

FUNDAÇÃO PEDRO LEOPOLDO
MESTRADO PROFISSIONAL EM ADMINISTRAÇÃO
Carlos Frederico Aguilar Ferreira

**ESTRUTURA DE CAPITAL, RISCOS E CUSTOS DE FINANCIAMENTO DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UM ESTUDO DE EMPRESAS QUE
COMPÕEM O IEE (ÍNDICE DE ENERGIA ELÉTRICA DA BOVESPA)**

Pedro Leopoldo
2014

Carlos Frederico Aguilar Ferreira

**ESTRUTURA DE CAPITAL, RISCOS E CUSTOS DE FINANCIAMENTO DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UM ESTUDO DE EMPRESAS QUE
COMPÕEM O IEE (ÍNDICE DE ENERGIA ELÉTRICA DA BOVESPA)**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Profissional em Administração da Fundação Pedro Leopoldo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Administração.

Área de concentração: Gestão da Inovação e Competitividade.

Linha de pesquisa: Competitividade e Marketing

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Lamounier Locatelli

Pedro Leopoldo

2014

658.1511 FERREIRA, Carlos Frederico Aguilar
F383e Estrutura de capital, riscos e custos de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: um estudo de empresas que compõem o IEE (Índice de Energia Elétrica) / Carlos Frederico Aguilar Ferreira.
- Pedro Leopoldo: FPL, 2014.
122 p.

Dissertação Mestrado Profissional em Administração.
Fundação Cultural Dr. Pedro Leopoldo – FPL, Pedro Leopoldo, 2014.
Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Lamounier Locatelli

1. Estrutura de Capital. 2. Risco Sistemático. 3. Custo Médio Ponderado de Capital. 4. Setor Elétrico Brasileiro.
I. LOCATELLI, Ronaldo Lamounier, orient.
II. Título.

658.1511

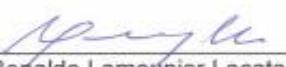
Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Ficha Catalográfica elaborada por Maria Luiza Diniz Ferreira – CRB6-1590

FOLHA DE APROVAÇÃO

Título da Dissertação: "ESTRUTURA DE CAPITAL, RISCOS E CUSTOS DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: um estudo de empresas que compõem o IEE (Índice de Energia Elétrica da Bovespa)".

Nome do Aluno: CARLOS FREDERICO AGUILAR FERREIRA

Dissertação de mestrado, modalidade Profissionalizante, defendida junto ao Programa de Pós-Graduação em Administração da Faculdade Pedro Leopoldo, aprovada pela banca examinadora constituída pelos professores:


Prof. Dr. Ronaldo Lamounier Locatelli – Orientador


Prof. Dr. José Antônio de Sousa Neto


Prof. Dr. Luciano de Castro Garcia Leão

Pedro Leopoldo (MG), 31 de janeiro de 2014.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, por me permitir trilhar esses caminhos, que não foram fáceis, mas extremamente gratificantes.

À Faculdade de Pedro Leopoldo – FPL, por oferecer a oportunidade de poder cursar o Mestrado Profissional em Administração de Empresas, e aos funcionários técnico-administrativo, em especial à Jussara Batista, por sempre estar disposta a ajudar.

Ao corpo docente da FPL, por estar disposto a dividir conhecimento e sempre animado nas aulas aos sábados. Em especial ao professor Dr. Ronaldo Lamounier Locatelli, por aceitar o desafio de orientar este trabalho: sem a sua ajuda, não seria possível a conclusão desta dissertação.

Ao professor Dr. Luciano de Castro Garcia Leão, meu primeiro professor no mestrado, pelo exemplo de dedicação e paixão às profissões de Contador e Professor.

À “Grande Equipe” da DME Energética S.A., Fábio, Bernardo, Erick, Carol, Rodrigo, Juliano e Márcio, por toda a amizade e pela fonte de inspiração de realizar a dissertação sobre o Setor de energia.

