente é observado que as empresas do tipo *utilities* – ou seja, aquelas empresas prestadoras de serviços de utilidade pública – apresentam uma volatilidade nos preços de suas ações consistentemente inferiores à média do mercado acionário como um todo. Tal característica se deve ao fato dessas empresas trabalharem em contextos relativamente previsíveis quanto à demanda pelos seus produtos e serviços.

De modo geral, as taxas de crescimento da demanda por serviços como os de energia elétrica guardam uma relação próxima com o crescimento populacional e, ainda que importante, menos próxima com as taxas de crescimento da economia como um todo. De fato, por serem serviços essenciais e básicos, como a exemplo dos serviços de provimento de energia elétrica, eles não costumam ter seu consumo reduzido sobremaneira em um cenário de desaquecimento econômico nem vê-lo crescer a taxas explosivas em um cenário de forte crescimento. Basta lembrar que os consumidores residenciais de países desenvolvidos não passarão a demandar mais energia para passar mais roupas ou tomar mais banhos aquecidos porque ficaram mais ricos e, se o fizerem, não será de forma significativa.

Em países menos desenvolvidos, entretanto, as empresas prestadoras de serviços de utilidade pública, tais como as de energia, enfrentam uma realidade significativamente

diferente. Além de oscilações mais bruscas da demanda pela incorporação de parcelas não atendidas quando ocorre crescimento econômico, ou pela falta de instrumento anti-cíclicos eficazes em casos de desaquecimento, essa diferença de realidades se reflete em muitos aspectos de ordem regulatória.

Observa-se, primeiramente, que como em muitos desses países os mercados ainda estão pouco maduros, ou encontram-se ainda em fase de desenvolvimento, a própria consolidação da comercialização do serviço de energia sob a forma de mercado, ou seja, com empresas outras que não apenas as empresas de controle do governo é por si uma razão de volatilidade. Do ponto de vista financeiro, a questão pode ser traduzida como se os investidores, detentores de concessões públicas, não soubessem, *ex-anti*, se o fluxo de caixa futuro de seu investimento irá ou não se verificar conforme o previamente planejado/acordado. Tal incerteza decorre da fragilidade no respeito aos contratos em casos de mudança de governos e por que a própria regulação setorial ainda está em estágio inicial de formatação.

As incertezas regulatórias são de muito maior intensidade em países menos desenvolvidos. E essas incertezas possuem muitas faces que poderão ir desde os indexadores utilizados nas revisões tarifárias, passando pela alteração da frequência das mesmas, pelo conceito mutante de base de remuneração implícito nos critérios dessas revisões, até a criação de novos impostos, alterando a carga tributária ao longo da vida útil dessas concessões públicas e afetando o fluxo de caixa dos investimentos.

Para realizar a análise proposta neste trabalho, utiliza-se o modelo CAPM e, mais especificamente, foca-se no seu coeficiente beta. Esse modelo parte do princípio de que existe uma relação linear entre os retornos de um ativo e o seu risco, representado pela variância ou desvio padrão dos retornos. Para a aplicação desse modelo, deve-se fazer uma regressão entre os retornos do ativo e os retornos de uma carteira representativa do mercado. O coeficiente angular da reta obtida da regressão entre os retornos do ativo e os retornos da carteira de mercado foi denominado de coeficiente beta.

O coeficiente beta, portanto, fornece informações a respeito do risco de mercado (ou do risco não-diversificável) de um dado ativo, ou seja, se esse ativo é mais ou menos volátil que o mercado como um todo. Desse modo, o coeficiente beta pode ser visto como um componente da medida de risco de um ativo.

Optou-se, também, por fazer uma análise crítica da própria metodologia utilizada para chegar a esse coeficiente e dos resultados encontrados para uma amostra de empresas do setor elétrico brasileiro. Buscou-se inicialmente verificar se o coeficiente beta reflete a hipótese de que mercados menos desenvolvidos tendem a ser mais voláteis que aquele de países mais desenvolvidos. Por fim uma última análise buscou examinar a estabilidade desse coeficiente ao longo do tempo e o seu contraste com os betas de países mais desenvolvidos, em especial os Estados Unidos e a Grã-bretanha.

Dentro do contexto do Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, escolheu-se analisar o subconjunto das empresas do setor elétrico brasileiro, cotadas em bolsa, no período de 1999 a 2007, com ênfase no período de 2002 a 2007. De fato, na década de 90 ocorreram de grandes mudanças para o setor, e um objetivo adicional deste trabalho foi o de verificar como o coeficiente beta, relativo a essas empresas, se comportou ao longo do período analisado.

Como objetivo secundário deste trabalho, pretendeu-se analisar criticamente as eventuais distorções e limitações na aplicação do modelo CAPM no mercado brasileiro, em especial, no mercado de energia elétrica. Adicionalmente, abordaram-se ainda questões como: a escolha da carteira (referencial) de mercado e os parâmetros para a determinação do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro. No caso do segmento de distribuição de energia elétrica analisou-se, principalmente, a adequação da utilização do coeficiente beta pela autoridade reguladora no contexto das revisões tarifárias.

O ponto de vista metodológico, além do apoio da modelagem do CAPM, a base de dados utilizada para as avaliações são referentes a empresas do setor elétrico em questão. Estes dados foram levantados junto ao banco de dados disponibilizado pela empresa

Economática, que fornece dados do mercado de bolsa, os quais são amplamente utilizados por analistas e investidores.

Os betas analisados foram obtidos a partir de amostras de retornos mensais computados num período de cinco anos. Esse intervalo de tempo, embora escolhido aleatoriamente, costuma ser o período mais comumente utilizado pelos analistas de mercado. Os betas examinados foram tomados mês a mês, dentro do período escolhido, com o objetivo de verificar sua evolução. A partir desses betas, que se modificaram no tempo, foram gerados gráficos com a intenção de analisar eventuais tendências.

Trabalhou-se também com a relação de dívida versus capital próprio das empresas do setor com o intuito de obterem-se os betas desalavancados. Ou seja, estes betas foram gerados através da investigação da estrutura média de capital das empresas. A estrutura de capital das empresas analisadas também foi obtida através do banco de dados da empresa Economática.

Os betas foram também analisados considerando as diferenças entre os segmentos de atividade dentro do setor elétrico brasileiro, uma vez que existem diferenças de risco entre tais segmentos. Dentre os segmentos que compõem a cadeia de prestação de serviços de energia elétrica, quais sejam, os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, optou-se em focar principalmente nos segmentos de distribuição e de geração. Para isso, foi preciso identificar-se previamente se a empresa analisada pertencia essencialmente a um ou a outro desses segmentos. Assim, para a formação das amostras, as empresas foram divididas por segmento, com base em informações obtidas junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), à Bovespa e aos departamentos de relações com investidores (RIs) das empresas estudadas.

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, sendo que o primeiro corresponde a esta introdução. O segundo capítulo, por sua vez, contém uma breve história do setor elétrico até o seu estágio atual. Focalizam-se, principalmente, as mudanças pelas quais passou

o setor elétrico brasileiro, desde as privatizações até a criação de um mercado livre de energia.

O terceiro capítulo faz uma descrição do modelo teórico que embasa o CAPM a partir da descrição da moderna teoria de carteiras de Markowitz. Nesse capítulo também são abordadas as questões relativas à escolha dos parâmetros para a determinação do coeficiente beta.

No quarto capítulo, analisa-se a utilização do coeficiente beta pelo setor elétrico. Levam-se em conta as particularidades da sua aplicação nesse setor, e a evolução desse coeficiente ao longo das mudanças que o setor elétrico brasileiro vem passando.

O quinto capítulo traz as considerações finais. Nele encontram-se sintetizadas as principais conclusões bem como estão também apontadas as limitações do presente trabalho. Por fim, são delineadas sugestões para trabalhos futuros sobre esse tema.

Capítulo 2 – Evolução recente do Setor Elétrico Brasileiro e as revisões tarifárias

2.1 Introdução do capítulo 2

Neste capítulo, aborda-se de forma sucinta a evolução recente do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), concentrando-se no período, que vai do início da década de 90 até o início do ano de 2008. Grande parte das empresas atuantes no SEB, nesse período, tinha suas ações cotadas em bolsa, e todas as mudanças que atingiram o setor repercutiram sobre os movimentos de preços das ações dessas empresas.

Com a breve retrospectiva apresentada neste capítulo pretende-se dar um panorama das mudanças ocorridas no setor no período acima referido. O intuito é fornecer o contexto histórico do SEB para que, unindo-se à análise da teoria de portfólios do capítulo 3, seja possível realizar a análise do coeficiente beta no capítulo 4. Este coeficiente pode ser entendido, à priori, como um coeficiente que participa da composição do risco de mercado de um determinado ativo. Assim, após, ser revisada a teoria de carteiras e análise de risco no capítulo 3, é feita uma aplicação dessa teoria no capítulo 4 comparando-se as mudanças nos coeficientes beta que indicam as alterações nas percepções de risco de mercado dessas empresas, com o intuito de verificar como as percepções de risco evoluíram ao longo do tempo.

Como poderá ser visto a seguir, muita das empresas do setor elétrico, além de terem sido desmembradas por conta de uma série de processos de desverticalização, passaram de um regime de monopólio estatal para um regime privado regulado.

2.1 Uma breve visão das reformas recentes

Uma das observações mais críticas sobre o SEB é a constatação de que várias empresas que atuavam nesse setor chegam aos anos 90 com um acentuado grau de endividamento externo e interno. Como assinalaram Pires & Piccinini (1998), a década de 80 marcou a escalada desse endividamento setorial, oriundo de uma série de razões. Dentre elas, vale lembrar que os anos de crescimento expressivo em torno de 1970 se extinguíram abruptamente para o Brasil e para a média de países do mundo, com os sucessivos aumentos nos preços do petróleo, como reflexos generalizados tanto do primeiro quanto do segundo choque, de 1973 e 1979, respectivamente. Assim, para tentar conter uma inflação latente, o governo brasileiro optou por uma combinação que se mostrou crítica para o SEB: (a) o controle das tarifas de energia, muitas vezes abaixo de seus custos, e (b) o uso de uma série de empresas ligadas à infra-estrutura energética, para alavancar empréstimos em moedas fortes, numa tentativa de recompor as reservas brasileiras e manter a pauta de importações de petróleo, cujas necessidades brasileiras eram responsáveis por cerca de 50% do volume importado na época.

Pressionado por demandas múltiplas, o SEB entra nos anos 90 apresentando uma inadimplência intra-setorial generalizada. Esse fato acentuou a necessidade de um remodelamento do setor, que ocorreu nas décadas seguintes. Diante de tal endividamento, ficou claro que mudanças faziam-se imprescindíveis. Nos anos que se seguiram, tais mudanças viriam ocorrer em múltiplas dimensões: (a) no marco institucional, (b) no planejamento, (c) na matriz energética, (d) na política tarifária e (e) nas formas de financiamento. Considerou-se, por fim, a possibilidade do capital privado investir nesse setor (LANDI, 2006).

No início dos anos 90, o Programa Nacional de Desestatização (PND), abriu caminhos para que uma série de alterações começasse a acontecer no SEB. Essas mudanças possibilitariam a redução do endividamento das estatais que atuavam na área de energia, e alterariam também a forma de atuação do Governo: de Estado empreendedor para Estado regulador/fiscalizador.

Nessa época, o Setor Elétrico Brasileiro era todo verticalizado, ou seja, a mesma empresa exercia as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Quase todo o serviço era prestado por concessionárias estaduais, que detinham o monopólio da distribuição, ficando o monopólio da geração e transmissão para a Eletrobrás, que atuava em nível federal. Cada estado da federação obtinha seu suprimento de energia elétrica diretamente da sua concessionária, que nele atuava. Essas empresas, concessionárias e geradoras, apresentavam problemas para a realização de investimentos necessários à reposição e modernização de equipamentos, entre outras demandas, em função da dificuldade de reajustes tarifários adequados a seu funcionamento (PEANO, 2005).

Até 1993, vigorava o regime tarifário de remuneração garantida. A tarifa era fixada por lei, baseada no custo do serviço, e era igual em todo o país, ou seja, as tarifas eram iguais para as mesmas classes de consumo em todo o território nacional (PEANO, 2005). Esse procedimento era conhecido como equalização tarifária. Isso causava uma distorção, já que os custos das concessionárias eram diferentes e estas atuavam em mercados com características distintas. Dessa forma, havia concessionárias deficitárias e superavitárias.

Para corrigir essa imperfeição, o Governo criou um fundo de equalização, denominado Reserva Global de Garantia (RGG), onde era depositada parte dos excedentes das empresas superavitárias, que poderiam ser sacados pelas deficitárias dentro de certos limites previamente definidos (PIRES & PICCININI, 1998). Buscava-se a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, conforme já constava no antigo Art. 1º do Decreto nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974.

Ainda no início dos anos 90, o Governo persistiu na utilização das tarifas de energia elétrica como instrumento no combate à inflação. Os reajustes das tarifas foram contidos de tal forma, que o setor entrou em uma crise institucional. Conforme assinala Brito (2007), a crise caracterizou-se por uma inadimplência generalizada entre as concessionárias de distribuição, as geradoras e o Governo Federal.

Nesse contexto, a Lei número 8.631/93 foi considerada como um marco do início do processo de reformulação do setor. Essa Lei extinguiu a equalização tarifária em vigor, e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Ela permitiu também que as próprias concessionárias reajustassem seus preços de acordo com seus custos.

Em seguida, a Lei 9.074, de 1995, estabeleceu o conceito de Consumidor Livre e de Produtor Independente de Energia, que foram passos importantes no sentido de se encaminhar um mercado livre de energia. Conforme o Artigo 11 da Lei 9.074/95:

Considera-se Produtor Independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco.

Na Seção III, Artigo 15, da Lei 9.074 de 1995, estava também disposto o seguinte:

Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 KW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

Outros aspectos da Lei 9.074/95, em sua Seção III, Artigo 15, chamam a atenção por imprimirem maior grau de liberdade aos agentes atuantes no SEB. Esses aspectos são destacados nos parágrafos transcritos abaixo:

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 KW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contado a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

§ 5º O exercício da opção pelo consumidor faculta o concessionário e o autorizado rever, na mesma proporção, seus contratos e previsões de compra de energia elétrica junto às suas supridoras.

§ 6º É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

§ 7º As tarifas das concessionárias, envolvidas na opção do consumidor, poderão ser revisadas para mais ou para menos, quando a perda ou o ganho de mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Como fica bem claro no Artigo 16, abaixo, o consumidor cuja carga ultrapassasse 3.000 kW, poderia escolher o fornecedor livremente.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 KW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Em 1996, o Ministério das Minas e Energia, em conjunto com a consultoria Coopers & Lybrand, promoveu uma mudança significativa na organização setorial através do então denominado projeto RE-SEB. As principais reformas identificadas como prioritárias no contexto do RE-SEB seriam a desverticalização do setor e a regulação dos monopólios naturais de distribuição e transmissão. Para a atividade de regulação, foi criada, então, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O projeto RE-SEB identificou também a necessidade da criação de um Operador Nacional do Sistema (ONS) e de um ambiente de comercialização, que seria denominado de Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). A primeira instituição, o ONS, ficaria

responsável pela coordenação da operação, da transmissão e da geração, de modo a otimizar a utilização das infra-estruturas existentes. Já a segunda, o MAE, ficaria responsável pelo gerenciamento de contratos bilaterais de longo prazo e pela liquidação das operações de compra e venda de energia no curto prazo (PIERONI, 2005). O Projeto RE-SEB, iniciado em 1996, só foi concluído em 1998.

A necessidade de um Operador Nacional do Sistema, advinda da característica peculiar do setor elétrico brasileiro, no qual a geração do sistema interligado, até fins do século passado era de até 95% proveniente de energia hidráulica. Assim, dadas as dimensões continentais do Brasil, e do fato de que cada região é regida por um índice pluviométrico diferente, a ação do ONS era vista como essencial. Nesse contexto, para um melhor aproveitamento dos reservatórios, era conveniente que houvesse um órgão centralizado que determinasse, a cada momento, que região do País deveria fornecer mais ou menos energia. Para cumprir as funções descritas, o ONS foi criado em 1998 e o MAE, em 2000.

A posteriori, ficou patente que o novo modelo do setor elétrico, engendrado no RE-SEB, mostrou, com o passar dos anos que se sucederam, fragilidades que culminaram no racionamento de 2001. Devido a vários fatores de caráter institucional e econômico, os investimentos privados na expansão de capacidade não se realizaram conforme o esperado, e, associando-se a um longo período de estiagem, resultaram no racionamento (PIERONI, 2005).

Visando corrigir as distorções existentes no modelo anterior, em 2003, promoveu-se um novo remodelamento na área de energia elétrica do País, que ficou conhecido como Segunda Reforma do Setor Elétrico. O marco dessa segunda reforma foi a elaboração do documento intitulado “Modelo Institucional do Setor Elétrico”. Posteriormente, as Leis 10.848/04 e o Decreto 5163/04 vieram dar apoio legal ao referido documento.

Uma série de novas características se destacava nessa nova modelagem. Dentre essas características, podem ser apontadas: (a) financiamento através de recursos públicos e privados; (b) total desverticalização (empresas divididas por atividade), (c) competição na

geração e comercialização, (d) consumidores divididos entre livres e cativos, (e) preços livremente negociados pelos agentes (tanto na geração quanto na comercialização), (f) leilão e licitação de menor tarifa no ambiente regulado, e (g) planejamento setorial realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Embora tenha ocorrido a total desverticalização das empresas, não foi proibido a estas empresas de atuarem em todos os segmentos do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização) desde que por constituição de empresas distintas, em forma de holding, o que muitas delas adotaram como estratégia (REGO, 2008).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada como um órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia com a função de planejar a expansão da geração e da transmissão. Além da EPE, o novo marco institucional criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A CCEE viria a substituir o antigo MAE, que deixava de existir, e o CMSE tornava-se o responsável pelo monitoramento permanente do suprimento de energia visando à segurança energética.

Contrariando uma tendência inerente ao modelo anterior, o novo modelo definiu ainda que a Eletrobrás e suas subsidiárias (Eletrosul, Eletronorte, CHESF e Furnas) não seriam mais privatizadas. Adicionalmente, foram instituídos dois ambientes de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Ambiente de Contratação Regulada, passaram a atuar agentes de geração e distribuição de energia, que destinariam a energia contratada a consumidores cativos. No Ambiente de Contratação Livre, atuariam agentes de geração, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres de energia. Observa-se desde então que no Ambiente de Contratação Livre os preços vem sendo livremente negociados e no Ambiente de Contratação Regulada os preços são resultantes de leilões.

Observa-se que no ACR, regras buscaram garantir uma proteção mais intensa dos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária (ou seja, busca-se um menor preço para o consumidor, através da concorrência). Neste ambiente, a energia vem sendo comprada através de leilões, cujos critérios de decisão baseiam-se na menor tarifa ofertada.

Já no ACL, a atuação verificada é de agentes caracterizados como grandes consumidores. Esses, por terem maior poder de barganha, mostram ter mais condição de escolher seus fornecedores e de discutir preços e condições contratuais com os fornecedores de energia (REGO, 2007).

De acordo com sua formulação, os objetivos básicos desse novo modelo, em vigor ainda em meados de 2008, seriam de: garantir a existência de uma oferta adequada para atender a demanda e garantir a modicidade tarifária e a universalidade do atendimento.