À Faculdade Pitágoras, por propiciar a oportunidade de lecionar; a todos meus alunos e ex-alunos e a todos os professores, coordenadores e diretores com quem tive o privilégio de conviver, em especial ao professor e grande amigo Ricardo Silvério, por toda a amizade desde os tempos do INED Pampulha, e ao Diretor Carlos Renato Gherarde Lins, pelo exemplo de profissionalismo.

Por fim, a todos aqueles que, por um lapso, não mencionei, mas que contribuíram para a conclusão desta jornada.

Agradecimento Especial

Agradeço a toda minha família, tios, primos, cunhados e padrinhos e, especialmente, a meus pais (Danilo e Ana Maria), minhas irmãs (Ana Carolina e Ana Flávia) e meu sobrinho (Matheus). É verdade que não escolhemos nossa família, mas, se me tivesse sido dada a oportunidade, escolheria a que tenho.

“Se procurar bem você acaba encontrando.
Não a explicação (duvidosa) da vida,
Mas a poesia (inexplicável) da vida.”

Carlos Drummond de Andrade

Resumo

A estrutura de capital e os riscos econômico-financeiros de uma empresa constituem elementos importantes para a determinação do custo de oportunidade de capital, que é variável chave na decisão de investir. Assim, seu conteúdo informacional não é importante apenas para as empresas, mas também para a sociedade como um todo, pois o investimento é a mola propulsora do crescimento econômico. O setor de energia exibe, em nosso país, uma invejável oferta potencial, em função da dotação de recursos naturais do país, mas, atualmente, constitui um dos gargalos para o crescimento sustentável. São vários os fatores que inibem a expansão da capacidade produtiva do setor e, dentre eles, figura a percepção equivocada do governo sobre a dinâmica empresarial. Sem regras claras e uma taxa de rentabilidade atraente o suficiente para cobrir os custos e os riscos do investimento, dificilmente o país terá condições de oferecer a energia necessária a um novo ciclo de expansão da economia. Esta dissertação endereça-se ao tema do custo do investimento do setor de energia, levando-se em consideração os riscos associados a ele. A abordagem teórica é derivada dos estudos seminais de Modigliani e Miller (estrutura de capital) e de Sharpe, Markowitz e Tobin (CAPM), que permite calcular os riscos a partir da volatilidade dos retornos e também, especificar o custo do capital próprio. Foram selecionadas as sete empresas mais importantes do setor (CPFL, Cemig, Eletrobrás, Copel, Eneva, Cesp e Light) e, identificada a estrutura de capital, retratando a representatividade em cada uma delas do uso de capital próprio e de terceiros e os riscos associados aos investimentos. Os valores encontrados de betas alavancados oscilam de 0,39 a 0,62, revelando que o setor apresenta risco sistemático abaixo do Ibovespa. A partir destas informações foram apresentados os custos de financiamento para cada empresa, na hipótese de manutenção do grau de alavancagem financeira. Mediante a abordagem "bottom up" foi calculado o custo de financiamento para o setor como um todo. Estimou-se, inicialmente, o valor do beta desalavancado das empresas, alavancando-se o beta médio encontrado de acordo com a estrutura de capital existente do setor. Os resultados apontam para um custo médio ponderado (WACC) para o setor da ordem de 9,43% ao ano.

Palavras-Chave: Estrutura de capital. Risco Sistemático. Custo médio ponderado de capital. Setor elétrico brasileiro.

Abstract

The capital structure and the economic-financial risks of a business are important factors in determining the opportunity cost of capital, which is a key variable in the decision to invest. Thus, their information content is important not only for companies but also for society as a whole, because the investment is the driving force of economic growth. The energy sector displays in our country, an enviable potential supply, depending on the natural resource endowment of the country, but currently is one of the bottlenecks for sustained growth. There are several factors that inhibit the expansion of production capacity in the industry, and among them, figure the misperception of government on business dynamics. Without clear rules and a rate of return attractive enough to cover the costs and risks of the investment, the country will hardly position to supply the necessary energy to a new cycle of economic expansion. This paper addresses itself to the issue of the cost of investment in the energy sector, taking into account the risks associated with it. The theoretical approach is derived from the seminal studies of Modigliani and Miller (capital structure) and Sharpe, Markowitz and Tobin (CAMP), which allows calculating the risks from the volatility of returns and also pricing the cost of equity. The seven most important companies in the sector (CPFL, Cemig, Eletrobrás, Copel, Eneva, Cesp e Light) risks were identified and selected capital structure, depicting the representation in each of the use of equity and others, and associated with the values found investments. Leveraged betas ranging from 0.39 to 0.62, revealing that the sector presents systematic risk below the Bovespa. From this information the financing costs for each company were presented, assuming maintenance of the degree of financial leverage. Using the "bottom up" approach was calculated the cost of funding for the sector as a whole. It was estimated, initially, the value of the unlevered beta of firms, leveraging the average beta found matching the existing structure of capital in the sector. The results point to a weighted average cost (WACC) for the industry of the order of 9.43 % per year.

Keywords: Capital Structure. Systematic risk. Weighted average cost of capital. Brazilian electricity sector.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Estrutura do Setor Elétrico.....	46
---	----

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 □ Matriz Energética Brasileira.....	47
GRÁFICO 2 □ Tarifa de energia industrial no mundo em 2009: US\$/MW	51
GRÁFICO 3 □ Tarifa de energia residencial no mundo em 2009: US\$/MW	51

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 □ Histórico do setor elétrico no Brasil.....	42
---	----

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 □ Consumo de Energia Elétrica no Mundo em 2009 (TWh).....	13
TABELA 2 □ Exemplo de cálculo Beta Bottom-Up.....	38
TABELA 3 □ Exemplo fictício de Povoa (2012)	39
TABELA 4 □ Histórico das privatizações no Setor Elétrico	43
TABELA 5 □ Matriz de energia elétrica no Brasil	47
TABELA 6 □ Arrecadação de encargos setoriais.....	56
TABELA 7 □ Empresas que compõem o Índice de Energia Elétrica	61
TABELA 8 □ Empresas selecionadas.....	61
TABELA 9 □ Cálculo Beta CEMIG	67
TABELA 10 □ Cálculo Dívida CEMIG	67
TABELA 11 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CEMIG	68
TABELA 12 □ Cálculo Beta CESP	70
TABELA 13 □ Cálculo da Dívida CESP	70
TABELA 14 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CESP	71
TABELA 15 □ Cálculo Beta COPEL.....	72
TABELA 16 □ Cálculo da Dívida COPEL.....	73
TABELA 17 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – COPEL.....	74
TABELA 18 □ Cálculo Beta CPFL	75
TABELA 19 □ Cálculo da Dívida CPFL	76
TABELA 20 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CPFL.....	77
TABELA 21 □ Cálculo Beta ELETROBRAS.....	78
TABELA 22 □ Cálculo da Dívida ELETROBRAS	79
TABELA 23 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – ELETROBRAS	80
TABELA 24 □ Cálculo Beta ENEVA.....	81
TABELA 25 □ Cálculo da Dívida ENEVA.....	82
TABELA 26 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – ENEVA.....	83
TABELA 27 □ Cálculo Beta LIGHT	84
TABELA 28 □ Cálculo da Dívida LIGHT	85
TABELA 29 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – LIGHT	85
TABELA 30 □ Beta Desalavancado das Empresas do Setor Elétrico.....	86
TABELA 31 □ Efeito da Alavancagem nas Empresas - bottom-Up	87
TABELA 32 □ Cálculo do Custo da Dívida do Setor	87
TABELA 33 □ Alavancagem e Alíquotas Efetivas de Impostos de Renda médios do setor	88
TABELA 34 □ Custo de Capital Próprio das empresas e setorial	89
TABELA 35 – WACC das Empresas e do Setor	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BM&FBOVESPA	Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CEMIG	Cia. Energética de Minas Gerais
CESP	Cia. Energética de São Paulo
COPEL	Cia. Energética Paranaense
CPFL	CPFL Energia S.A.
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
D	Dívida
DF	Demonstrações Financeiras
E	<i>Equity</i> , Capital Próprio
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ENEVA	ENEVA Energia S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWh	Gigawatt-hora
IBOVESPA	Índice IBOVESPA
IEE	Índice de Energia Elétrica
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
K _d	Custo da Dívida (capital de terceiros)
K _e	Custo do Capital Próprio
LIGHT	Cia LIGHT de Energia
MP 579	Medida Provisória 579
R _f	Ativo Livre de Risco
TWh	Terawatt-hora
WACC	Custo médio ponderado de capital
β (Beta)	Risco sistêmico do capital ordinário