Simultaneamente às reformas acima descritas, ocorreu um significativo processo de privatização das empresas, atuantes nos serviços de energia elétrica, no período de 1995 a 2000. Esse processo teve início com a privatização da Escelsa, em 1996, e prosseguiu conforme **Tabela 1** a seguir. Ao final do ano 2000, tinham-se dezessete distribuidoras estaduais, três geradoras estaduais e três empresas federais privatizadas.

Tabela 1 – Empresas de Energia Elétrica Privatizadas

Característica	Nome da Empresa	Data da Privatização
Empresas Federais	Escelsa	11/07/1995
	Light	21/05/1996
	Gerasul	15/09/1998
Geradoras Estaduais	Cachoeira Dourada	05/09/1997
	CESP Paranapanema	28/07/1999
	CESP Tietê	27/10/1999
Distribuidoras Estaduais	Cerj	20/11/1996
	Coelba	31/07/1997
	CEEE-Norte-NE	21/10/1997
	CEEE-Centro-Oeste	21/07/1997
	CPFL	05/11/1997
	Enersul	19/11/1997
	Cemat	27/11/1997
	Energipe	03/12/1997
	Cosern	12/12/1997
	Coelce	02/04/1998
	Eletropaulo	15/04/1998
	Celpa	09/07/1998
	Elektro	16/07/1998
	EBE	17/09/1998
	Celpe	17/02/2000
	Cemar	15/06/2000
	Saelpa	30/11/2000

Fonte: Modificado a partir de Pieroni (2005).

Embora o processo de privatização tenha tido sucesso do ponto de vista fiscal, com a arrecadação de 26 milhões, não foi bem recebido pela opinião pública. Uma pesquisa feita na América Latina (Figura 1) demonstrou que apenas 25% dos entrevistados, no ano de 2004, considerariam benéficas as privatizações (REGO, 2007).

Figura 2: Pesquisa de satisfação com relação ao processo de privatizações

Fonte: Modificado a partir de Rego (2007).

Além disso, o processo de privatização também teve problemas de ordem política, pois quando chegou a vez de privatizar as usinas detentoras de grandes áreas de reservatórios (CHESF e FURNAS), o programa foi interrompido. Concomitantemente, a privatização enfrentou dificuldades institucionais, pois foi iniciada sem que houvesse uma regulamentação detalhada do setor, e sem que se houvesse implementado um mercado de energia (REGO, 2007).

2.3 As Revisões Tarifárias

As revisões tarifárias são procedimentos que atingem principalmente o setor de distribuição de energia elétrica, e consistem no reposicionamento periódico das tarifas. As revisões tarifárias são o estágio final de todo um processo denominado Regulação Tarifária.

Com efeito, processo de regulação tarifária tem em vista garantir atratividade ao investidor no setor, de forma a tornar o serviço prestado perene e, ao mesmo tempo, defender os interesses do consumidor, já que as empresas e os consumidores interagem num ambiente de monopólio natural para as primeiras. De acordo com Pires & Piccinini (1998):

A regulação tarifária é um dos aspectos mais importantes da regulamentação dos serviços públicos, tendo em vista a necessidade, em um regime de monopólio natural, de se garantir tanto a rentabilidade do investidor quanto a preservação dos interesses dos consumidores.

As revisões tarifárias são realizadas dentro de determinada periodicidade porque as empresas apresentam ganhos crescentes de produtividade ao longo do tempo. Tal comportamento dos ganhos empresariais é característico desse tipo de negócio. As empresas que atuam nos segmentos de distribuição e transmissão situam-se em segmentos de monopólios naturais. Nos regimes de monopólios naturais existe elevado grau de assimetria de informações pró-produtores, o que pode possibilita o abuso de poder de monopólio (PIRES & PICCININI, 1998).

Com o advento das privatizações, houve necessidade de uma política tarifária antes mesmo da existência de uma Agência Nacional estar em funcionamento. Os contratos de concessão assinados na ocasião da privatização da ESCELSA e da LIGHT, já continham algum detalhamento de política tarifária, conforme assinala (PEANO, 2005).

Com a criação da ANEEL, em 1996, teve início um refinamento no processo regulatório, de forma que, em 2003, quando dezessete distribuidoras passaram por suas primeiras revisões tarifárias, esse processo já mostrava sinais de maior detalhamento (PEANO, 2005). A partir de 2003, os processos de revisão tarifária das concessionárias passaram a ser realizados, em média, a cada quatro anos.

O processo de revisão tarifária tem se baseado em um regime de regulação por incentivos (ANEEL, 2008). A formulação brasileira de regulação tarifária tomou como base o modelo inglês de *price-cap*, ou modelo de “preço-teto”. Nesta formulação, se fixa um preço

máximo (preço-teto) para a cesta de tarifas da concessionária, abaixo do qual a concessionária pode praticar os preços cobrados aos seus consumidores.

Nos processos de revisão tarifária, os custos são divididos em duas parcelas, denominadas parcela A e parcela B. A Parcela A corresponde aos custos não-gerenciáveis e a Parcela B representa os custos gerenciáveis. Entende-se por custos gerenciáveis a parcela referente aos custos operacionais, custo de capital, depreciação e tributos. Entende-se por custos não-gerenciáveis as parcelas de custos referentes à compra de energia e encargos tarifários. Os custos não-gerenciáveis são corrigidos anualmente pelo IGP-M, e os gerenciáveis são corrigidos apenas em cada revisão tarifária periódica, ou seja, em média a cada quatro anos. Em cada revisão tarifária, define-se um Índice de Reajuste Tarifário (IRT) que será aplicado sobre as tarifas homologadas da concessionária.

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) pode ser definido, matematicamente, como:

$$IRT = \frac{PA + PB(IGPM \pm X)}{RA} \quad (1)$$

Onde:

IRT = Índice de Reajuste Tarifário

PA = Parcela A

PB = Parcela B

IGPM = Índice Geral de Preços de Mercado

X = Índice de ganho e produtividade

RA = Receita anual verificada

Na fórmula acima, o “X” ou “Fator X”, como ficou conhecido no jargão setorial, corresponde a uma medida de ganho de produtividade da concessionária no período entre as revisões tarifárias periódicas. Ele ajusta o ganho considerado excedente, que a concessionária obtém por operar um monopólio natural, fazendo com que este excedente seja dividido com o consumidor. Destaca-se ainda que, segundo Pires & Piccinini (1998):

O fator de produtividade X deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária no sentido de autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade.

Na Figura 2, podemos ver a exemplificação desse processo. A concessionária opera com custos decrescentes ao longo do tempo, e o seu lucro é cada vez maior. Em cada revisão tarifária defini-se um fator X, de modo que a concessionária possa partilhar com a sociedade uma parte deste ganho de produtividade.

Figura 2: Fator X

Fonte: Metodologia de Cálculo do Fator X, ANEEL (2002).

Na Parcela B, incluem-se os custos operacionais, o custo de capital, a depreciação e os impostos. Os custos operacionais são calculados com base na operação eficiente de uma empresa fictícia que atue na mesma região geográfica que a concessionária analisada. Tal empresa foi denominada Empresa de Referência (ER). A ER embute um modelo teórico construído com base em indicadores que buscam refletir as melhores práticas e tecnologias

adequadas à atividade de distribuição de energia elétrica (PEANO, 2005). Para o cálculo dos custos operacionais são considerados os recursos humanos, a infra-estrutura física, materiais, serviços e transporte.

Na metodologia implementada pela ANEEL, o custo de capital é calculado através do método do Custo Médio Ponderado de Capital, ou WACC, do inglês, *Weighted Average Cost of Capital*. Nesse método, são ponderados os custos de dívida e de capital próprio da empresa, pela participação de cada um desses montantes no capital investido na empresa.

Para a determinação do custo de dívida, é prática comum utilizar uma taxa para empréstimo adequada ao perfil e à duração dos projetos da empresa investidora. Para a determinação do custo de capital próprio, a ANEEL recomenda a utilização do modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que será objeto de detalhado estudo no capítulo 3 desta dissertação.

Aplicando-se esta metodologia, a ANEEL obtém o custo médio ponderado de capital para a atividade de distribuição de energia elétrica para as revisões tarifárias periódicas. Para se ter idéia da ordem de grandeza do custo de capital, para o ciclo de revisões tarifárias 2007-2010, a ANEEL estimou em 9,95% este valor, sendo que o valor para o custo de capital próprio estimado foi de 16,71% e o valor para o custo de capital de terceiros estimado foi de 14,97%. O valor assim obtido multiplica a Base de Remuneração Regulatória, que é composta pelos ativos que a concessionária utiliza para prestar o serviço de distribuição de energia de forma eficiente. O efeito do imposto é levado em consideração neste cálculo. Ao valor obtido somam-se os custos operacionais, obtidos anteriormente, o efeito da depreciação e amortização de ativos, obtendo-se assim os valores finais da parcela B. Por fim, os custos obtidos das parcelas A e B, para cada concessionária, são comparados pela ANEEL aos custos da Empresa de Referência (ER).

Conforme foi visto, no âmbito do cálculo da Parcela B, inclui-se o custo de capital próprio da concessionária, que é calculado pelo método CAPM. Neste método, o risco de mercado é dado pelo coeficiente beta. Com este trabalho, pretende-se verificar como esses

coeficientes variaram ao longo do período, que vai do ano de 1999 até o ano de 2007, e quais implicações essas variações podem ter causado, do ponto de vista de análise do setor elétrico, aos investidores e/ou participantes do mercado de capitais brasileiro. Para o entendimento do coeficiente beta, no capítulo 3 delinear-se-á o modelo CAPM, partindo-se do modelo de Markowitz.

2.4 Conclusões do capítulo 2

No contexto da evolução do setor elétrico brasileiro, a partir dos anos 90, parte expressiva das empresas de energia, pré e pós-privatização, caracteriza-se como de capital aberto, com suas ações cotadas em bolsas de valores, tanto do Brasil quanto do exterior. Do ponto de vista dos detentores de ações dessas empresas – dentre os quais, tanto o setor público quanto o privado, este último sob as formas de pessoas físicas ou jurídicas – pode-se inferir que todas as reformas realizadas ao longo dos últimos anos, incluindo o processo de privatização e os mecanismos de revisão tarifários, que impactam diretamente nos fluxos de caixa das empresas do setor, tenham influenciado nos retornos das ações dessas empresas.

Com o intuito de analisar a percepção do risco setorial e sua influência nos retornos das ações dessas empresas, este trabalho irá analisar os mesmos indicadores de mercado utilizados pelos analistas de empresas cotadas em Bolsa, concentrando-se num componente desses indicadores, que é o coeficiente beta, detalhado posteriormente. Ressalta-se aqui que o comportamento do coeficiente beta é amplamente utilizado como componente de mensuração de risco de mercado, não só pela indústria de fundos que aplicam em ações, como também pelos investidores em geral, estando presente na determinação de custo de capital de qualquer empresa, inclusive as do setor elétrico.

O coeficiente beta é utilizado como medida de risco no Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM, do inglês *Capital Asset Pricing Model*). Para entender o que é o coeficiente beta, faz-se necessário o entendimento do modelo CAPM. No próximo capítulo, delinear-se-á os pormenores do modelo, chegando à descrição do coeficiente beta.

Capítulo 3 – O coeficiente beta e o Modelo CAPM

3.1 Introdução do capítulo 3

Uma vez que o foco deste trabalho é analisar o uso do coeficiente beta pelo setor elétrico brasileiro, neste capítulo, pretende-se delinear o modelo CAPM, de onde esse coeficiente é proveniente. Partindo-se do modelo de Markowitz, publicado em 1952, que deu origem à moderna teoria de carteiras, e chegando-se aos testes do modelo CAPM, realizados no mercado brasileiro, pretende-se prover as informações necessárias às abordagens que serão realizadas no capítulo 4. Com o objetivo de elucidar a problemática da aplicação do coeficiente beta, abordar-se-á cada parâmetro relacionado ao cálculo deste. Serão abordadas também algumas derivações do modelo CAPM. No capítulo 4, serão abordados aspectos da utilização do modelo CAPM no setor elétrico brasileiro.

3.2 O Modelo de Markowitz

O *trade-off* risco-retorno sempre foi um tema central de discussões na teoria de finanças. Em geral, quando o investidor busca um retorno maior para seus investimentos, acaba incorrendo em maiores riscos. O retorno maior é um prêmio pelo risco maior a que o investidor se submete. Harry Markowitz (1952) desenvolveu um modelo para análise da relação risco-retorno de um portfólio, de modo a auxiliar o investidor na escolha dos ativos que comporiam um portfólio ótimo, dado um nível de risco a que esse investidor estivesse disposto a se submeter. Para se iniciar o estudo do modelo de Markowitz, faz-se necessário o entendimento de algumas definições. Para o objetivo deste trabalho, iniciar-se-á definindo-se alguns tipos de risco e retorno de um investimento.

Para este trabalho, podem-se definir três tipos de risco: o risco total, o risco diversificável e o risco não-diversificável, que estão relacionados da seguinte forma:

$$Risco\ total = Risco\ diversificável + Risco\ não-diversificável \quad (2)$$

O risco total é a soma do risco diversificável e do risco não-diversificável.

O risco diversificável, que pode ser chamado de risco não-sistemático, é a parcela do risco total que pode ser representado pela probabilidade de ocorrência de eventos randômicos relacionados a uma empresa ou a determinado setor. A ocorrência de uma greve e a influência de atos regulatórios, por exemplo, podem ser classificados como eventos deste tipo.

O risco não-diversificável, que também é chamado de risco sistemático, é a parcela do risco a que o mercado, como um todo, está sujeito. Guerras e inflação são exemplos desse tipo de risco (GITMAN, 2000).

O retorno de um investimento pode ser definido de diversas maneiras. Para efeito deste trabalho, pode-se defini-lo como a diferença entre o valor que o indivíduo detém inicialmente e o valor que o indivíduo possui ao fim do período do investimento. Aplicando-se esse conceito a um portfólio, podemos dizer que o retorno de um portfólio é igual a:

$$Rp = V_{t+1} - V_t + FC \quad (3)$$

Onde:

Rp = retorno do portfólio no período de t a $t+1$

V_{t+1} = valor do portfólio na data $t+1$

V_t = valor do portfólio na data t

FC = fluxo de caixa gerado por esse portfólio

Diversos modelos já surgiram, buscando auxiliar o investidor na sua decisão de escolher entre um ou outro ativo em função do *trade-off* risco-retorno. Dentre os modelos, o de maior importância foi o modelo de Markowitz.

Harry Markowitz publicou, em março de 1952, o artigo intitulado *Portfolio Selection*, no qual enunciou as bases da sua teoria de seleção de portfólios. Ele denominou de *portfolio selection* ao invés de *security selection* porque, segundo o próprio Markowitz (1952):

[..]um bom portfólio é mais do que uma lista de boas ações e títulos. Ele é balanceado como um todo, fornecendo ao investidor oportunidades e proteções com relação a um grande número de restrições.

Este artigo revolucionou a teoria das finanças e é tido como o marco inicial da moderna teoria de portfólios. Até aquela data, os investidores se baseavam, ou no passado histórico de um determinado título, ou em previsões de analistas de mercado que tentavam prever o comportamento futuro dos ativos. As tentativas de usar o passado serviam bem para o passado e não se podia prever o futuro a partir delas, e as tentativas de prever o futuro podiam resultar em ótimos ou péssimos negócios. Markowitz supôs que o melhor que um investidor podia fazer era deter uma carteira diversificada, ou seja, sem risco diversificável, que refletisse o nível de risco que esse investidor estava disposto a assumir frente ao retorno esperado para esta carteira.

A incerteza ligada ao futuro é um fator preponderante no retorno de um título. O que um analista de mercado pode dizer, com maior probabilidade de acerto, é que se um determinado evento *A* acontecer, determinado papel terá mais chance de subir ou de cair. Esse evento *A* pode ser uma queda nas taxas de juros, o término de uma guerra, um crescimento acima do normal da economia, por exemplo.

Um segundo aspecto importante sobre os ativos é a correlação que existe entre eles. Quando o mercado se move para cima, nem todos os ativos se movem para cima e com a mesma intensidade. Uns ativos reagem mais rapidamente e com mais intensidade do que outros, na mesma direção ou em direção contrária. Através da estatística, podemos medir a intensidade desse movimento através da correlação entre os ativos. Markowitz demonstrou que seria possível, através da combinação de ativos com baixa correlação ou de correlação negativa, montar portfólios com risco menor do que cada ativo individualmente. O benefício da diversificação só seria possível na condição de que os ativos não apresentassem correlação significativa entre si. Dois ativos altamente correlacionados se moveriam para um mesmo

lado e na mesma intensidade, o que não contribuiria para a redução do risco do portfólio. Ao contrário, se dois ativos tiverem baixa correlação, ou correlação igual a -1, será possível que um ativo anule a oscilação do outro, diminuindo o risco do portfólio como um todo.

Markowitz identificou dois objetivos que eram comuns a todos os investidores: os investidores sempre optam pelo maior retorno e os investidores preferem a certeza à incerteza. Dentro dessas duas afirmações, podemos dizer que, frente a dois investimentos que apresentem o mesmo retorno, se um deles apresenta incerteza maior de resultados, o outro será o escolhido. Entre dois investimentos que apresentem a mesma incerteza, o de maior retorno será o escolhido. Agregando algumas outras hipóteses a essas, Markowitz desenvolveu sua teoria. Ele sugeriu que o investidor seguisse a seguinte sequência de passos para montar o seu portfólio:

- 1) separar os portfólios eficientes dos não eficientes;
- 2) avaliar as combinações de retorno desejado e as incertezas de retorno disponível nos portfólios eficientes;
- 3) selecionar as combinações de retorno-risco que mais se adequarem às suas necessidades, e
- 4) determinar o portfólio que provê a melhor combinação risco-retorno.

Segundo Sanvicente e Mellagi Filho (1988), Markowitz se baseou nas seguintes hipóteses para desenvolver a sua teoria:

1. Os investidores estão interessados apenas no valor esperado e na variância (ou o desvio padrão) da taxa de retorno.
2. Os investidores preferem maior retorno e menor risco.
3. Os investidores preferem carteiras que dão máximo retorno esperado, dado o risco, ou mínimo risco, dado o retorno esperado: os investidores preferem carteiras eficientes.

4. Os investidores têm a mesma opinião quanto às distribuições de probabilidades das taxas de retorno dos ativos, o que assegura a existência de um único conjunto de carteiras eficientes.

A hipótese de que os investidores preferem maior retorno e menor risco, deixa claro que os investidores têm aversão ao risco e que, para correr um risco maior, o retorno também tem de ser maior. Segundo Markowitz *apud* Elton & Gruber (1995), os investidores tomam decisões de investimento e selecionam as alternativas, comparando as distribuições de probabilidades dessas alternativas de investimento. São essas distribuições que representam os possíveis resultados do investimento e suas probabilidades de ocorrência. Como cada investimento possui uma distribuição diferente do outro, a diversificação da carteira pode proporcionar uma redução do risco. Conhecidas as distribuições de cada investimento, o investidor poderá encontrar um portfólio com a melhor relação risco-retorno.

A teoria básica formulada por Markowitz foi descrita matematicamente da seguinte forma:

$$E(R_p) = x_1E(R_1) + x_2E(R_2) + \dots + x_nE(R_n) \quad (4)$$

Onde:

$E(R_p)$ = valor esperado do retorno de um portfólio

x_1 = percentagem investida no ativo 1

$E(R_1)$ = valor esperado do retorno do ativo 1

x_2 = percentagem investida no ativo 2

$E(R_2)$ = valor esperado do retorno do ativo 2

x_n = percentagem investida no ativo n

$E(R_n)$ = valor esperado do retorno do ativo n

Da estatística, sabemos que a covariância entre os retornos de dois ativos pode ser escrita da seguinte forma:

$$Cov(i,j) = E\{[R_i - E(R_i)][R_j - E(R_j)]\} \quad (5)$$

E também como

$$Cov(i,j) = \rho_{ij}\sigma_i\sigma_j \quad (6)$$

Onde:

$Cov(i,j)$ = covariância entre os ativos i e j

ρ_{ij} = coeficiente de correlação entre os ativos i e j

σ_i = desvio padrão do ativo i

σ_j = desvio padrão do ativo j

Dessa forma, a variância do portfólio será dada por:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (7)$$

Onde:

x_i = percentagem investida no ativo i

x_j = percentagem investida no ativo j

O portfólio eficiente para qualquer ativo, ou combinação de ativos, precisa ter retorno máximo para uma classe de risco, ou risco mínimo para uma classe de retorno. A teoria de Markowitz dá importância ao risco de cada ativo medido pelo seu desvio padrão ou variância, a covariância desse retorno e o coeficiente de correlação entre os dois ativos. Quanto ao coeficiente de correlação entre dois ativos, podemos dizer o seguinte:

- a) eles podem ser positivamente correlacionados e seu coeficiente de correlação pode atingir o valor **1** no caso de correlação perfeita;
- b) eles podem ter correlação nenhuma, ou seja, coeficiente de correlação igual a zero;

c) eles podem ser inversamente correlacionados e seu coeficiente de correlação pode atingir o valor -1 no caso correlação perfeita inversa.

Markowitz supôs, devido ao fato de se poder ter coeficientes de correlação de sinais opostos, que existiria a possibilidade de se montar um portfólio em que o risco fosse zero, combinando ativos inversamente correlacionados. A grande importância do artigo de Markowitz foi demonstrar os benefícios da diversificação do portfólio de modo a melhorar a relação risco-retorno para o investidor.

A partir do trabalho de Markowitz, James Tobin (1958) definiu que a decisão de investimento de cada investidor se dará numa combinação entre um ativo livre de risco, supondo sua existência numa economia, e uma carteira t . Essa definição está condicionada à existência do ativo livre de risco, desde que o investidor possa captar ou emprestar recursos através desse ativo livre de risco nessa economia (Figura 3). Segundo Bodie *et al.* (2007), essa carteira t representa o ativo ou a carteira com risco que está sobre a fronteira eficiente, e maximiza a relação risco-retorno, ou seja, está mais a noroeste da fronteira eficiente dos ativos com risco. É por ela que passa a reta tangente à fronteira eficiente que contém o ativo livre de risco.

Figura 3 – Nova fronteira eficiente e Fronteira eficiente dos ativos com risco

Fonte: Modificado a partir de Málaga (2003).

O modelo de Markowitz, no início, era de difícil operacionalização, pois os computadores da época eram pouco desenvolvidos. O modelo de índice único desenvolvido por William Sharpe veio facilitar a sua implementação. A partir da afirmação de Markowitz:

[...] os retornos da maioria dos títulos são correlacionados. Se o índice Standard & Poor's subiu substancialmente, podemos esperar que as ações da United States Steel também subam. Se o índice Standard & Poor's subiu substancialmente, também podemos esperar que as ações da Sweets Company of América também subam. Markowitz *apud* Leite e Sanvicente (1995).

Sharpe propôs que todas as ações fossem relacionadas a um índice. Como esse índice é um índice de mercado, o modelo foi denominado modelo de mercado.

3.3 O modelo CAPM

O modelo de Markowitz se relacionava somente a um indivíduo, mas a teoria de Sharpe abordava decisões conjuntas de indivíduos. Sendo assim, Sharpe (1970), baseado no modelo de Markowitz, desenvolveu o que passou a ser chamado de Teoria do Mercado de Capitais. Era uma teoria que abordava as decisões conjuntas dos investidores e Sharpe adicionou novas hipóteses àquelas impostas por Markowitz:

1. O mercado está em equilíbrio, ou seja, oferta e demanda por ativos são idênticas.
2. Os investidores têm expectativas homogêneas quanto ao risco, ao retorno e à covariância dos ativos, cuja distribuição dos retornos segue uma distribuição normal.
3. Cada investidor mantém uma carteira de ativos diversificada, de acordo com o modelo de Markowitz.
4. Os investidores têm aversão ao risco.
5. Investidores preferem carteiras com maior retorno no caso de escolherem entre duas carteiras de mesmo risco.
6. Existe uma taxa livre de risco na economia, com a qual é possível emprestar e tomar recursos, sendo que a taxa é a mesma para todos investidores.
7. A quantidade de ativos numa economia é fixa, sendo que os mesmos podem ser perfeitamente divididos e comercializados.

8. A informação está disponível sem custo e ao mesmo tempo para todos os investidores.
9. Não há impostos, regulamentações e restrições na venda a descoberto.

Pelas hipóteses de que cada investidor mantém uma carteira de ativos diversificada, o mercado está em equilíbrio e os investidores têm expectativas homogêneas, todas as carteiras diversificadas estariam sobre a Nova Fronteira Eficiente, que Sharpe (1970) chamou de Linha do Mercado de Capitais - LMC (**Figura 4**).

Figura 4 – Linha do mercado de capitais

Fonte: Málaga (2003).

Uma carteira composta por $x\%$ investido no ativo livre de risco e $(1-x)\%$ investido na carteira de mercado terá a seguinte média e desvio padrão segundo o modelo de Markowitz:

$$E(R_p) = xE(R_{lr}) + (1-x)E(R_m) \quad (8)$$

$\sigma_p = (1-x)\sigma_m$, porque o ativo livre de risco não tem desvio-padrão e covariância com a carteira de mercado.

Isso demonstra que existe uma relação linear entre as carteiras posicionadas sobre a Linha do Mercado de Capitais (LMC) e o risco da carteira de mercado (Sharpe *et al.*, 1995). Podemos observar também que o coeficiente angular da LMC pode ser dado por:

$$\text{Coeficiente angular} = [E(R_m) - R_{lr}] / \sigma_m^2 \quad (9)$$

A partir dessas hipóteses, Sharpe desenvolveu o modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Na **Figura 5**, temos a curva de oportunidade de todas as composições de carteira entre um ativo *a* e a carteira de mercado.

Figura 5 – Relação entre o ativo individual e a LMC

Fonte: Málaga (2003).

A carteira de mercado definida por Sharpe *et al.* (1995) é formada por todos os ativos presentes na economia. A proporção do valor de cada ativo é obtida dividindo-se o valor de cada ativo pelo valor total do mercado, conforme expressão a seguir:

$$x_i = (\text{Valor de mercado de um ativo qualquer}) / (\text{Valor de mercado de todos os ativos da economia}) \quad (10)$$

Onde:

x_i = proporção de cada ativo na carteira de mercado para a condição de equilíbrio.

O retorno e o risco da carteira serão, respectivamente:

$$E(R_p) = xE(R_p) + (1-x)E(R_m) \quad (11)$$

e,

$$\sigma_p = [x^2 \sigma_a^2 + (1-x)^2 \sigma_m^2 + 2x(1-x)\sigma_{a,m}]^{1/2} \quad (12)$$

Derivando-se as equações em relação à x , para a condição de $x = 0$, dividindo-se (11) por (12), e igualando-se a equação resultante ao coeficiente angular da Linha do Mercado de Capitais, chega-se a uma equação reduzida que simplifica a aplicação do modelo. A equação resultante é a seguinte:

$$E(R_a) = R_{lr} + [(E(R_m) - R_{lr}) \sigma_{a,m}] / \sigma_m^2 \quad (13)$$

Onde:

$E(R_a)$ = esperança do retorno ativo a

R_{lr} = retorno da taxa livre de risco

$E(R_m)$ = esperança do retorno do mercado

$\sigma_{a,m} / \sigma_m^2$ = coeficiente beta

O CAPM é um modelo uniperiódico, ou seja, supõe-se que os indivíduos invistam todo seu dinheiro num instante t e resgatem; num instante $t+1$, todo o dinheiro investido mais um percentual de retorno, positivo ou negativo. Um ativo livre de risco para o nosso modelo é um investimento que o indivíduo, de antemão, conhece o retorno e, no período considerado, é um

valor fixo conhecido. Damodaran (2006) sugere que seja utilizado como um ativo livre de risco os títulos do governo federal. Não que o governo seja menos arriscado que o setor privado, mas, porque o governo detém o poder de imprimir o dinheiro e, para honrar seus compromissos, numa eventualidade, o governo pode usar essa vantagem. Isso faz com que as pessoas acreditem que um título do governo será sempre menos arriscado. Nessa definição de taxa livre de risco, não foi levado em consideração o efeito da inflação, que é um efeito aleatório, que pode influir nos retornos dos ativos.

Pode-se concluir que o coeficiente beta, que mede o risco de mercado ou risco diversificável, é uma relação entre a covariância entre os retornos do ativo a e a carteira de mercado, e o quadrado da variância da carteira de mercado. Ele pode ser obtido também por meio de regressão. Se for construído um gráfico a partir dos excessos de retorno da carteira de mercado, em relação a uma taxa livre de risco e dos excessos de retorno do ativo considerado, em relação à mesma taxa livre de risco, o coeficiente beta será o coeficiente angular da reta de regressão obtida (**Figura 6**).

Figura 6 – Reta Característica

Fonte: Assaf Neto (2000).

Nesta **Figura 6**, no eixo das ordenadas, temos os excessos dos retornos do mercado em relação à taxa livre de risco, e na abscissa, o excesso de retorno do ativo j em relação à taxa

livre de risco. O coeficiente α é o intercepto da reta de regressão e o coeficiente angular da reta é o coeficiente β . Para efeito deste trabalho, só será abordado o coeficiente beta.

3.4 Parâmetros para determinação do Coeficiente Beta

Para determinarmos o coeficiente beta, precisamos especificar três parâmetros:

- 1) período de tempo;
- 2) carteira de mercado a ser utilizada e,
- 3) intervalo do retorno.

Em seguida, detalhar-se-á cada parâmetro.

3.4.1 Período de tempo

Este parâmetro se refere à extensão de tempo em que vai ser realizada a coleta de dados. O que se usa comumente no mercado, é realizar as regressões sobre um intervalo de dados de cinco anos. As agências que dão esse indicador (Ibbotson, Value Line, etc), normalmente utilizam esse intervalo de tempo para fazer a regressão. A única agência que utiliza dois anos é a Bloomberg (Damodaran, 2006). O intervalo de tempo deve ser escolhido de forma a refletir a condição atual da empresa. Os betas refletem a percepção de risco da empresa pelo mercado. Escolhendo-se um período de tempo muito longo, corre-se o risco de incorporar nos dados condições que já não estão mais presentes naquela empresa, como, por exemplo: nível de alavancagem operacional, diversificação das atividades da empresa, etc. Na **Tabela 2**, pode-se observar a influência da escolha do período de tempo sobre a determinação dos betas, para as ações da Disney.

Tabela 2 – Influência do Período de Tempo sobre a Determinação dos Betas

Período de Tempo	Beta
3 anos	1,04
5 anos	1,13
7 anos	1,14
10 anos	1,18

Fonte: Damodaran (2007).

3.4.2 Carteira de mercado

A etapa mais complexa da determinação do coeficiente beta é a escolha da carteira de mercado. Em primeiro lugar, porque não se tem uma carteira que atenda às especificações do modelo, ou seja, que contenha todos os ativos negociados na economia, e, em segundo lugar, porque existem vários índices de mercado com metodologias diferentes de cálculo. O primeiro motivo foi a razão de uma das principais críticas que esse modelo sofreu, a crítica de Roll (1977). Segundo Roll (1977), o CAPM era impossível de ser testado, pois era impossível de se observar uma carteira de mercado conforme especificado no modelo.

No mercado americano, é comum a utilização do índice S&P 500 como carteira de mercado. A vantagem desse índice é que ele é composto pelas ações das 500 maiores empresas americanas, e na sua metodologia de cálculo, é utilizada uma média ponderada pelo valor de mercado. Outros índices, como o próprio Dow Jones, são considerados inadequados em função de sua metodologia de cálculo. O índice Dow Jones se baseia nas cotações das ações. Nos países emergentes como é o caso do Brasil, existem problemas para se definir essa carteira de mercado. Uma prática comum, é a de se utilizar o índice S&P 500 como carteira de mercado. No caso do IBOVESPA, o que se argumenta é que a metodologia de cálculo é inadequada, pois ele é estabelecido com base num índice de volume de negócios de cada ação, e não no valor de mercado que é o que preconiza o modelo CAPM (versão Sharpe-

Lintner). Porém, o IBOVESPA tem a vantagem de ser um índice de bolsa nacional, com um histórico desde 1968, sem que tenha havido alteração na sua metodologia de cálculo. Embora o IBOVESPA tenha esta vantagem, o mercado brasileiro não dispõe de séries tão longas quanto os mercados internacionais, que têm bolsas de valores em operação a mais tempo, para estimar com mais precisão os parâmetros necessários.

Outro aspecto que é apontado como negativo para o IBOVESPA, é que durante um período razoavelmente longo de sua existência, houve grande concentração de negócios em poucos papéis, distorcendo as indicações desse índice. Na carteira do índice que vigorou entre setembro e dezembro de 1993, por exemplo, as ações da Telebrás PN representavam 50% do índice. Ou seja, havia grande correlação entre os retornos da empresa Telebrás (holding estatal do setor de telecomunicações) e os retornos do índice. Esse tipo de efeito causava distorções na aplicação do índice como carteira de mercado, pois os retornos de mercado eram fortemente relacionados aos retornos específicos do setor de telecomunicações. Pode-se dizer que a carteira do IBOVESPA, nesse período, refletia o risco não diversificável do setor de telecomunicações. Embora, segundo Leite & Sanvicente (1998), isso acontecia com a carteira do índice porque esta refletia uma condição de mercado, a determinação do coeficiente beta, nesse mercado, seria distorcida.

Dentre os outros diversos índices que são divulgados pela Bolsa de Valores de São Paulo, merece destaque o IBrX. O IBrX tem um perfil diferente do IBOVESPA. Ele é um índice de preços que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, em termos de número de negócios e de volume financeiro. A ponderação no índice é obtida através do valor de mercado das ações disponíveis para negociação no mercado. Esse índice começou a ser divulgado em 1997. Embora o início da sua divulgação tenha acontecido em 1997, buscou-se um histórico desde 1995 para a sua implementação. Para a inclusão da ação no IBrX, ela deve estar entre as 100 melhores classificadas quanto ao seu índice de negociabilidade e tem que ter sido negociada em, pelo menos, 70% dos pregões ocorridos nos 12 meses anteriores à formação da carteira do índice.

Tanto o IBOVESPA, quanto o IBrX, assimilam a distribuição de proventos pelas empresas emissoras das ações pertencentes que o compõem. A carteira dos dois índices tem vigência de quatro meses. Após cada período, as carteiras são reavaliadas.

Embora o IBOVESPA e o IBrX tenham um histórico de dados de mais de dez anos, nenhum dos dois índices se enquadra exatamente no perfil da carteira de mercado preconizada pelo modelo CAPM. Ou seja, nesses dois índices, o peso das empresas componentes não é ponderado pelo valor de mercado. Apesar disso, o IBOVESPA tem sido largamente utilizado como carteira de mercado para determinação de betas por todos os agentes do mercado e, o IBrX, também foi utilizado por alguns autores para a mesma finalidade, em avaliações do modelo CAPM no mercado brasileiro (CHAVES *et al.*, 2006). Para exemplificar as diferenças que podem ocorrer devido à utilização de carteiras de mercado diferentes na determinação dos betas. Na **Tabela 3**, pode se observar as diferenças nos betas obtidos para diversas carteiras de mercado, com base em índices do mercado americano e retornos das ações da Disney.

Tabela 3 – Influência da escolha da carteira de mercado na determinação dos betas

Carteira de Mercado	Beta
Dow 30	0,99
S&P 500	1,13
NYSE Composite	1,14
Wilshire 5000	1,05
MS Capital Index	1,06

Fonte: Damodaran (2007).

3.4.3 Intervalo de retorno

Por fim, a escolha do intervalo do retorno também é de grande importância. Necessita-se tomar o cuidado de escolher um período não muito longo, de modo que o beta obtido reflita a condição atual. Por outro lado, há que se ponderar e não escolher intervalos muito curtos, pois a quantidade de dados pode não ser significativa. Outro problema relacionado a períodos muito curtos (menores do que um dia), é que pode haver ausência de negócios em alguns períodos, gerando um viés na estimativa do beta. Damodaran (2006) alerta sobre esta possibilidade e sugere que seja usado um período, no mínimo, semanal ou mensal. Na **Tabela 4** podem-se observar as diferenças obtidas para diversos intervalos de retorno tomando-se como exemplo as ações da Disney.

Tabela 4 – Influência do intervalo de retorno na determinação dos betas

Intervalo de retorno	Beta
Diário	1,33
Semanal	1,38
Mensal	1,13
Quadrimestral	0,44
Anual	0,77

Fonte: Damodaran (2007).

Pode-se notar que as diferenças são significativas entre os valores obtidos por diferentes condições. Pode-se perceber um fato interessante em relação à mudança do intervalo de retorno: retornos obtidos em intervalos menores (diário, semanal e mensal) resultam em betas maiores do que um. Isso pode indicar que, no curto prazo, as variações são mais intensas, e no longo prazo, elas se diluem ao longo das tendências. Dessa forma, o critério da escolha dos itens referenciados anteriormente deve ser o mais preciso possível, dentro dos objetivos que se pretende atingir com o cálculo do beta. Uma má especificação pode levar ao

comprometimento dos resultados, principalmente quando falamos em revisões tarifárias do setor elétrico, por exemplo.

3.5 Outras versões e testes empíricos do modelo CAPM

Devido aos questionamentos constantes que tem sofrido o modelo CAPM e, às hipóteses rigorosas a que ele está associado, ao longo dos anos de sua existência surgiram derivações com o objetivo de adequá-lo ao mercado real. Entre elas podem se destacar o CAPM-Zero-Beta (BLACK, 1992), em que o ativo livre de risco é substituído por um portfólio que covaria zero com a carteira de mercado, e o D-CAPM (ESTRADA, 2002), que leva em consideração apenas os retornos negativos do ativo considerado.

O modelo tem sido alvo, também, de diversos testes empíricos, que tem obtido resultados divergentes: uns comprovam e outros refutam a sua validade. Nenhum dos testes conduzidos conseguiu refutar completamente a sua validade, motivo pelo qual o modelo continua sendo aplicado, devido também a sua simplicidade em face de outros modelos.

Dentre os testes realizados pode-se citar o de Roll (1977), que afirmou que o CAPM nunca poderia ser testado, pois era impossível de se observar uma carteira de mercado que representasse todos os ativos de uma economia, e, o de Fama & French (1992), que concluiu que os retornos do mercado eram explicados não só pelo beta, mas por outros parâmetros que tinham maior significância do que o beta. O estudo de Fama & French gerou muita polêmica à sua época e muitos autores saíram em defesa dos betas: entre eles Fischer Black (1993), Chan e Lakonishok (1993), Grinold (1993), Mackinlay (1995) e Grundy & Malkiel (1996).

No Brasil foram realizados alguns testes empíricos do modelo. Os testes realizados no mercado brasileiro apontam mais para a não validade do modelo do que para a validade, porém, como o mercado brasileiro não é considerado um mercado desenvolvido pode ser que a validade dos testes esteja comprometida. Dentre os autores que avaliaram a aplicação do CAPM no mercado brasileiro, pode-se citar: Horng (1997), Bruni (1998), Mellone Jr. (1999),

Costa Jr. & Neves (2000), Ribenboim (2002), Málaga (2005), Silva (2006) e Chaves *et al.* (2006).