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Relevância da Pesquisa	12
1.2 Objetivo Geral	14
1.3 Objetivos Específicos.....	14
1.4 Justificativa e Estrutura da Pesquisa	14
2 REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1 A Estructura de Capital das Corporações.....	16
2.2 O Uso de Capital Próprio	17
2.2.1 <i>Riscos e Retorno</i>	18
2.2.2 <i>O Modelo de Precificação de Ativos Capital Asset Pricing Model (CAPM)</i>	21
2.2.3 <i>Risco Sistêmico do Capital Próprio e o Coeficiente Beta (β)</i>	24
2.3 Capital de Terceiros.....	26
2.3.1 <i>A Teoria de Modigliani-Miller e o Custo médio ponderado de capital (WACC)</i>	29
2.3.2 <i>Limites a Utilização de Capital de Terceiros e o Risco de Falência</i>	34
2.3.3 <i>A Dívida e o Beta Alavancado da Empresa (Beta Bottom-up)</i>	35
3 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....	41
3.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil.....	41
3.2 Principais Agentes do Setor Elétrico.....	44
3.3 Matriz Energética Brasileira	46
3.4 Custo de Energia Elétrica no Brasil e a Medida Provisória 579/12	50
4. METODOLOGIA DE PESQUISA	59
4.1 Caracterização da Pesquisa.....	59
4.2 Seleção das Empresas e Fonte de Dados.....	60
4.3 Procedimentos Metodológicos	63
4.3.1 Cálculo do Beta das empresas selecionadas	63
4.3.2 Ativo Livre de Risco	63
4.3.3 Prêmio de Risco.....	64
4.3.4 Cálculo da Dívida, Grau de Alavancagem e Custo da Dívida	64
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS	66
5.1 Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)	66
5.1.1 <i>O Beta Alavancado da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)</i>	66
5.1.2 <i>A Estrutura de Capital da CEMIG</i>	67
5.1.3 <i>O Cálculo do WACC da CEMIG</i>	68
5.2 Cia. Energética de São Paulo (CESP).....	69
5.2.1 <i>O Beta Alavancado da CESP</i>	69
5.2.2 <i>A Estrutura de Capital da CESP</i>	70
5.2.3 <i>O WACC da CESP</i>	71
5.3 Cia. Paranaense de Energia(COPEL)	72
5.3.1 <i>O Beta Alavancado da COPEL</i>	72
5.3.2 <i>A Estrutura de Capital da COPEL</i>	73