3.8 Conclusões do capítulo 3

Da teoria exposta neste capítulo, pôde-se constatar que a utilização do coeficiente beta, no âmbito do modelo CAPM, deve ser realizada com muito critério. Conforme visto, o modelo CAPM está embasado em hipóteses bastante rígidas e que não são encontradas nos mercados reais de uma forma completa. A utilização do coeficiente beta pelo setor elétrico tem que levar em consideração toda essa problemática, e há que se ponderar sobre a validade relativa dos valores obtidos da utilização desse método. Pôde-se verificar que o modelo sofreu, e ainda sofre, muitas críticas na sua utilização. Embora muito criticado, o CAPM ainda se sustenta devido a sua facilidade de utilização e de ter sua funcionalidade atestada por muitos autores. Em seguida, o capítulo 4, analisa aspectos da utilização do coeficiente beta no setor elétrico brasileiro e as tendências que este coeficiente tem apresentado no período analisado.

Capítulo 4 – O coeficiente beta e o setor elétrico brasileiro

4.1 Introdução do Capítulo 4

O objetivo deste capítulo é mostrar como o coeficiente beta das empresas do setor elétrico tem variado ao longo do tempo e como ele vem sendo utilizado no âmbito das revisões tarifárias do setor elétrico brasileiro (SEB).

No capítulo 3 verificou-se que o modelo de avaliação de ativos CAPM é construído sobre pressupostos bastante rigorosos e que num mercado real nem todos esses pressupostos estão presentes. Daí depreende-se que é necessário analisar a consistência dos betas elaborados através do modelo CAPM para saber sobre a aderência dos dados obtidos à realidade. Este questionamento de pressupostos é feito neste capítulo, entre outras análises, tendo como objeto o coeficiente beta das empresas do mercado de energia elétrica brasileiro.

Na elaboração de um coeficiente beta para as empresas brasileiras que atuam nos serviços de provimento de energia elétrica observa-se, de início, a adequação quanto ao uso do IBOVESPA como carteira referencial de mercado. Pode-se ponderar que embora tal uso encontre restrições, observa-se que o IBOVESPA é o índice que possui a maior série histórica significativa. Assim, na prática constata-se que ele é utilizado frequentemente com esse fim, ou seja, como carteira referencial de mercado pelas instituições que analisam e elaboram projeções sobre o mercado de capitais brasileiro.

No capítulo 2 verificou-se que o setor elétrico brasileiro passou por profundas mudanças no período compreendido entre 1999 até 2007. Essas mudanças tiveram influência sobre a percepção de risco em relação às empresas que atuam na indústria de energia. Assim, com base tanto na teoria exposta quanto no contexto de conjuntura retratada nos capítulos 2 e 3, o capítulo 4 desenvolve uma análise da utilização dos betas pelo setor de energia elétrica, verificando como estes coeficientes têm se comportado ao longo do tempo.

4.2 Riscos inerentes ao SEB

A análise do coeficiente beta das empresas atuantes no setor elétrico brasileiro está intimamente relacionada aos riscos aos quais essas empresas estão expostas. Observa-se que a questão do risco a que essas empresas se defrontam, ao longo do período analisado, que vai do ano de 1999 até meados do ano de 2007, tem estado associada a uma série de causas fundamentalistas características deste setor e que variaram no tempo.

Dentre essas características destacam-se: a) a estrutura das empresas que anteriormente eram totalmente verticalizada, passando a predominantemente desverticalizada; b) a coexistência de mercados de concorrência (na geração e comercialização de energia elétrica) e mercados de monopólio natural (na transmissão e distribuição de eletricidade); c) a existência de um mercado livre (voltado para grandes consumidores) e um outro mercado regulado (para consumidores residenciais e de pequena demanda); d) o surgimento de novas decisões do órgão regulador; e) as mudanças na conjuntura macroeconômica. Pode-se inferir, naturalmente, que essas mudanças tenham se refletido sobre o comportamento das ações das empresas do SEB, cotadas em bolsa.

Conforme foi abordado no capítulo 2, o foco das privatizações nos serviços de energia elétrica concentrou-se no segmento de distribuição, não tendo afetado da mesma forma os demais seguimentos de geração, transmissão e comercialização. Assim, em poucos anos, essencialmente na segunda metade dos anos 90, cerca de 80% do segmento de distribuição passou a mãos privadas, enquanto que na geração este número na atingia apenas 20%.

Há uma série de razões que explicam o fato de o governo ter iniciado o processo de privatização do setor elétrico pelas empresas do segmento de distribuição. Considerações quanto à segurança energética poderiam ter afluído na intenção de manter inicialmente a geração de energia predominantemente em mãos governamentais.

Entretanto, dentre as razões que foram aventadas para iniciar-se o processo de privatização pelo segmento de distribuição destaca-se o fato de que as empresas desse segmento, no entender do governo, naquela época, ofereciam maior atratividade aos investidores do que aquelas dos demais segmentos de transmissão e geração. Essa percepção decorria do reconhecimento de que as empresas de distribuição ofereceriam menor risco aos futuros participantes deste segmento, uma vez que essas empresas eram as encarregadas por que cobrar por todos os serviços, incluindo os dos demais segmentos, e depois repassar às parcelas correspondentes aos segmentos de transmissão e geração.

Caso o governo mantivesse a sua posição de detentor da distribuição, os investidores privados em transmissão ou geração poderiam temer que suas parcelas fossem eventualmente represadas. Além disso, os setores de transmissão e geração poderiam requerer uma maior proporção de investimentos irreversíveis (*sunk costs*). Sobretudo, naquela conjuntura de introdução do Plano Real, a necessidade de levantar divisas com a venda de empresas consideradas as “jóias da coroa”, dentre elas os setores de telecomunicações e o elétrico, tornaram-se mais prementes, e o governo teria optado, no caso do setor elétrico, pelos segmentos de maior atratividade.

Para se ter idéia da ordem de grandeza do setor elétrico, ao final da década de 90 o seu faturamento era de cerca de R\$ 40 bilhões no ano 2000, correspondente a aproximadamente 310 TWh/ano, ou a 2,5% da geração anual mundial de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2002).

Importa também considerar que os segmentos de distribuição e transmissão de energia elétrica são classificados como monopólios naturais por uma série de razões. Além de o custo fixo inicial ser muito elevado, o que se torna uma barreira para novos entrantes, o fato de distribuidoras e, também, de transmissoras de energia elétrica operarem num mercado em que o custo da ligação marginal é pequeno e decrescente configura-se para elas uma estrutura de monopólio natural. Como a inserção de uma segunda empresa não traria vantagem nem para consumidores nem para as empresas ofertantes do serviço, uma vez que os custos totais

seriam divididos por uma base menor de clientes, encarecendo o mesmo, o desenho de mercado com uma única empresa atuante tende a ser escolhido.

Observa-se que ao atuar em um monopólio, fica garantida a essas empresas uma receita crescente pelo aumento natural da base de clientes, decorrente do crescimento vegetativo da população e do crescimento do Produto Interno Bruto da região. De fato a estrutura de custos, fortemente calcada em elevados custos fixos e baixos custos variáveis garante ganhos de produtividade crescente para as empresas monopolistas. Para que esses ganhos não representem uma transferência crescente de renda de consumidores para monopolistas faz-se necessária à atuação do órgão regulador.

Vale salientar ainda que a figura de monopólio natural no segmento de distribuição pode ser bastante relativa na prática. Com a mudança do arcabouço regulatório que inseriu entre outras alterações, a figura do consumidor livre, sancionada através da Lei 9.074/1995, modificou-se o equilíbrio de forças entre distribuidoras e uma fatia não desprezível de consumidores. Criou-se uma figura que até então não existia, que era a de um consumidor livre que poderia escolher de qual distribuidora comprar sua energia.

Esse fato relativiza a classificação dessas empresas como monopólios naturais. A possibilidade de uma parcela de consumidores escolher livremente de quem comprar sua energia deu início ao estabelecimento de concorrência também no segmento de distribuição. Após esse fato, a classificação da distribuição de energia elétrica como monopólio ficou distorcida, pois as empresas de distribuição passaram a atuar num ambiente em que também havia concorrência.

Embora a possibilidade de concorrência no setor de distribuição traga um risco adicional às empresas desse segmento, dentre todos os riscos associados ao mercado de distribuição de energia elétrica, o risco regulatório é o que apresenta maior relevância. Esse risco advém do fato de o marco regulatório do País ainda não estar plenamente consolidado e as empresas que atuam nesse segmento estarem sujeitas às decisões do órgão regulador.

A própria mudança ocorrida com elevação de uma categoria de consumidores à alçada de consumidores livres adveio de uma decisão regulatória posterior à aquisição de muitas dessas empresas nos processos de privatização. Assim, no Brasil, assim como em outros países emergentes, o marco regulatório em fase de construção tende a gerar incertezas quanto às ingerências do órgão regulador (no caso estudado, a ANEEL).

Também, o modelo de regulação adotado no País é considerado de maior risco relativo pelos investidores, quando comparado a aqueles de alguns outros países. No mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica optou-se por adotar um modelo de regulação baseado no *price-cap*. Nesse modelo fixam-se os preços máximos das tarifas que a concessionária poderá aplicar (preço-teto) e estipula-se um fator X (ver Capítulo 2), que estima que a concessionária irá auferir um ganho de produtividade no período que trará lucros financeiros para ela, e, que estes lucros serão divididos com os consumidores. Como o preço-teto das tarifas é fixo a concessionária é obrigada a ter ganhos de produtividade, no período subsequente à revisão tarifária para conseguir lucro. Isto trás uma incerteza maior ao negócio pois o lucro se torna um fator imprevisível. Neste modelo ocorrem revisões tarifárias periódicas, nas quais as empresas reguladas sujeitam-se a reajustes de tarifas que as obrigam, como já dito anteriormente, a dividir ganhos esperados de produtividade com os consumidores.

Pode-se citar como contraponto ao modelo de *price-cap*, o modelo de taxa de retorno (*rate-of-return*). Considera-se que o modelo de taxa de retorno apresenta risco menor para o investidor porque nele a empresa regulada pode, na época da revisão, aplicar um percentual de retorno sobre os seus custos totais. Como há assimetria de informação entre os verdadeiros custos e os custos informados ao regulador e como a empresa privada sob regulação pode, em alguns casos, ser mais ou ser menos eficiente, a aplicação de um percentual (*mark up*) sobre os custos, sejam eles quais forem os informados, sem muito controle sobre os mesmos, torna a vida das empresas mais fácil.

Alega-se que tal desenho regulatório pode ser pouco estimulante à busca de eficiência por parte das empresas, pois nele, elas tendem a obter seus reajustes sem muito controle sobre o

fato de serem bem ou mal administradas. Por outro lado, em teoria o modelo de regulação por *price-cap* obriga a empresa a perseguir ganhos de produtividade para aumentar sua receita. Se por qualquer motivo esses ganhos não forem obtidos, a empresa pode incorrer em redução de lucros, ou mesmo em prejuízos. Por isso o *price-cap* também é conhecido como um modelo de regulação por incentivos: a empresa é obrigada a obter ganhos de eficiência para continuar auferindo lucros.

A adoção do modelo de *price-cap* implica em revisões tarifárias periódicas. Essas revisões no Brasil são conduzidas pela ANEEL. Nelas a ANEEL avalia os custos da empresa e os compara com uma empresa de referência. Ao final do período de revisão, a ANEEL determina um índice de reajuste (IRT) para as tarifas homologadas da empresa. De acordo com a percepção do mercado, se esse índice está ou não de acordo com as expectativas da empresa, o reajuste pode ter influência sobre os preços das ações, pois implica em como será o comportamento dos fluxos de caixa futuros. Esses aspectos serão vistos adiante neste capítulo.

O reajuste negativo das tarifas, à priori, impacta negativamente nos retornos diários das ações. Isso se deve, num primeiro momento, ao fato de as empresas terem suas receitas ajustadas para baixo. Após o ajuste das receitas, a empresa necessita obter ganhos de eficiência para obter ganhos que só serão percebidos ao longo do tempo.

No segmento de geração, as empresas também se expõem a riscos para operar. As empresas de geração de energia elétrica encontram um mercado em que concorrência dá o tom, uma vez que distribuidoras e consumidores livres priorizam adquirir a energia gerada ao menor preço possível.

A criação de um mercado livre denominado de Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual existe concorrência, as empresas que nele operam ficam sujeitas às bruscas oscilações de preços. Tais oscilações decorrem, principalmente, da dependência dos sistemas de geração em relação à pluviometria. Este fator traz risco ao negócio o que acaba se refletindo nas ações ligadas ao setor e nos seus betas.

Embora importante, o ACL não é o principal mercado em termos de volume de negócios para os geradores. Ele representa cerca de 30% da energia comercializada no País (CCEE, 2008). Grande parte da energia, ou seja, os outros 70%, é contratada pelas distribuidoras e pelos comercializadores sob a forma de contratos bilaterais de longo prazo, no ambiente de contratação Regulada (ACR) através de leilões em que os preços acordados entre as partes vigoram por prazos de fornecimento maiores.

Outro fator de volatilidade ocorre quando os volumes são consumidos acima dos previamente contratados, fazendo-se necessário um ajuste entre oferta e demanda no mercado de liquidação de diferenças a posteriori, ou seja, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Tais ajustes correspondem a excedentes, derivados de diferenças entre oferta e demanda, que são negociados a um preço bastante volátil, em função da pluviometria, da capacidade dos reservatórios e das prioridades definidas de despacho definidas pelo Operador Nacional do Sistema. O preço de referência utilizado nesses ajustes é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2008).

As principais reformas do SEB tiveram, entre outros objetivos, o de incentivar a concorrência no segmento de geração, de modo que, de acordo com uma tendência mundial, o mercado pudesse evoluir para o livre mercado, num contexto em que a energia era vista como uma *commodity*. Embora esse objetivo ainda, em meados de 2008, não tivesse sido alcançado plenamente no Brasil, o ambiente de contratação livre tem evoluído e mostrado uma tendência de crescimento do ponto de vista de quantidade de agentes participantes. Em março de 2008, havia em torno de 685 agentes atuantes nesse mercado (**Figura 7**).

Figura 7 – Expansão do mercado livre

Fonte: CCEE (2008).

No segmento de geração, a atuação de um órgão responsável pelo despacho centralizado, embora maximize o aproveitamento das bacias hidrográficas, também traz incertezas ao negócio. O Operador Nacional do Sistema (ONS), que é o órgão responsável pelo despacho centralizado de energia elétrica no País, enfrenta um *trade-off*: ele precisa decidir entre despachar mais energia proveniente de usinas termelétricas, a preços maiores, e economizar água para o futuro, ou arriscar despachar mais energia de hidrelétricas, a preços mais baixos, e comprometer os reservatórios no caso de um período imprevisto de estiagem.

Nos primeiros meses do ano de 2008, por exemplo, o ONS, prevendo possibilidade de estiagem, manteve as usinas térmicas ligadas para preservar os níveis dos reservatórios, mesmo não havendo necessidade imediata da utilização de energia proveniente destas. Como as usinas térmicas produzem energia a um preço mais alto, isso gera uma elevação dos preços de energia elétrica paga pelas empresas de outros segmentos do setor. Como esse fator tem certo grau de imprevisibilidade, e de discricionariedade, isso também representa um risco para os investidores da indústria de energia elétrica como um todo.

Outro aspecto que deve ser observado pelas empresas que atuam no segmento de geração e que têm seu portfólio baseado, principalmente, em geração hidrelétrica é o empenho em melhorar a previsibilidade de aproveitamento da energia gerada para evitar o vertimento de

água não aproveitada dos reservatórios. Tal administração do recurso hídrico depende, não apenas, da própria empresa de geração e dos contratos por ela celebrados, como também da atuação do ONS e no seu planejamento de despacho.

4.3 Eficiência de mercado

Todos os fatores fundamentalistas citados no item anterior passam a ter valor para uma análise de risco e volatilidade das ações do SEB na suposição de que os agentes no mercado brasileiro estejam aptos a analisar e precificar tais informações. No contexto da utilização do coeficiente beta dentro do modelo CAPM é importante considerar o nível de eficiência do mercado analisado.

Por nível de eficiência entende-se a capacidade de o mercado reagir a notícias do setor através de ordens de compra e venda diante de mudanças nos fundamentos, e com qual velocidade isto acontece. Tal capacidade de reação pode ser capturada pelas alterações no preço das ações das empresas envolvidas.

O investidor em ações de empresas brasileiras cotadas em bolsa conta com uma série de serviços de informação e análises veiculados pela mídia que tem o intuito de dirigi-lo para os melhores negócios. Esses serviços têm o objetivo de informá-lo e provê-lo de análises de aspectos ligados a cada mercado, de forma que o investidor sinta-se habilitado a tomar as melhores decisões. Porém é difícil supor que todos os participantes no mercado estejam aptos a precificar eventos como um reajuste de tarifas decorrente de uma revisão tarifária, especialmente pela complexidade dos mesmos.

Como o mercado de bolsa cresceu muito desde o ano 2000, houve uma maciça incorporação de pessoas físicas nas aplicações em renda variável no Brasil. Observa-se que o investidor pessoa física ocupa lugar de destaque no volume negociado na Bolsa de Valores de São Paulo. De acordo com informações da BOVESPA (2008), esse tipo de investidor foi responsável por 21,56% do volume total negociado no mês de abril de 2008. Embora esse

tipo de investidor tenha acesso a uma grande quantidade de análises que estão disponíveis diariamente na Internet, teoricamente é um tipo de investidor que tem menos acesso à informação quando comparado a investidores de maior porte, como são os investidores institucionais (*asset managers*, fundos de pensão etc.).

Saber o quanto o mercado reage a informações, significa também levar em consideração o quanto os agentes do mercado são capazes de receber informações e transformá-las em preços, e com que velocidade isto acontece. Essa característica do mercado, de reagir de uma forma precisa diante de importantes acontecimentos, está associada a uma característica denominada “eficiência de mercado”. Segundo Fama (1970), um mercado eficiente é aquele cujos preços dos ativos refletem integralmente as informações relevantes. Caso as empresas do setor elétrico brasileiro cotadas em bolsa se constituíssem num conjunto de mercado eficiente, em que todos os participantes têm acesso a todas as informações necessárias, e no qual elas chegam ao mesmo tempo para todos, de modo a evitar a possibilidade de arbitragem, os fatores fundamentalistas citados deveriam se refletir nos retornos das ações dessas empresas negociadas em bolsa.

Segundo o critério de eficiência, um mercado pode ser classificado em três níveis:

- a) eficiência forte;
- b) eficiência semiforte e,
- c) eficiência fraca.

Na chamada forma fraca de eficiência, os preços dos ativos refletem integralmente todas as informações extraídas do comportamento passado dos preços. Na forma semiforte, os preços atuais incorporam não apenas as informações relativas às suas séries históricas, mas também toda e qualquer informação publicamente disponível, tal como demonstrações contábeis, anúncios de ganhos, etc.

A forma mais ampla de todas é a chamada forma forte. Nela, além de todas as informações públicas, os preços incorporam as informações privilegiadas também, mesmo que possuídas apenas por poucos investidores (FONTE NETO & CARMONA, 2005). Do

exposto, fica-se subentendido que a eficiência fraca está contida nos outros dois níveis de eficiência.

A identificação de qual nível um mercado acionário pode se inserir é um problema bastante complicado e que encontra bastante divergência na literatura mundial. A questão da eficiência de mercado tem sido discutida por diversos enfoques, sendo um tema ainda bastante controverso em finanças. A determinação dos betas para o SEB está ligada a essa questão, pois os betas estão atrelados, em parte, aos retornos dos ativos e, estes, a como o mercado interpreta e reage a notícias e informações disponíveis sobre o SEB.

O estudo de Fonte Neto & Carmona (2005) concluiu que o mercado acionário brasileiro possui eficiência, ao menos na forma fraca. Nakamura (2005) também constatou eficiência na forma fraca na Bovespa. Torres *et al.* (2003), concluíram que o mercado brasileiro era ineficiente em um período analisado anterior ao ano de 1998. Segundo Camacho *et al.* (2006), evidências empíricas para eficiência de mercado, apresentadas por Fama (1991,1998), são a favor de uma forma semiforte para a eficiência de mercado.

Já Ribeiro Neto & Famá (2001) realizaram um estudo sobre dados do IBOVESPA no ano de 2001 com o objetivo de verificar o nível de eficiência do mercado. Concluíram que apenas 5% das ações reagiram da forma eficiente “forte” à determinada notícia. Entre elas destaca-se aqui a presença das ações da CESP ON e PN.

Há escassez de estudos mais recentes que busquem determinar precisamente em qual nível de eficiência o mercado acionário brasileiro se encontra. Porém, mesmo na falta de estudos que comprovem por unanimidade o nível de eficiência desse mercado, pode-se considerar que o mercado de capitais brasileiro é muito mais desenvolvido hoje que há quinze anos, por exemplo. Como indícios dessa evolução podem-se citar os seguintes fatores: a) a estabilidade da moeda que reduz os erros de previsão; b) o aumento do volume negociado; c) a qualidade e quantidade de informações disponíveis aos investidores em geral, a baixo custo; d) o aumento da quantidade de emissões primárias de empresas; e) os níveis diferenciados de

governança corporativa; f) os investidores (pessoa física) ocupando posição de destaque no volume de negócios total da bolsa, entre outros.

Espera-se, portanto, que coeficientes betas determinados no mercado brasileiro hoje sejam mais precisos que os betas determinados há quinze ou mais anos atrás. Por outro lado, mesmo com a possibilidade do investidor estar mais bem informado, é difícil mensurar se esse investidor é especialista o suficiente para entender e precificar os eventos relacionados ao setor elétrico, devido às complexidades já mencionadas.

Dados de preços das ações têm mostrado que o mercado efetivamente reage a eventos do setor elétrico. Analistas da corretora Santander Banespa, em estudo de 2007, verificaram, através de análise gráfica, que os períodos de publicação de normas regulatórias e publicações finais de resultados das audiências públicas promovidas pela ANEEL, nas revisões tarifárias, geravam determinadas oscilações de preços nas ações das empresas envolvidas no processo. Eles concluíram que o mercado tem se antecipado às decisões referentes às revisões tarifárias, embora nos períodos próximos das datas de anúncio das decisões oficiais, as ações das empresas envolvidas no processo também oscilem bastante sem necessariamente uma tendência definida (**Figura 8 e Figura 9**). Essa oscilação de preços tem relação direta com os retornos dessas empresas e será computada posteriormente pelos coeficientes betas dessas ações.

No caso das ações da Eletropaulo, a oscilação é mais evidente em função dos preços estarem dentro de uma “acumulação”, ou seja, quando, em momentos de maior indecisão dos agentes do mercado, os preços das ações oscilam entre dois valores bem definidos (**Figura 8**).

Figura 8 – Preços de fechamento das ações da Eletropaulo

Fonte: Corretora Santander Banespa, 2007.

No caso das ações de outra empresa do setor elétrico, a Coelce, os preços estavam em tendência, ou seja, quando os preços se direcionam claramente para baixo ou para cima. Nesse caso oscilação de preços foi menos perceptível (**Figura 9**).

Figura 9 – Preços de fechamento das ações da Coelce

Fonte: Corretora Santander Banespa, 2007.

Outro evento marcante no setor elétrico brasileiro que refletiu-se em uma reação clara nos preços das ações comercializadas em bolsa foi a não realização do leilão de privatização da empresa CESP. O mercado que, para esse papel, vinha subindo na expectativa da realização do leilão, caiu abruptamente na notícia da sua não realização (**Figuras 10a e 10b**).

Figura 10a – Preços de fechamento das ações Cesp PNB

Fonte: Economática, 2007.

Figura 10b – Oscilação de preços diária das ações Cesp PNB x IBOVESPA

Fonte: Modificado a partir de Economática, 2007.

De acordo com a teoria exposta no capítulo 3 empresas com betas maiores que 1,0 apresentam risco de mercado mais elevado que empresas com betas menores que 1,0. Do que foi visto anteriormente, entretanto, existe um grande questionamento sobre a validade da aplicação do modelo CAPM no mercado brasileiro.

O pressuposto de que retornos maiores implicam em riscos maiores, nem sempre foi observado, conforme testes do modelo CAPM no Brasil, expostos no capítulo 3. Segundo Roll (1977), esse modelo não era passível de ser testado em mercados acionários brasileiros em função de ser impossível definir uma carteira precisa de mercado que contivesse todos os ativos da economia.

Ainda com a existência dos riscos inerentes ao setor elétrico brasileiro, espera-se que as empresas desse setor – conhecido como setor de *utilities* ou de utilidade pública – possuam betas inferiores a 1,0 por operarem em mercados previsíveis e de monopólio. De fato, o

coeficiente beta, no âmbito do modelo CAPM, tem sido utilizado no setor elétrico brasileiro, tanto para avaliação de empresas, quanto para as revisões tarifárias.

No caso de avaliação de empresas, ele é componente utilizado na determinação das taxas de desconto para avaliação dos fluxos de caixa futuros, com o objetivo de obter-se o valor das empresas. Já no caso das revisões tarifárias, o modelo CAPM entra na determinação do custo de capital próprio das empresas, com o objetivo de determinar os custos gerenciáveis, ou seja, aqueles que dependem da atuação dos administradores das empresas.

Observa-se, então, que embora esse o modelo CAPM tenha sofrido várias críticas ao longo dos anos, ele ainda é um modelo bastante utilizado também no Brasil para a avaliação de custo de capital próprio e do mix de capital próprio e de terceiros, ou seja, é parte integrante do WACC (*weighted average cost of capital*). Pelo que observou-se nesta pesquisa, em relação à análise de ações do SEB, o CAPM de certa forma compensa através de sua simplicidade de aplicação, o que perde em determinado grau de incerteza nos resultados.

4.4 Desalavancagem dos betas

Segundo Camacho *et al. apud* Brealey & Myers (2006), o coeficiente beta reflete essencialmente o risco do negócio e risco financeiro. O risco do negócio é o próprio risco não diversificável. Já o risco financeiro é o risco devido à utilização de capital de terceiros. O risco financeiro, portanto, é o risco devido à alavancagem financeira.

Assim, vale lembrar que a estrutura de capital de uma empresa reflete o seu grau de alavancagem financeira. A estrutura de capital, por sua vez, é a proporção, mantida pela empresa, de empréstimos de longo prazo e capital próprio (GITMAN, 2000).

Os betas obtidos por regressão são ditos betas alavancados. Esses betas refletem o grau de alavancagem da empresa, que pode ser avaliado pela estrutura de capital. Assim, para se obter o beta dos ativos, precisa-se “desalavancar” os betas obtidos por regressão (DAMODARAN,

2006). Hamada (1992) determinou a equação para a obtenção dessa desalavancagem. Esse procedimento consiste em determinar a estrutura média de capital da empresa durante o período em que foi colhida a amostra dos retornos, e com esses dados, desalavancar os betas através da seguinte expressão:

$$\beta_a = \beta_d \left(1 + (1-t) \left(\frac{D}{PL} \right) \right) \quad (19)$$

Onde:

β_a = beta alavancado

β_d = beta desalavancado

t = alíquota de imposto de renda para grandes empresas (no Brasil, 34%)

D = exigível total

PL= patrimônio líquido

A **Tabela 5** mostra os betas alavancados e os betas desalavancados obtidos para o mercado americano de uma seleção de empresas do setor elétrico, em janeiro de 2006. Os betas foram calculados para um período de cinco anos anteriores, utilizando como carteira de mercado o índice S&P 500. O índice D/E (*debt/equity*) representa a razão entre o valor total das dívidas e o patrimônio líquido de cada empresa.

Tabela 5 – Betas do setor elétrico americano

Empresas	$\beta_{\text{alavancado}}$	D/E	$\beta_{\text{desalavancado}}$
Allegheny Energy	0,94	83,76	0,63
American Elec Power	0,57	74,98	0,39
Águila	0,76	136,97	0,42
CenterPoint Energy	0,53	192,14	0,25
Constellation Eng	0,64	46,48	0,50
Dominion Resources	0,4	62,13	0,29
DTE Energy	0,34	104,96	0,21
Duke Energy	0,93	59,36	0,69
Edison Intl	0,92	61,66	0,67
Energy East	0,46	106,83	0,28
Entergy	0,46	63,21	0,33
FirstEnergy	0,38	61,26	0,28
FPL	0,4	65,40	0,29
G't Plains Energy	0,49	50,94	0,38
Hawaiian Electric	0,4	130,84	0,22
Idacorp	0,62	86,46	0,41
Northeast Utilities	0,43	128,99	0,24
NSTAR	0,43	91,46	0,28
OGE Energy	0,4	65,10	0,29
Pepco Hldgs	0,63	127,12	0,36
Pinnacle West Cap	0,64	78,57	0,43
PNM Resources	0,71	107,00	0,43
PPL	0,57	65,86	0,41
Progress Energy	0,41	94,25	0,26
Puget Energy	0,47	109,29	0,28
Southern Co	0,1	54,04	0,08
TECO Energy	0,74	109,91	0,45
TXU	0,36	56,01	0,27
Westar Energy	0,63	78,64	0,43
WPS Resources	0,42	51,31	0,32
Média	53,93	86,83	35,84%

Fonte: Modificado a partir de Camacho *et al.*(2006).

Pode-se observar que, quanto maior a porcentagem de capital de terceiros (*D*), menor é o beta desalavancado. Isso decorre do fato de que o capital de terceiros é um capital que

apresenta um custo mais baixo do que o capital próprio. Porém, à medida que o endividamento aumenta, cresce também o risco de *default* da empresa, o que resulta em betas maiores.

Nessa mesma linha de raciocínio, Damodaran (2006) destaca que o capital de terceiros adiciona mais risco ao negócio e que quando se elimina o efeito dele, a tendência é o risco do ativo diminuir. Por exemplo, da Tabela 5, para as empresas Energy East e Entergy, que têm o mesmo beta alavancado, verifica-se que o beta desalavancado da empresa Energy East é menor porque esta tem uma estrutura de capital de 106,83%. Esse valor demonstra que há mais capital de terceiros na empresa que capital próprio.

O beta médio calculado para o setor americano é de 0,3584, ou seja, as empresas americanas de distribuição de energia elétrica apresentam baixo risco de mercado pois os betas estão com valores bem abaixo de 1,0. Esse resultado era esperado, pois o risco das empresas de *utilities* é tido como baixo em função de operarem em mercados com características de monopólio, e sendo o mercado americano um mercado desenvolvido e tamanho e em arcabouço regulatório, esperava-se que esse fato tivesse um reflexo sobre o mercado coerente com a teoria.

Destaca-se que a ausência de betas mais precisos no mercado brasileiro, especialmente relativo àqueles das empresas do setor elétrico, levou a consultoria Coopers & Librand, responsável pela elaboração do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), que foi iniciado em 1996, a atribuir o valor 1,0 (um) de forma *ad hoc* para o coeficiente beta desse setor, no País. Ou seja, recomendou-se supor, que as empresas do setor elétrico brasileiro ofereciam um risco igual ao mercado como um todo. A esse respeito vale lembrar que, embora essa decisão tenha sido tomada de forma *ad hoc*, existem teorias que concluem que todos os betas tendem para um (Vasicek, 1973), conforme será visto adiante.

4.5 Os betas e as revisões tarifárias periódicas

Na questão dos ambientes regulados, principalmente no segmento de distribuição, é aquele em que o coeficiente beta tem encontrado a sua maior aplicação no contexto regulatório brasileiro. Esse coeficiente é aplicado na determinação do custo de capital próprio das distribuidoras nas épocas em que essas empresas passam pelas revisões tarifárias periódicas.

Conforme visto, para a adoção de um modelo regulatório o Brasil considerou basicamente duas opções: o *rate-of-return*, do mercado americano, e o *price-cap*, do mercado inglês. O *rate-of-return*, considerado um modelo de baixo de incentivo, porém de maior previsibilidade, e o *price-cap*, considerado um modelo de alto fator de incentivo, porém de maior risco para os investidores. Ao optar por inspirar-se no *price-cap*, a regulação brasileira passou a oferecer reajustes anuais das tarifas são baseados no índice de geral de preços do mercado (IGP-M), associado a rodadas mais profundas reposicionamento do nível das tarifas, as denominadas revisões tarifárias, que ocorreriam a intervalos maiores de tempo, em média a cada 4 ou 5 anos.

Nas revisões tarifárias, na determinação do custo de capital próprio e na obtenção dos custos gerenciáveis das concessionárias de distribuição, a ANEEL tem aplicado o modelo CAPM. Entretanto, o modelo CAPM é aplicado tomando como base os parâmetros do mercado americano, posteriormente ajustado ao mercado brasileiro.

A justificativa dada pelo regulador, no caso a ANEEL, é que para o mercado americano por ser considerado um mercado maduro oferece longas séries históricas passíveis de tratamentos estatísticos com maior confiabilidade. A partir daí, são feitos ajustes para o mercado brasileiro que incluem essencialmente a incorporação do risco país, do risco regulatório e do risco cambial no cálculo do custo do capital próprio.

De acordo com a ANEEL o custo do capital próprio deve ser calculado da seguinte forma:

$$r_p = r_f + \beta [r_M - r_f] + r_R + r_B + r_x \quad (20)$$

Onde:

r_p = custo de capital próprio

r_f = taxa livre de risco

β = coeficiente beta

$r_M - r_f$ = prêmio de risco de mercado

r_R = prêmio de risco regulatório

r_B = prêmio de risco Brasil

r_x = prêmio de risco cambial

Como o foco deste trabalho é análise do coeficiente beta no contexto do setor elétrico brasileiro, as reflexões que se seguem procuram-se concentrar nas particularidades desse componente. Assim, deve-se primeiramente questionar o fato de a ANEEL vir calculando betas para as revisões tarifárias com base no mercado americano, ainda que depois sejam feitos ajustes para que o custo do capital próprio reflita a realidade brasileira.

Esse procedimento representa uma abordagem do CAPM denominada de CAPM global, ou seja, nela utiliza-se o mercado americano como base e realizam-se, em seguida, ajustes locais. Entre os autores que recomendam essa aplicação do CAPM global com efeitos regulatórios destacam-se Camacho *et al.* (2006). Como destaca o estudo de Camacho *et al.* (2006), no CAPM global utiliza-se um índice que tem relevância no cenário econômico internacional para captar o risco global envolvido no negócio, e não apenas o risco local, ou seja, o risco referente ao Brasil. Nessa mesma linha, nas revisões tarifárias periódicas, a ANEEL tem utilizado uma *proxy* para betas nacionais, buscando os betas setoriais oriundos dos mercados internacionais.

O uso de betas ajustados tem sido prática comum também na utilização deste coeficiente. Existem duas posições teóricas para o ajuste de betas. Uma delas defende que os betas tendem a 1,0 no longo prazo, já que uma empresa não pode ser consistentemente melhor que as demais para sempre. Segundo Damodaran (2006), uma explicação para os betas tenderem a

1,0 é a de que as empresas que sobrevivem no mercado têm tendência a crescerem e diversificarem suas atividades, incorporando ativos de outros setores. Já a outra corrente defende que os betas individuais tendem para o valor do beta médio setorial, já que uma empresa não pode ser consistentemente melhor que seus pares setoriais, mas que os setores guardarão, por longos períodos, diferenças de volatilidade entre si.

Analisando-se tais aspectos do ponto de vista do setor elétrico brasileiro, a diversificação tem sido uma realidade. Após as privatizações, as empresas passaram a ser controladas, em grande parte, por grupos estrangeiros que sempre tiveram como estratégia a diversificação, ainda que dentro do mesmo setor, mas em países diferentes e/ou também entre setores que apresentassem sinergia (TOLMASQUIM, 2002).

Com base nessas duas premissas, de que o beta tende a 1,0 ou a média setorial, alguns autores desenvolveram estudos de forma a encontrar equações que ajustassem os valores de betas obtidos de regressão para que estes refletissem essas tendências. O estudo realizado por Blume (1979) conclui que os valores dos betas tendem para 1,0 ao longo do tempo, e o estudo realizado por Vasicek (1973) indicou que os valores dos betas tendem a convergir, ao longo do tempo, para a média setorial. Esses estudos reforçaram a prática do beta ajustado, que considera que o beta esperado será uma combinação linear entre o valor do beta histórico (beta de regressão), e o valor médio de mercado ou setorial. O método de regressão utilizado nesses estudos foi o de mínimos quadrados ordinários. No caso do ajuste de Blume (1979), obtém-se o beta de regressão e depois se ajusta esse valor pela seguinte equação:

$$\beta_{ajustado} = 0,67 \beta_{regressão} + 0,33 \times 1,00 \quad (21)$$

Diversas empresas do mercado fornecem aos analistas de ações os betas ajustados. As empresas como Bloomberg, Value Line, Ibbotson Associates (2001), e autores como Damodaran (2006) e Morin (2002), forneceram e citaram, respectivamente, os procedimentos de ajuste de betas.

As fórmulas de ajuste têm sido objeto de discussão por vários estudiosos. Os autores Brigham & Gapenski (1992) indicaram que o beta ajustado para 1,00 era melhor que o beta de regressão, ponto de vista que também é sustentado por Brealey & Myers (2000).

Lally (1998) citou que o ajuste de Blume tende a superestimar o beta para indústrias cujos betas esperados são muito inferiores a um, e considerou o ajuste de Vasicek superior em termos de resultados. O “Office of the Regulator” (2000), órgão regulador do mercado inglês, utilizou o ajuste de Blume. Zalewska (2004) comenta que a tendência, de longo prazo, do beta para um, se efetivamente verificada, não deve ser utilizada em questões regulatórias, normalmente de curto prazo (quatro a cinco anos).

Em seu trabalho, Morin (2002) analisou uma amostra de empresas de distribuição de energia elétrica no mercado norte-americano para o período de 1992 a 1997. Esse autor verificou a tendência de crescimento do beta ajustado, passando de 0,55 para 0,70, e atribuiu o fato às mudanças setoriais ocorridas no período estudado. Concluiu ainda que os valores observados em 1997 não refletiam integralmente as mudanças pelas quais as empresas de distribuição de energia elétrica norte-americanas vinham passando e que essa tendência de elevação do beta ajustado tenderia a continuar. Nesta mesma linha, os pesquisadores da Ibbotson Associates (2001) reafirmaram que as mudanças regulatórias do setor elétrico norte-americano são passíveis de alterar o risco não-diversificável das empresas dedicadas ao provimento de energia elétrica.

Já no Reino Unido, Wright (2004) avaliou o beta para nove empresas de energia que atuavam naquela região e constatou que seus betas caíram sistematicamente no período analisado. Segundo o autor o beta setorial dessas empresas passou de 1,0, no período de 1993 a 1999, para 0,3, no início de 2004. Wright (2004) atribuiu a referida queda a diversos causas, dentre eles, a bolha observada no mercado de empresas de tecnologia e telecomunicações, que separou as empresas muito voláteis das demais, como destaca Couto (2005).

Segundo Damodaran (2006), a utilização de betas médios setoriais para estimar betas futuros é uma forma de diminuir o desvio padrão da determinação desses coeficientes.

Segundo Damodaran (2006), a vantagem da utilização do beta médio setorial é que o desvio padrão do beta obtido é menor. Também CKM (2004) e Brealey & Myers (2000) reforçam que a utilização do beta setorial para qualquer empresa, mesmo não sendo de capital aberto, resulta num valor mais estável que o do beta individual. Ainda, nesta mesma linha, Pratt (2002) destaca que o beta das empresas tende para a média setorial (ajuste de Vasicek), indicando que, quanto maior o desvio-padrão observado na regressão, maior a tendência de reversão para o beta setorial.

Observa-se que o coeficiente beta, no âmbito das revisões tarifárias periódicas para as empresas reguladas do setor elétrico brasileiro, também entra no cômputo do custo de capital próprio que incorpora um ajuste para o prêmio de risco regulatório. O prêmio de risco regulatório tem o objetivo de ajustar os dados obtidos do mercado americano ao risco do regime regulatório adotado no Brasil, que é diferente do regime regulatório adotado nos Estados Unidos.

Vale ponderar que o risco regulatório é um tipo de risco assimétrico. O retorno positivo potencial gerado pela regulação é usualmente menor que o retorno negativo potencial para a empresa regulada (CAMACHO *et al.*, 2006). Segundo Wright, Mason e Miles (2003), o risco regulatório somente é incorrido quando as ações do regulador introduzem risco sistemático para a empresa.

Nessa linha, Grout & Zalewska (2003) conseguiram isolar um evento, particularmente interessante, relacionado à regulação no mercado inglês e conseguiram demonstrar que eventos regulatórios têm influência sobre os betas das ações. Eles montaram dois portfólios: um de ações de empresas sujeitas à regulação e outro de empresas que não estavam sujeitas às decisões do órgão regulador. Após selecionar um período em que o órgão regulador mudou o regime de regulação de *price-cap* para um regime de compartilhamento de lucros (*profit-share*) eles estudaram as mudanças nos coeficientes betas do conjunto dessas empresas.

Eles observaram que, durante a mudança de regime regulatório, os betas das empresas reguladas diminuíram consideravelmente em relação aos betas do outro portfólio, formado

por empresas não-reguladas (**Figura 11**). Isso evidencia que o mercado reagiu ao fator fundamentalista de que o regime de regulação aplicado nesse período representava menos risco para as empresas. No final do período, o regime regulatório inicial foi retomado, tendo-se observado o alinhamento dos betas dos dois portfólios após esse fato.

Figura 11 – Portfólio regulado x Portfólio não-regulado

Fonte: Modificado a partir de Grout & Zalewska (2003).

Embora existam evidências da existência do risco regulatório, e que este se reflete sobre as empresas no mercado, a metodologia mais adequada à quantificação desse risco, ainda não é um consenso.

Conforme já foi visto, o regime *price-cap*, numa escala relativa mundial, é um regime tido como de maior risco, por ser um tipo de regulação por incentivos, ou seja, a empresa depende do alcance de metas de eficiência produtiva. Por esse motivo, as firmas que estão sob uma regulação *price-cap* atuam em um ambiente de maiores incertezas quanto as seus fluxos futuros de caixa, se comparadas àquelas que operam num ambiente de taxa de retorno garantida (*rate of return*), portanto, requerem uma maior remuneração de forma a compensar

o risco adicional. Segundo Wright, Mason e Miles (2003), o regime do tipo *price-cap* aumenta o risco sistemático (beta) das empresas.

Mais precisamente pode-se dizer que o tipo de regulação aplicada no Brasil é um modelo de *price-cap* híbrido, com reajustes anuais pelo IGPM e revisões mais profundas a cada 4 ou 5 anos, nas quais se utiliza, entre outros instrumentos, o CAPM. Portanto, para corrigir os betas obtidos, deveria-se recorrer a mercados em que esse mesmo tipo de regulação é aplicado. No caso, o mercado mais desenvolvido que aplica esse tipo de regulação, é o inglês. O problema do mercado inglês é que ele é menos líquido que o americano, e isso gera uma dificuldade na obtenção de séries.

Camacho *et al.* (2006) recomendam que o ajuste do CAPM ao risco regulatório seja estimado pela diferença entre os betas desalavancados médios dos mercados americano e inglês, como a ANEEL tem feito nas revisões tarifárias periódicas. O beta referente ao risco regulatório pode ser equacionado, então, da seguinte forma:

$$\Delta\beta = [\beta^{\text{desalavancado}}_{(\text{inglês})} - \beta^{\text{desalavancado}}_{(\text{americano})}] \quad (22)$$

As empresas do segmento de distribuição de energia elétrica no mercado inglês, em 2006, tinham um beta médio desalavancado de 0,63 (**Tabela 6**).

Tabela 6 – Betas das empresas inglesas do setor de energia elétrica

Empresa	$\beta_{\text{alavancado}}$	D/E	$\beta_{\text{desalavancado}}$
International Power	1,59	58,83	1,13
Jersey Electricity	0,49	0	0,49
National Grid Transco PLC	1,11	83,54	0,70
Scottish Power PLC	0,96	66,09	0,66
Scottish & Southern Energy	0,74	19,12	0,65
Viridian Group PLC	0,52	44,23	0,40
XP Power PLC	0,43	12,72	0,39
Média			0,63

Fonte: Modificado a partir de Camacho *et. al.*(2006).

Nas revisões tarifárias periódicas do período 2007-2010, a ANEEL está considerando o beta alavancado do mercado inglês igual a 1,0, conforme definido pela Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), o órgão regulador inglês. Também o regulador brasileiro está desalavancando pela estrutura de capital de 0,575, definida pela OFGEM, visando o cálculo do ajuste do risco regulatório. Para o beta desalavancado inglês o valor obtido foi de 0,218.

A diferença entre os betas desalavancados no mercado americano e no mercado inglês resultam no $\Delta\beta$. O $\Delta\beta$ é somado ao beta obtido do mercado americano, realavancado pela estrutura de capital definida pela ANEEL, conforme a seguinte equação:

$$\beta = \beta_R + \Delta\beta \quad (23)$$

Onde:

β_R = beta do mercado de referência (Estados Unidos) alavancado pela estrutura de capital adotada pela ANEEL para o Brasil.

$\Delta\beta$ = ajuste do risco regulatório (Eq. 22).

Para as revisões tarifárias indicadas para o período 2007-2010, a ANEEL utilizou o beta médio setorial. Esse foi calculado através de uma amostra de vinte empresas norte-americanas que têm, pelo menos, 50% dos seus ativos vinculados às atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica. Foram computados retornos semanais no período de julho de 2001 a junho de 2006. A partir da estrutura média de capital das empresas selecionadas do período citado, os betas foram desalavancados. Utilizou-se como ponderação o capital total da empresa com data-base em 2005, para o cálculo da média da estrutura de capital. A metodologia utilizada para a regressão foi a de mínimos quadrados ordinários. Para a regressão, o índice S&P 500 foi utilizado como carteira de mercado.

Os betas desalavancados obtidos no mercado americano foram realavancados para a estrutura de capital definida pela ANEEL como “ótima” para o negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil, que é de 57,16%. O beta obtido, dessa forma, foi igual a 0,554 (ANEEL, 2008). Somando-se, então, o beta obtido para o ajuste regulatório, obtém-se um beta igual a 0,772 (ANEEL, 2008).

Um problema encontrado para definir a amostra de empresas no mercado americano foi o de que as empresas do setor de distribuição elétrica, nos Estados Unidos, têm atividades diversificadas. Na revisão tarifária periódica do período 2003-2004, a ANEEL optou por escolher as empresas que tivessem, pelo menos, 75% das suas atividades representadas pela distribuição de energia elétrica (COUTO, 2004). No ciclo de revisões 2007-2010, essa porcentagem foi alterada, e permitiu-se a possibilidade desse percentual envolver também a atividade de transmissão. A transmissão de energia elétrica é considerada também como uma atividade monopolística.

Como base de comparação para este trabalho, procurou-se montar uma amostra com empresas do setor elétrico brasileiro cujas atividades fossem predominantemente de distribuição de energia elétrica. Procurou-se obter uma amostra de empresas que atuassem somente no segmento de distribuição. Uma grande dificuldade encontrada para a montagem da amostra foi a de que muitas empresas atuam em mais de um segmento e, mesmo no cadastro da ANEEL, fica difícil de separar as empresas que atuam especificamente em

distribuição. Através de consulta aos departamentos de Relações com Investidores das empresas, também se buscou separar as empresas por segmento de atividade, mas a maioria das empresas não respondeu a pesquisa. Algumas empresas do segmento de distribuição não constam no cadastro da ANEEL.

Quanto à definição das empresas cotadas na BOVESPA, muitas vezes, a ação representa uma holding que detém mais de um segmento de atividade dentro do setor. Buscou-se obter uma amostra, o mais pura possível, do segmento de distribuição. No caso de haver mais de um tipo de ação da empresa no mercado, foi escolhida a ação com mais liquidez com base no volume negociado no mês de julho de 2007. Foram obtidos os betas alavancados e desalavancados médios do período de julho de 2002 a julho de 2007 a partir dos betas mensais obtidos para um período de cinco anos (**Tabela 7**). O beta constante na tabela é uma média dos betas obtidos mês a mês durante um período de cinco anos.

Tabela 7 – Beta médio alavancado e desalavancado de distribuição (jul/2002-jul/2007)

Ação	Tipo	Beta alav.	Beta desalav.
Ampla Energia	ON	0,53	0,05
Bandeirante Energia	PN	0,19	0,06
Celesc	PNB	0,84	0,41
Cemat	PN	0,60	0,22
Coelba	ON	0,30	0,13
Coelce	PNA	0,78	0,49
Elektro	PN	0,72	0,37
Eletropaulo	PNA	1,36	0,46
I Energia	ON	0,90	0,59
Light S/A	ON	1,03	-0,15
Média		0,72	0,26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Economática (2007).

Pode-se observar que a média dos betas alavancados obtidos resulta num valor de 0,72 para o beta médio do segmento de distribuição, que é bem próximo ao valor do beta médio setorial, corrigido pelo risco regulatório, obtido pela ANEEL. Na hipótese do mercado brasileiro ser um mercado de capitais desenvolvido, este valor representaria o risco do negócio, financeiro e o risco regulatório. Realavancando-se o beta desalavancado médio obtido no mercado brasileiro (0,26), com base na estrutura de capital definida pela ANEEL, obtém-se um beta igual a 0,36 para o segmento de distribuição.

Aplicando-se o mesmo procedimento para as empresas do segmento de geração de energia elétrica, obteve-se como resultado um beta médio alavancado de 0,56, desalavancado de 0,34 e realavancado, da mesma forma que o beta obtido de distribuição, de 0,47 (**Tabela 8**).

Tabela 8 – Beta médio alavancado e desalavancado geração (jul/2002-jul/2007)

Ação	Tipo	Beta alav.	Beta desalav.
AES Tietê	PN	0,33	0,12
Cesp	PNB	1,20	0,65
EMAE	PN	0,72	0,61
Ger Paranap	ON	0,20	0,14
Tractebel	ON	0,33	0,19
Média		0,56	0,34

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Economática (2007).

Com base nos betas médios desalavancados, em face das incertezas envolvidas nas determinações, pode-se concluir dos resultados obtidos, que o segmento de geração e distribuição, segundo os agentes do mercado, tem apresentado riscos de mesma ordem de grandeza nos últimos cinco anos. Esse fato pode indicar que, tanto as incertezas de preços do mercado livre (ou outras incertezas que trazem risco ao negócio de geração), quanto as incertezas relacionadas ao risco regulatório, que recaem sobre o segmento de distribuição, têm pesos iguais no entender dos agentes do mercado.

Aplicando-se a metodologia descrita acima para as ações das empresas do setor elétrico, que participaram de forma contínua do IBOVESPA no período de julho de 2002 a julho de 2007, obteve-se um beta médio alavancado de 1,11, desalavancado de 0,58, e realavancado de 0,79. O valor do beta realavancado está muito próximo do valor obtido pela ANEEL para o beta, com ajuste de risco regulatório. O beta médio alavancado obtido está próximo do beta alavancado definido pela OFGEM para o mercado inglês que é um mercado que aplica um regime regulatório semelhante ao regime regulatório brasileiro. A diferença é que este beta médio considera empresas de distribuição e geração no Brasil. Pode se observar que o efeito de maior liquidez nas ações analisadas do IBOVESPA parece contribuir para o aumento do valor do beta obtido. Por outro lado, este beta está isento de problemas como dias de não

negociação, citados por Damodaran (2007), que estão presentes na amostra anterior das empresas de distribuição e geração.

Tabela 9 – Betas médios alavancados e desalavancados (jul/2002-jul/2007)

Ação	Tipo	$\beta_{\text{alavancados}}$	$\beta_{\text{desalavancados}}$
Celesc	PNB	0,81	0,41
Cemig	PN	1,02	0,63
Cesp	PNB	1,21	0,65
Copel	PNB	1,07	0,72
Eletrobrás	ON	1,23	0,99
Eletrobrás	PNB	1,13	0,91
Eletropaulo	PNB	1,36	0,46
Light	ON	1,04	-0,15
Média		1,11	0,58

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Economática (2007)

Dos estudos de determinação de betas para o setor elétrico, pode-se citar os realizados por Zimmermann & Lemme (2003), Minardi & Sanvicente (1999) e Junior *et al.* (2004). Zimmermann & Lemme (2003), obtiveram um beta médio alavancado de 0,854 para o segmento de distribuição do setor elétrico no período de 1995 a 2000. A amostra incluía ações que não participavam do IBOVESPA também. Os resultados foram obtidos aplicando-se o CAPM, com o IBOVESPA como carteira de mercado (**Tabela 10**). Neste trabalho concluiu-se também que o beta tinha um razoável poder explicativo dos retornos.

Tabela 10 – Betas alavancados (1995-2000)

Empresa	$\beta_{\text{alavancados}}$
Celesc	0,604
Cemig	0,742
Cerj	0,717
Coelba	0,673
Coelce	0,985
Copel	0,937
Elektro	0,390
Light	0,894
Metropolitana	0,900
Média	0,854

Fonte: Modificado a partir de Zimmermann & Lemme (2003)

Minardi & Sanvicente (1999) obtiveram um beta para as ações da Cemig de 0,7743. Este beta foi obtido aplicando-se o estimador de variáveis instrumentais proposto por Scholes & Williams (1977)⁵. Junior *et al.* (2004) também determinaram os betas para o setor elétrico no período de janeiro de 1995 a novembro de 2002, utilizando o estimador de Scholes & Williams (1977) e obtiveram um beta médio para o setor de 0,93, através de uma média ponderada pelo volume de negociação (**Tabela 11**).

⁵ O estimador de Scholes & Williams é obtido da seguinte equação:

$$\beta = \sum_{k=-1}^{+1} \beta_k / (1 + 2\rho)$$

Onde:

ρ = coeficiente de correlação entre R_{mt} e R_{mt-1}

R_{mt} = retorno do mercado para o período t

R_{mt-1} = retorno do mercado para o período $t-1$

para $k = -1$ o coeficiente beta da ação i é o estimado tendo como variável explicativa R_{mt-1} ,

para $k = 0$ o coeficiente beta da ação i é o estimado tendo como variável explicativa R_{mt} ,

para $k = 1$ o coeficiente beta da ação i é o estimado tendo como variável explicativa R_{mt+1} .

Tabela 11 – Betas alavancados (1995-2002)

Ação	Beta	Ação	Beta
CELESC ON	0,89	ELEKTRO PN	0,69
CEEE ON	0,30	ELETROBRÁS ON	0,65
CELPE PNA	1,17	ELETROPAULO PN	1,07
CEMAT ON	0,82	EMAE PN	1,23
CEMIG ON	0,53	ENERSUL ON	0,29
CERJ ON	0,85	ESCELSA ON	0,56
CESP PN	1,16	LIGHT ON	1,27
COELBA ON	0,83	LIGHTPAR ON	4,89
COPEL ON	0,91	PAUL. F LUZ ON	0,45
EBE PN	0,97	Média	0,93

Fonte: Modificado a partir de Junior *et al.* (2004)

Embora as metodologias sejam diferentes observa-se que a média dos betas alavancados tem aumentado. No período de 1995 a 2000 foi de 0,854, de 1995 a 2002 foi de 0,93 e de 2002 a 2007 foi de 1,11. A própria ANEEL obteve betas de maior valor do mercado americano para o ciclo 2007-2010 de revisões tarifárias (0,772) do que os utilizados no ciclo anterior (0,300).

4.6 Tendências dos betas no SEB

Uma questão que tem sido objeto de alguns trabalhos sobre o modelo CAPM é a de que os betas podem não ser constantes com o passar do tempo. Diversos autores, como Bollersev *et al.* (1988), Ferson & Harvey (1991) e Ferson & Korajczyk (1995), verificaram esse problema no mercado americano.

Não foram encontrados estudos específicos do setor elétrico brasileiro que abordassem a questão da estabilidade dos betas nesse setor. Para o objetivo de investigar como os betas das empresas do setor elétrico vêm se comportando ao longo do tempo, foram obtidos os betas de empresas do setor desde julho de 1999, que é a primeira data em que constam betas de cinco anos dessas empresas pós-Plano Real, fornecidos pela empresa Economática.

Verificou-se que três empresas do setor apresentam séries longas de betas e resolveu-se observar o comportamento destes betas a partir de 1999. As três empresas do setor elétrico que têm as maiores séries históricas de betas de cinco anos na bolsa, com dados disponíveis desde 1991 pela empresa Economática, são: Cesp, Cemig e Light. Os betas analisados são referentes às ações Cesp PN, Cemig PN e Light ON. Esses betas foram examinados a partir de julho de 1999 porque advêm de séries com data de cinco anos antes. Para coincidir com o início do Plano Real foi adotado o mês de julho de 1999.

Analisando-se a partir dos gráficos de betas alavancados mensais, obtidos no período de janeiro de 1999 a julho de 2007, pode-se observar que os betas se mantêm estáveis até o início do ano de 2005 apresentando tendência ascendente a partir desta data. Estes betas são determinados a partir de retornos observados durante cinco anos. Os betas obtidos para o ano de 2005 se referem a amostras de retornos obtidas desde o ano 2000 até o ano de 2005.

Como já foi visto, este período coincide com alguns acontecimentos históricos de elevada importância para o setor e que podem ter exercido influência sobre o aumento da volatilidade das ações das empresas. Pode-se citar entre estes acontecimentos o racionamento de 2002 e o início das primeiras revisões tarifárias periódicas. O primeiro ciclo de revisões tarifárias ocorreu entre os anos de 2003 e 2004. Como o marco regulatório segue ainda sem estar consolidado no País, as incertezas relacionadas às decisões que o órgão regulador impactam os preços das ações aumentando seu desvio-padrão ou a sua volatilidade.

As incertezas relacionadas às decisões do governo para resolver o problema do atendimento à demanda de energia também contam para aumentar a volatilidade das ações do setor neste período. Como exemplos citam-se a curva de aversão a risco e a discussão sobre o seu nível para decretar um possível racionamento.

Os últimos anos da década de 90 foram marcados principalmente pelas privatizações das empresas do setor elétrico. Nota-se que perspectiva de uma privatização no Brasil tem sido um fator positivo para o mercado acionário (conforme período final do ano 2007 na **Figura 10a**). Este fato se deve a que o compromisso de obter lucros do setor privado constitui-se em

uma pressão eficiente sobre as empresas e, por conseguinte, gera a expectativa de maiores ganhos para os acionistas.

Pode-se observar também que os gráficos obtidos têm comportamento diferenciado. Os betas da ação Cemig PN apresentavam coeficientes em torno de 1,0 no período de 1999 a 2005. Após o início do ano de 2005, esses coeficientes começaram a apresentar tendência crescente (**Figura 12**).

Figura 12 - Betas alavancados CEMIG PN (jul/1999-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Os betas da ação Cesp PN se mantiveram em torno de 1,0 até 2005, quando, também, começaram a apresentar tendência crescente ainda mais acentuada em relação aos betas da Cemig PN e parecem ter se estabilizado em torno de 1,4. (**Figura 13**)

Figura 13 - Betas alavancados CESP PNB (jul/1999-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Os betas da ação da Light ON oscilavam em torno de 1,0, com desvio-padrão maior do que as ações das Cesp e Cemig, e apresentam tendência crescente, tendendo para 1,4, a partir de 2005 (**Figura 14**).

Figura 14 - Betas alavancados Light ON (jul/1999-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Embora os movimentos dos coeficientes beta das ações analisadas tenham semelhanças, suas intensidades diferem. Pode-se observar um fato comum nas variações dos betas das três empresas: a tendência crescente a partir de 2005. Este fato evidencia o aumento de volatilidade de preços nas série que se encerram em 2005, 2006 e 2007. Nesse período o setor

atravessa o seu segundo ciclo de revisões tarifárias que mostrou-se especialmente polêmico. As amostras, a partir de 2007, séries de cinco anos passaram a refletir dois períodos de revisão tarifária: o ciclo 2003-2004 e o ciclo 2007-2010.

O fato de os betas apresentarem tendência crescente a partir de 2005 indica que o setor se tornou mais arriscado e que os preços estão refletindo as incertezas do setor que são maiores neste período. Eventos como: o leilão de privatização da Cesp que não ocorreu, incertezas quanto ao atendimento da demanda de energia elétrica nos próximos dez anos, contribuíram para aumentar a percepção de risco das empresas relacionadas ao setor elétrico.

Por outro lado, alguns estudos realizados sobre betas de outros setores confirmam a estabilidade destes o que indica que esta tendência ascendente pode refletir aspectos específicos do setor elétrico. Rodrigues & Filho (2005) verificaram a estabilidade de betas das ações: Petrobrás PN, Itaubanco PN, Telemar PN, Belgo Mineira PN e Ambev PN, numa amostra de betas determinados entre os anos de 2000 e 2004. Ventura *et al.* (2001) verificaram estabilidade nos betas das seguintes ações: Itaubanco PN, Petrobrás PN e Belgo Mineira PN, no período de 1995 a 2000.

Os betas do segmento de distribuição de energia elétrica no mercado americano também apresentaram tendência crescente no período de 1992 a 1997. Segundo aponta Camacho (2004) para a regulação do setor elétrico americano estavam sendo utilizados betas ajustados (ajuste de Blume) devido ao fato de que os betas naquele mercado estavam apresentando tendências crescentes entre os anos de 1992 e 1997.

De acordo com esse autor, os betas do mercado americano aumentaram neste período em função de que as empresas de eletricidade nos Estados Unidos atravessavam um período de desregulamentação e acirramento da concorrência. Isto trazia mais volatilidade aos preços das ações do setor. É interessante notar que, baseando-se nos gráficos obtidos, o mesmo fenômeno ocorre no mercado brasileiro no período mais recente da análise.

Durante o período de volatilidade acentuada no mercado americano, as revisões tarifárias do setor estavam sendo conduzidas com base em betas ajustados com retornos semanais para captar esta maior volatilidade. Verificando-se a mesma possibilidade no mercado brasileiro a partir das médias obtidas na Tabela 7 (segmento de distribuição) teríamos um beta de 0,81 para as revisões tarifárias. O efeito da equação de Blume é percebido, pois esse beta que era inicialmente de 0,72 passa a ser 0,81. Aplicando-se esta metodologia obtém-se também um valor próximo ao que a ANEEL viria aplicando para o ciclo 2007-2010 das revisões tarifárias.

A questão de o IBOVESPA ser utilizado com *proxy* da carteira de mercado é relevante na aplicação do CAPM. Questiona-se essa utilização por ser o IBOVESPA um índice baseado em volume de negócios, e que por este motivo poder ocasionar distorções nos valores obtidos. A participação das empresas do setor elétrico no índice apresentou grande crescimento a partir do ano de 1994. Este fato pode ser devido à percepção, por parte dos agentes do mercado, da necessidade premente de investimentos em infra-estrutura no país e às suas oportunidades atreladas. O investimento em infra-estrutura inclui o desenvolvimento do setor elétrico para o provimento da energia necessária ao desenvolvimento do país.

A identificação desse fato pelo investidor, como um potencial de valorização das ações das empresas do setor, pode ter contribuído para aumentar a demanda por essas ações àquela época, incrementando os retornos delas sobre os retornos do IBOVESPA. O fato de, nesse período, o ingresso de capital estrangeiro ter aumentado, via Bolsa de Valores, também pode ter contribuído para esse fato. Nessa época o capital estrangeiro começou a fluir para o mercado de Bolsa de uma forma mais intensa, privilegiando principalmente o setor de infra-estrutura e as ações do setor elétrico passaram a ter uma representação mais expressiva dentro do IBOVESPA (**Figura 15**). A partir daí, o setor continuou a ter uma participação expressiva no IBOVESPA. O setor de *utilities* sempre foi considerado um setor defensivo em épocas de grandes instabilidades e é tido como um setor de destaque como pagador de dividendos regulares.

Figura 15 - Participação do setor elétrico no IBOVESPA (mai 1990 – jul 2007)

Fonte: Elaboração própria com base em dados fornecidos pela Bovespa (2007).

A utilização do IBOVESPA como carteira de mercado, pode ser questionada por ser esse um índice baseado em volume de negócios e não em valor de mercado. Outra distorção que pode advir da utilização do índice é a concentração de negócios em algumas poucas ações durante longos períodos de tempo. Os negócios acabam se concentrando principalmente em poucas ações e o índice incorpora mais risco sistemático de algum setor. O caso mais clássico que ocorreu foi o da empresa Telebrás. As ações da empresa Telebrás chegaram a representar 50% do índice na sua composição no ano de 1995.

Pode-se verificar também que houve um *boom* de participação do setor elétrico no IBOVESPA. O fato de haver mais ações do setor no IBOVESPA implica que ele incorporou mais risco sistemático do setor elétrico. Havendo mais empresas do setor elétrico no IBOVESPA, aumenta a correlação das oscilações deste com as oscilações de preço das ações das empresas do setor, e espera-se que os betas fiquem em valores próximos de 1,0.

Dentre as outras ações de empresas do setor elétrico que têm séries mais longas de betas, pode-se destacar a Eletrobrás PNB (**Figura 16**).

Figura 16 - Betas alavancados Eletrobrás PNB (nov/1994-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Nota-se a tendência ascendente dos betas, que pode ser elucidada pelo período de julho de 2002 a julho de 2007 (**Figura 17**).

Figura 17 - Betas alavancados Eletrobrás PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

A tendência ascendente dos betas, a partir de 2005 até julho de 2007, também é confirmada pelas demais ações do setor elétrico, participantes contínuas do Ibovespa de julho de 2002 a julho de 2007 (ver **ANEXO A**). Essa tendência pode ser explicada pelo período de

grandes incertezas que vem passando o setor nos últimos anos, desde o racionamento e as últimas reformas até hoje, conforme já citado.

Entre os gráficos analisados das ações que participaram do índice nos últimos anos, pode-se destacar como peculiaridade o gráfico das ações da Cemig PN (**Figura 18**), pela estabilidade dos betas. Os betas dessas ações têm se mantido em valores bem próximos de 1,0.

Figura 18 - Betas alavancados Cemig PN (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

O gráfico das ações da Eletropaulo PNA também apresenta uma característica interessante que é a dos betas se manterem em um patamar de 1,5 quase que continuamente no período analisado. Isso significa que os retornos dessa ação são bastante alavancados em relação aos retornos do mercado, sendo que seu risco de mercado é alto (**Figura 19**). Esse comportamento dos betas vai contra a idéia de que o aumento do volume negociado faz os betas estarem mais próximos de 1,0, pois as ações da empresa Eletropaulo possuem uma liquidez relativamente alta e participam de forma expressiva no IBOVESPA.

Figura 19 - Betas alavancados Eletropaulo PNA (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Os betas utilizados nos gráficos até este ponto são todos betas com período de tempo de cinco anos e retornos mensais. Estes betas são menos sensíveis a variações de curto prazo. Como estes betas têm apresentado tendência crescente a partir do ano de 2005, resolveu-se investigar a extensão temporal deste movimento através de betas de períodos mais curtos. Foram obtidos betas de períodos de 48 semanas e retornos semanais para esta finalidade. Com o objetivo de verificar a extensão deste movimento ascendente dos betas, foram gerados gráficos de betas das ações participantes contínuas do IBOVESPA no período de julho de 2002 a julho de 2007, mas a partir de retornos semanais e período de tempo de 48 semanas, tendo como base os meses de dezembro do ano 2000 a dezembro do ano 2007 (**Figura 20**).

Figura 20 -Betas alavancados ações IBOVESPA (2000-2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática.

Pode-se observar que os betas apresentaram forte oscilação entre os anos de 2002 e 2005, mas, próximo ao ano de 2007, estes betas já retornem para um valor próximo de 1,0. Este fato pode indicar que a série gerada pelo mercado de bolsa brasileiro para o setor elétrico é pequena ainda para se ter uma estimativa mais confiável de betas para revisões tarifárias. Ainda existe necessidade de se observar os valores dos betas do setor por um período mais longo, para se ter uma média mais significativa. Se a série fosse maior, poderia se estimar um valor médio mais preciso para o setor. O Plano Real ainda é um acontecimento relativamente recente o mercado brasileiro, assim como o Novo Mercado da Bovespa que vem impulsionando o desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro.

De acordo com a metodologia é preciso ter séries de betas de períodos maiores para poder avaliar os impactos de acontecimentos no curto prazo. Os betas de 48 semanas com retornos semanais indicam que numa data próxima, mantidas as condições atuais do mercado, os betas com período de cinco anos devem retornar para valores mais baixos. Os betas de 48 semanas com retornos semanais, respondem mais intensamente as variações de curto prazo e podem indicar melhor a tendência futura dos betas. A utilização conjunta de betas com vários períodos de tempo e intervalos de retorno pode resultar em melhores estimativas para os betas das revisões tarifárias. O mercado muda o tempo todo e conforme os estudos já citados de Bollersev *et al.* (1988), Ferson & Harvey (1991) e Ferson & Korajczyk (1995), os betas

também apresentam variações. Prospectar as tendências dos betas através de betas com períodos menores e intervalos de retorno menores também, pode ser uma alternativa enquanto não se tem uma série de longo prazo.

Esta metodologia de utilizar betas com intervalos de retorno e período de tempo menor foi aplicada no Reino Unido no ano de 2003 pela OFGEM, para estimar os betas do setor. Naquele mercado também foram utilizados betas de cinco anos com retornos mensais, semanais e diários para estimar betas para as empresas de eletricidade. Os betas também não se mostraram estáveis no período analisado. Os betas da empresa Scottish Power, por exemplo, tiveram um decréscimo com o tempo (**Figura 21a, b e c**).

Figura 21 a– Betas de cinco anos (retornos mensais) Scottish Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004

Figura 21 b– Betas de cinco anos (retornos semanais) Scottish Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004

Figura 21 c– Betas de cinco anos (retornos diários) Scottish Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004.

Os betas obtidos também apresentaram tendências divergentes como é o caso dos betas da empresa International Power em que os betas aumentaram com o tempo (**Figura 22a, b e c**).

Figura 22 a – Betas de cinco anos (retornos mensais) International Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004.

Figura 22 b – Betas de cinco anos (retornos semanais) International Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004

Figura 22 c – Betas de cinco anos (retornos diários) International Power

Fonte: Modificado a partir de Wright, 2004

Os betas obtidos nos gráficos anteriores são baseados em retornos geométricos e o índice *FT All Share Index* foi utilizado como carteira de mercado. O índice *FT All Share Index* é um índice, dividido em quarenta seções, que contém todas as ações cotadas no Reino Unido.

Os betas apresentados nos gráficos anteriores são betas alavancados, ou seja, os betas que levam em consideração o risco financeiro além do risco do negócio, ou risco do ativo. Existem controvérsias sobre a influência da estrutura de capital das empresas sobre os betas no mercado brasileiro. Segundo Oda *et al.* (2005), a estrutura de capital apresenta alto grau de correlação com os betas de regressão obtidos no mercado brasileiro. Antunes *et al.* (2006) não encontraram relação significativa entre os betas e a alavancagem financeira da empresa. Daí, conclui-se que o efeito da alavancagem financeira não é algo que realmente reflete sobre os betas no mercado brasileiro de ações. Desalavancando-se os betas, para as mesmas ações no mesmo período, com base na média da estrutura de capital apresentada por cada empresa no período de cinco anos, para uma alíquota de imposto de 34%, pode-se observar que os betas desalavancados apresentam tendências divergentes individualmente (ver **ANEXO B**). O que se pode concluir da análise dos gráficos é que, para a maior parte das empresas, o endividamento aumentou, pois os betas alavancados estão ascendentes e os betas desalavancados estão se mantendo em torno de um mesmo valor ou decrescendo. As diferenças entre os gráficos das empresas observadas nos gráficos de betas desalavancados advêm da estratégia financeira de cada empresa. Oscilações na estrutura de capital das empresas são normais já que as empresas podem estar mais endividadas em determinados períodos em relação a outros. Algumas dessas empresas tiveram seus controladores alterados com o passar do tempo. O caso mais típico é o da empresa Light, cujos controladores têm variado bastante nos últimos anos (**Figura 23**). Este fato provavelmente gerou alterações na estrutura de capital desta empresa. Nesta figura os *outliers* se referem a períodos de presença de patrimônio líquido negativo.

Figura 23 - Betas desalavancados Light ON (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática.

Observa-se que os betas desalavancados apresentam valores menores, pois foi excluída a influência da alavancagem financeira que cada empresa vinha apresentando. Como já foi comentado anteriormente, a presença de capital de terceiros, na estrutura de capital de uma empresa, eleva o risco de *default* (falência) desta. Este fator tem influência sobre os betas obtidos de regressão, que são os betas chamados alavancados.

Outro fato que se pode observar em gráficos de betas, é que formatos iguais em gráficos de betas alavancados e desalavancados da mesma empresa, indicam que essa empresa vem mantendo a mesma estrutura de capital ao longo dos anos, como pode se observar comparando-se o gráfico dos betas alavancados de Eletrobrás PNB com os betas desalavancados da mesma ação (**Figura 24**).

Figura 24 -Betas alavancados e desalavancados ELETROBRÁS PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática.

4.7 Conclusões do capítulo 4

Com base nos objetivos deste trabalho, observou-se neste capítulo que informações relevantes do setor elétrico têm se refletido sobre os preços das ações cotadas em bolsa. Também verificou-se que de acordo com a metodologia utilizada nas revisões tarifárias periódicas pela ANEEL, os dados obtidos no mercado brasileiro, a partir de médias de betas, convergiram para os dados obtidos no mercado internacional. Observou-se ainda que os coeficientes beta dos segmentos de distribuição e geração têm praticamente a mesma ordem de grandeza.

Verificou-se que os betas alavancados com período de cinco anos têm apresentado uma tendência altista a partir de 2005. Já os betas deslavancados têm tendido para um valor médio setorial próximo ao do valor médio setorial obtido com base nos mercados desenvolvidos.

Capítulo 5 – Considerações finais

Este trabalho teve o intuito de contribuir como uma análise sobre a forma como vem sendo utilizado o coeficiente beta no setor elétrico brasileiro e como este tem se comportado ao longo dos anos para as ações das empresas do setor, cotadas na Bolsa de Valores de São Paulo. O estudo desenvolveu-se no sentido de analisar criticamente uso do coeficiente beta no contexto do modelo CAPM e da sua utilização, principalmente, no contexto das revisões tarifárias.

Pôde-se observar a influência de uma série de parâmetros na determinação do coeficiente beta. Dentre esses, destacam-se: (a) a definição do período de tempo de análise; (b) o perfil da carteira de mercado; (c) o intervalo de retorno sobre os resultados obtidos. Observou-se em relação a estes parâmetros que a escolha de uma combinação inadequada destes parâmetros pode alterar bastante os resultados obtidos, e comprometer eventualmente o alcance dos fins desejados.

No contexto regulatório do setor elétrico, verificou-se que o tipo de regime regulatório brasileiro (*price-cap*) é considerado de alto risco numa escala relativa mundial uma vez que com as revisões tarifárias são baseadas em ganhos de produtividade que nem sempre se verificam na intensidade planejada.

Observou-se ainda que ao contrário do que se poderia esperar os mercados de monopólio natural (a distribuição de energia elétrica) e o de concorrência (a geração de energia) apresentam coeficientes beta muito semelhantes. Esperava-se que houvesse diferenças significativas entre betas de geradoras e distribuidoras de eletricidade, pois as distribuidoras operam em mercados de monopólio e as geradoras em mercado de concorrência. Os valores obtidos, porém, demonstraram que os coeficientes beta destes dois segmentos pelos investidores é praticamente da mesma ordem de grandeza. Tal resultado pode estar associado ao fato de as distribuidoras ainda estarem sujeitas aos riscos associados à regulação, o que aproximaria as percepções de risco de mercado de distribuidoras, em tese menos arriscadas, daqueles de empresas de geração que operam em mercados mais competitivos.

Algumas outras peculiaridades foram observadas, tais como: determinadas empresas do ramo de geração e de distribuição mantiveram séries inteiras de betas muito próximos de 1,0 desde 2002 até 2007. Também, algumas empresas mantiveram sua estrutura de capital praticamente inalterada ao longo do período analisado.

Sabe-se que o modelo CAPM é um modelo de fácil aplicação, mas que exige muitos cuidados em função das hipóteses rigorosas a que está sujeito em sua base teórica. Dentre as maiores críticas que o modelo sofreu, pode-se destacar a crítica de Roll (1977), que predizia que o CAPM nunca poderia ser testado, pois era impossível de se observar uma carteira de mercado que contivesse todos os ativos de uma economia.

Sua aplicação ao setor elétrico também deve levar em consideração esta problemática e o usuário do CAPM deve sempre considerar a influência dos parâmetros que estão sendo utilizados na determinação dos coeficientes beta. Dentre esses parâmetros destaca-se que a escolha da carteira de mercado é uma questão crucial na aplicação deste modelo. A ANEEL tem optado por utilizar o índice S&P 500 do mercado americano, como *proxy* da carteira de mercado. Essa é uma abordagem global do modelo CAPM, e embute uma perspectiva que busca mimetizar a atuação de um investidor global com ativos em energia em diversos países. Esse modelo pode ser utilizado também de uma forma regional, ou seja, utilizando-se uma carteira de mercado do país no qual a empresa realiza a prestação do serviço ou ser analisado de uma forma global, em que a carteira de mercado precisa ser representativa de um risco globalizado que envolve o negócio em muitos países.

Existem divergências na literatura sobre a eficiência da aplicação de uma ou outra modalidade de carteira de mercado no CAPM. Este trabalho utilizou uma abordagem regional do CAPM, em contraste com a abordagem da ANEEL que é global, haja vista que os valores foram obtidos do mercado brasileiro, aonde as empresas analisadas atuam e no território em que suas ações encontram-se cotadas. Observou-se que os betas obtidos no mercado brasileiro estão coerentes com valores obtidos em mercados internacionais e que as ações do setor elétrico parecem reagir de forma rápida a notícias relevantes do setor. Porém, devido à

necessidade de os betas refletirem períodos maiores, pois as revisões tarifárias ocorrem em média a cada quatro ou cinco anos, detectou-se a necessidade ainda de haver séries mais longas de betas para esta avaliação. O próprio fato de os betas apresentarem tendência ascendente neste momento e não se saber a extensão deste movimento é um indicativo desta necessidade. Quanto à eficiência de mercado, há a necessidade de um estudo mais aprofundado para afirmar-se com certeza de que o mercado brasileiro já está em um nível adequado.

Um fator de instabilidade às ações do SEB parece estar ainda nas questões de cunho regulatório no segmento de distribuição. Neste segmento é que se concentram a maioria das empresas do setor cotadas em bolsa. O problema do marco regulatório ainda não estar consolidado impacta de forma acentuada as empresas desse segmento. Assim, é possível esperar que na medida em que o marco regulatório venha a se consolidar, os coeficientes beta das ações destas empresas apresentem valores mais baixos.

Neste trabalho, os betas foram avaliados através de valores médios com base em uma janela de cinco anos ao longo do período analisado. Algumas das empresas analisadas demonstraram possuir betas bastante estáveis com o tempo. Verificou-se uma tendência altista nos betas alavancados obtidos a partir de 2005 que compreende períodos com importantes revisões tarifárias.

Ao se processar a desalavancagem dos betas observou-se pouca convergência entre os betas desalavancados obtidos. Para algumas empresas do SEB, os betas exibiam uma tendência ascendente, já para outras, descendente, sem que se pudesse apontar uma razão para tal divergência.

O mercado de capitais brasileiro enveredou por novos e mais prósperos caminhos a partir do Plano Real. Destacam-se, mais recentemente, a criação do Novo Mercado na Bovespa, no ano 2000, as privatizações das duas maiores bolsas brasileiras: a BOVESPA e a BM&F, em 2007, e a união dessas duas bolsas. Ainda que outras questões relacionadas a métodos econométricos para cálculos de betas persistam, com o esperado aumento da liquidez

e das séries históricas das ações negociadas espera-se que num futuro próximo se possa ter uma base de dados mais consistente, respaldando a determinação de coeficientes beta baseados totalmente em dados do mercado de capitais doméstico.

5.1 Limitações da pesquisa

Entre as dificuldades enfrentadas na realização deste trabalho pode-se citar a tarefa de separação das empresas por segmento de atividade dentro do setor elétrico, ou seja, se predominava a distribuição, geração ou transmissão. Tal dificuldade em alguns casos reduziu o tamanho da amostra analisada, como um dos intuitos era verificar possíveis diferenças entre coeficientes beta de segmentos regulados versus não regulado optou-se por excluir as empresas cuja concentração em um dos segmentos não era nítida. Observou-se também que para algumas dessas empresas não consta no seu cadastro junto a ANEEL seu respectivo segmento de atividade.

Embora os departamentos de Relações com Investidores dessas empresas tenham sido consultados e obteve-se um retorno parcial, ainda que alguns tenham fornecido informações bastante detalhadas sobre o assunto. Na falta de informações obtidas junto às empresas optou-se por buscar tais dados no próprio mercado. Como exemplo cita-se o caso da Tractebel, que foi incluída na amostra de geradoras, por ser reconhecidamente a maior geradora privada do país.

5.2 Sugestões para outros trabalhos sobre o tema

Pôde-se concluir que um dos maiores problemas na determinação dos betas reside na escolha da carteira de mercado a ser utilizada e, em função de se necessitar de um beta de médio prazo, de séries adequadas de índices para o seu cálculo. Com base neste problema pode-se sugerir para trabalhos futuros a montagem de uma carteira de mercado, baseada em valor de mercado, e calcular os betas a partir desta carteira. Outra sugestão seria de buscar desenvolver uma metodologia para o cálculo dos betas das revisões tarifárias em que levasse

em consideração betas de diferentes períodos de tempo e diferentes intervalos de retorno, de modo a tentar captar possíveis variações futuras deste indicador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANTUNES, Gustavo Amorim; GUEDES, Gilvan Ramalho; TEIXEIRA, Aridelmo José Campanharo. Beta e alavancagem: ausência de correlação no mercado brasileiro. In: CONGRESSO USP CONTROLADORIA E CONTABILIDADE, 6., 2006, São Paulo. **Anais**. São Paulo: USP, 2006. 1 CD-ROM.

ALMEIDA, Sílvia Romero de. **As taxas de retornos dos ativos: uma aplicação do Capital Asset Pricing Model – CAPM**. 2001, 105 p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL)**. Nota Técnica nº 138/2008-SRE. Brasília: ANEEL, 2008.

ASSAF NETO, Alexandre. **Mercado Financeiro**. 3 ed. São Paulo: Atlas, 2000.

BALL, R.. Anomalies in relationships between securities yields and yields-surrogates. **Journal of Financial Economics**, v.6, p. 103-126, 1978.

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, 1977.

BLACK, F. Beta and Return. **Journal of Portfolio Management**, v. 20, p.8-18, 1993.

BLACK, F. 1972. Capital Market Equilibrium with Restricted Borrowing. **Journal of Business**, v.45, n.3, p. 444-454, 1972.

BLUME, M. E. On assessment of risk. **Journal of Finance**, v.26, p. 1-10, January, 1971.

BLUME, M. E. Betas and their regression tendencies. **Journal of Finance**, v.34, p. 265-267, March, 1979.

BOVESPA, **Informe Técnico**, São Paulo, Abril/2008.

BODIE, Zvi; Kane, Alex; Marcus, Alan J. **Fundamentos de investimentos** 3. ed. Bookman, 2000.

BOLLERSEV, T.; ENGLE, R.; WOOLDRIGE, J. **A capital asset pricing model with time varying covariances**. Journal of Political Economy, Cambridge, v. 96, n. 1, p. 116-131, February, 1988.

BREALEY, R.; MYERS, S. **Principles of corporate finance**. McGraw-Hill, 2003.

BRIGHAM, E.F.; GAPENSKI, L.C. **Financial Management: theory and Practice**. Sixth Edition. The Dryden Press, 1992.

BRITO, Érico Henrique Garcia de. **As Privatizações e as Distorções no Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica: a experiência da CPFL**. 2007, 88p. Monografia (Especialização) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Programa de Educação Continuada - PECE, São Paulo, 2007.

BRUNI, A. L. **Risco, retorno e equilíbrio: uma análise do modelo de precificação de ativos financeiros na avaliação de ações negociadas na BOVESPA**. 1998, 154p. Dissertação (Mestrado)-Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.

CAMACHO, F.; ROCHA, K.; FIUZA, G. **Custo de capital das concessionárias de distribuição da energia elétrica no processo de revisão tarifária: 2007-2009**. Rio de Janeiro, 2006. (Texto para discussão n 1174 IPEA).

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Disponível em:** < <http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 12 jun. 2008.

CHAN, L. ;LAKONISHOK, J. Are reports of beta's death premature? **Journal of Portfolio Management**, v. 20, p. 51-62, Summer, 1993.

CHAVES, Carlos Alberto ; SILVA, Marco Aurélio Valim Reis da ; GUARNIERI, Odir Cantanhede. **A determinação do coeficiente beta no mercado acionário brasileiro: uma análise comparativa entre os principais índices da bolsa de valores**. Disponível em: <http://www.unitau.br/nupes/artigos/coef_mercado_acionario.htm - 225k>. Acesso em 31/Maio/2006.

COPELAND, T. E.; KOLLER, J.; MURRIN, J. **Avaliação de Empresas: Calculando e Gerenciando o Valor das Empresas**. 3.ed.. Pearson Makron Books, 2004.

CORRETORA SANTANDER BANESPA. **Disponível em:** < <http://www.superbroker.com.br>>. Acesso em 10 set. 2007.

COSTA Jr., N. C. A.; NEVES, M. B. E. Variáveis fundamentalistas e retornos de ações. **Revista Brasileira de Economia** , v.54, n.1, p. 123-137, jan./mar., 2000.

COUTO, Susana Furquim Xavier **Determinação do Custo de Capital para Empresas de Distribuição de Energia no Brasil**. 2004 p. Dissertação (Mestrado) Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2004.

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas: teoria e prática**. Tucson: Bookman, 2006.

DAMODARAN, A. **Estimating risk parameters**. Disponível em: <<http://www.damodaran.com>>. Acesso em 01 set. 2007.

ELTON, E.J.; GRUBER, M. J. **Modern Portfolio Theory and Investment Analysis**. 5.ed. New York: John Wiley & Sons, 1995.

ESTRADA, Javier **Mean-semivariance behavior (II): the D-CAPM**. Barcelona: IESE Business School. March, 2002

FAMA, E. **Efficient Capital Markets: A review of theory and empirical work**. Journal of Finance, v. 5, 1970.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. The cross-section expected stock returns. **Journal of Finance**, v.47, p. 427-465, June, 1992.

FERSON, W., HARVEY, C. **The variation of economic risk premiums**. Journal of Political Economy, New York, v. 99, p. 427-465, 1991.

FERSON, W., KORAJCYK, R. **Do arbitrage pricing models explain the predictability or stock returns**. Journal of Business, Chicago, v. 68, n.3, p. 309-349, July, 1995.

FONTE NETO, J. W.; CARMONA, C. U. M. **Eficiência do mercado acionário brasileiro pós-Plano Real: há evidências de overreaction?** In: Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 25.,2005, Porto Alegre. **Anais**. Porto Alegre: ABEPRO,2005.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. Addison Wesley, São Paulo, 2000.

GRINOLD, R. Is beta death again? **Financial Analysts Journal**, v.49 p. 28-34, July-August, 1993.

GRUNDY, K.; MALKIEL, B. Reports of beta's death have been greatly exaggerated. **Journal of Portfolio Management**, v. 22, p. 36-44, Spring, 1996.

HAMADA, R. S. The effect of the Firm's Capital Structure on the systematic risk of common stocks. **Journal of Finance**, v. 27, p. 435-452, 1972.

HORNG, W. J. **Testes de validade do capital asset pricing model no mercado acionário de São Paulo: um estudo indicativo do poder de teste da metodologia de Fama & Macbeth**. São Paulo, 1997. 118p. Dissertação (Mestrado) – Fundação Getulio Vargas, São Paulo, 1997.

IBBOTSON ASSOCIATES. **Stocks, Bonds, Bills and Inflation®. Valuation Edition, 2001 Yearbook**.

LALLY, M. An Examination of Blume and Vasicek Betas. **The Financial Review**, v.33, August, 1998.

LANDI, Mônica. **Energia Elétrica e Políticas Públicas: a Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005**. 2006 219p. Dissertação (Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006

LEITE, Hélio de Paula, SANVICENTE, Antonio Zoratto. **Índice Bovespa: um padrão para os investimentos brasileiros**. São Paulo: Atlas, 1994

LITZEMBERGER, R. H.; RAMASWAMY, K. The effect of limited information and estimation risk on optimal portfolio diversification. **Journal of Financial Economics**, v.7, p. 163-195, June, 1979.

MACKINLAY, A. C. Multifactor models do not explain deviations from CAPM. **Journal of Financial Economics**, v.38, p.3-28, 1995.

MÁLAGA, Flávio Kezam. **Retorno de Ações: modelo de Fama e French aplicado ao mercado acionário brasileiro**. São Paulo: Saint Paul Editora, 2005

MARKOWITZ, Harry. Portfolio Selection. **Journal of Finance.** , v.7, p.77-91, Mar, 1952.

MELLAGI FILHO, Armando; ISHIKAWA, Sérgio. **Mercado Financeiro e de Capitais.** São Paulo: Atlas, 2000.

MELLONE Jr., G. **Beta: problemas e evidência empírica.** 1999.178p. Dissertação(Mestrado)-Fundação Getulio Vargas, São Paulo, 1999.

MINARDI, A. M. A. F.; SANVICENTE, A. Z. **Estimação do Custo Médio de Capital de Empresas sob Processo de Regulação Econômica no Brasil.** In: Encontro Brasileiro de Finanças, 2003, São Paulo. Anais. São Paulo: FEA/USP, 2003

MORIN, R. **Direct evidence before the board of comissioners of public utilities of New Brunswick.** 2002.

NAKAMURA, Wilson Toshiro; MEDONÇA, Patrícia Carvalho. A hipótese de eficiência de mercado: evidência da forma fraca na bolsa de valores de São Paulo.In: : SEMINÁRIO EM ADMINISTRAÇÃO FEA-USP, 6., 2003. São Paulo. **Anais. VI SEMEAD.** São Paulo: USP, 2005.

ODA, A; YOSHINAGA, C. E.; OKIMURA, R. T.; 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: ENCONTRO NACIONAL DE PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO, 29, 2005, Brasília. **Anais ENANPAD,** Brasília, 2005.

OFGEM – **Electricity Distribution Price Control Review, Background Information on the Cost of Capital.** March 2004.

PEANO, Claudia de Rosa **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil:** uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL.

2004 102p. Dissertação (Mestrado em Energia) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

PIERONI, Fernando de Paiva **Impacto das Mudanças no Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução.** 2005 128p. Dissertação (Mestrado em Energia) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005

PIRES, José Claudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro.** Rio de Janeiro, 1998. (Texto para discussão, nº 64).

PRATT, S. **Cost of Capital Estimation and Applications.** 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 2002.

REGO, Érik Eduardo **Usinas Hidrelétricas “Botox”: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia.** 2007 205p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo: 2007.

REGO, Érik Eduardo Entrevista cedida ao autor em 20/06/2008

RIBENBOIM, G. **Testes de versões do modelo CAPM no Brasil.** Finanças aplicadas ao Brasil. FGV Editora, 2002.

RIBEIRO NETO, Ramon Martinez; FAMÁ, Rubens. Eficiência de mercado: um estudo de evento. O impacto da nova lei das sociedades anônimas. Análise do comportamento das ações do IBOVESPA. In: SEMINÁRIOS EM ADMINISTRAÇÃO DA FEA-USP, ,5., 2001, São Paulo. **Anais. V SEMEAD.** São Paulo: FEA/USP, 2001

ROCHA, K., CAMACHO, F., BRAGANÇA, G., **Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifária – 2007-2009.**, IPEA, 2006.(Working Paper Series 1174).

RODRIGUES, Fábio Lúcio; RAMOS FILHO, Hélio de Sousa. Estimação e análise da estabilidade do beta no modelo capm em cinco empresas brasileiras. In: SEMINÁRIO EM ADMINISTRAÇÃO FEA-USP, 8., 2005, São Paulo. **Anais. VIII SEMEAD.** São Paulo: USP, 2005.

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**, v.4, p. 129-176, March, 1977.

SANVICENTE, Antonio Zoratto; MELLAGI FILHO, Armando. **Mercado de Capitais e estratégias de investimentos.** São Paulo: Atlas, 1988.

SCHOLES, M. J.; WILLIAMS, J. Estimating Betas from Non-synchronous Data. **Journal of Financial Economics**, v.5, p. 425-442, 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., New Jersey: Prentice Hall, 1995.

SILVA, Marco Aurélio Vallim Reis da **Uma análise empírica da utilização do índice beta do modelo de precificação de ativos (CAPM) como medida de risco no mercado acionário brasileiro.** Disponível em:<[http:// www.unitau.br/nupes/artigos/beta.htm](http://www.unitau.br/nupes/artigos/beta.htm) - 205k>. Acesso em 31. Maio. 2006.

TOBIN, J. Liquidity Preference as Behavior Toward Risk. **Review of Economic Studies.** v25, n.2, p. 65-86, 1958.

TOLMASQUIM, M. T.; OLIVEIRA, R. G.; CAMPOS, A. F. **As empresas do setor elétrico brasileiro: Estratégias e performance**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

TORRES, R.; BONOMO, M.; FERNANDES, C. **A aleatoriedade do passeio na Bovespa: testando a eficiência do mercado acionário brasileiro**. In: Finanças aplicadas ao Brasil. FGV Editora, 2002.

VASICEK, O. A. A note on using cross-sectional information in Bayesian estimation of security betas. **The Journal of Finance**, v.38, Dec., 1973.

VENTURA, Alessandra Montini; FORTE, Denis; FAMÁ, Rubens. Análise da estabilidade do beta em três empresas brasileiras após o plano real (1995-2000). In: SEMINÁRIOS EM ADMINISTRAÇÃO DA FEA-USP, 5., 2001, São Paulo. **Anais. V SEMEAD**. São Paulo: FEA/USP, 2001.

WRIGHT, S. **Beta Estimates for: Scottish Power, Scottish & Southern Energy, Viridian Group, Centrica, International Power, National Grid Transco, United Utilities, Kelda Group, Seven Trent**. London: Smithers & Co, 2004.

WRIGHT, S.; MASON, R.; MILES, D. **A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.** London: Smithers & Co, 2003.

ZALEWSKA, A. [Mensagem pessoal]. Mensagem recebida por Susana Furquim Xavier Couto, em maio 2004.

ZALEWSKA, A.; GROUT, P. **Do Regulatory Changes Affect Market Risk?** Limburg Institute of Financial Economics, Maastricht University, 2004, (Working Paper, G1 G38 L5).

ZIMMERMANN, Cristiane Cotta; LEMME, Celso Funcia. Avaliação de Empresas, Custo do Capital Próprio e Modelagem Financeira: um Estudo no Setor de Distribuição de Eletricidade Brasileiro no Período de 1995 a 2000. In: ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS-

GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO, 27. 2003, Atibaia.**Anais.**
EnANPAD 2003. Atibaia: ANPAD, 2003.

ANEXO A: BETAS ALAVANCADOS

ANEXO A: Betas alavancados das ações das empresas do setor elétrico que participaram do IBOVESPA no período de julho de 2002 a julho de 2007.

Figura 25 - Betas alavancados Celesc PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 26 - Betas alavancados Cemig PN (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 27 - Betas alavancados Cesp PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 28 - Betas alavancados Copel PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 29 - Betas alavancados Eletrobrás ON (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 30 - Betas alavancados Eletrobrás PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 31 - Betas alavancados Eletropaulo PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 32 - Betas alavancados Light ON (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

ANEXO B: BETAS DESALAVANCADOS

ANEXO B: Betas desalavancados das ações das empresas do setor elétrico que participaram do IBOVESPA de julho de 2002 a julho de 2007.

Figura 33 - Betas desalavancados Celesc PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 34 - Betas desalavancados Cemig PN (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 35 - Betas desalavancados Cesp PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 36 - Betas desalavancados Copel PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 37 - Betas desalavancados Eletrobrás ON (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Figura 38 - Betas desalavancados Eletrobrás PNB (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Ecomática, 2007.

Figura 39 - Betas desalavancados Eletropaulo PNB (fev/2003-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.

Obs.: para esta ação só foi possível obter betas desalavancados pelos dados da empresa Economática a partir de março de 2003.

Figura 40 - Betas desalavancados Light ON (jul/2002-jul/2007)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Economática, 2007.