<i>5.3.3 O WACC da COPEL</i>	74
5.4 CPFL Energia S.A. (CPFL)	75
<i>5.4.1 O Beta Alavancado da CPFL Energia S.A. (CPFL)</i>	75
<i>5.4.2 A Estrutura de Capital da CPFL</i>	75
<i>5.4.3 O WACC da CPFL</i>	77
5.5 ELETROBRAS.....	78
<i>5.5.1 O Beta Alavancado da ELETROBRAS</i>	78
<i>5.5.2 A Estrutura de Capital da ELETROBRAS</i>	78
<i>5.5.3 O WACC da ELETROBRAS.....</i>	80
5.6 ENEVA Energia S.A.....	81
<i>5.6.1 O Beta Alavancado da ENEVA Energia S.A.</i>	81
<i>5.6.2 A Estrutura de Capital da ENEVA</i>	82
<i>5.6.3 O WACC da ENEVA</i>	83
5.7 LIGHT S/A	84
<i>5.7.1 O Beta Alavancado da LIGHT</i>	84
<i>5.7.2 A Estrutura de Capital da LIGHT.....</i>	84
<i>5.7.3 O WACC da LIGHT.....</i>	86
5.8 Custo do Investimento para o Setor Elétrico.....	86
<i>5.8.1 Custo da Dívida para o Setor Elétrico</i>	87
<i>5.8.2 O Custo do Capital Próprio do Setor.....</i>	88
<i>5.8.3 WACC do Setor.....</i>	89
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	92
REFERÊNCIAS	96
ANEXO A <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira CEMIG.....	101
ANEXO B <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira CESP	104
ANEXO C <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira COPEL	107
ANEXO D <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira CPFL	110
ANEXO E <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira ELETROBRAS	113
ANEXO F <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira ENEVA	116
ANEXO G <input type="checkbox"/> Demonstração Financeira LIGHT	119

1 INTRODUÇÃO

É notória a importância do Setor Elétrico para a sociedade. Atualmente, não podemos imaginar nossas vidas sem energia elétrica, pois, além do conforto de vários aparelhos movidos à eletricidade, existe a importância dessa energia para economia do país.

Do ponto de vista da economia o setor de energia é de extrema importância para o país, sendo insumo essencial para a produção de bens e serviços, assim o custo de energia impacta fortemente diversos setores da economia. Constantemente, o Governo busca alternativas para reduzir o preço da energia elétrica no Brasil como uma medida de fomentar a economia. Recentemente, à publicação da Medida Provisória 579 (transformada na lei 12.783/2013) que, entre outras medidas, busca reduzir o custo de energia no Brasil.

1.1 Relevância da Pesquisa

O país possui um grande potencial para elevar a oferta de energia e para isto deve realizar grandes investimentos, pois o setor é intensivo em capital. Assim, um dos componentes do preço de energia é o custo de financiamento, que significa que quanto maior for este custo para as empresas do setor maior será o preço da energia para os consumidores. Por isso, conhecer o custo de financiamento das empresas do setor de energia é tão importante.

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil é o nono país do mundo em consumo de energia. (Tabela 1)

TABELA 1 □ Consumo de Energia Elétrica no Mundo em 2009 (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	Δ% (2009/08)	Part.% (2009)
Mundo	15.728,1	16.388,5	17.110,5	17.420,0	17.313,6	-0,6%	100,0%
Estado Unidos	3.811,0	3.816,8	3.890,2	3.865,2	3.723,8	-3,7%	21,5%
Japão	977,7	983,9	1.009,0	966,4	934,3	-3,3%	5,4%
Rússia	776,8	816,0	844,4	857,6	808,0	-5,8%	4,7%
Índia	483,3	531,5	590,6	626,5	637,6	1,8%	3,7%
Alemanha	543,4	547,4	547,3	544,5	509,5	-6,4%	2,9%
Canadá	541,3	528,7	536,0	528,5	504,8	-4,5%	2,9%
França	449,9	445,2	447,2	460,2	451,4	-1,9%	2,6%
Brasil	375,2	390,0	412,1	428,3	422,8	-1,3%	2,4%
Coréia do Sul	352,0	364,6	386,1	402,1	408,5	1,6%	2,4%
Outros	5.222,1	5.435,5	5.614,3	5.722,6	5.659,7	-1,1%	32,7%

Fonte: BRASIL, 2012a, p.55.

Tendo em vista a dimensão do setor e o processo de privatização que resultou na transferência de grandes empresas públicas para o setor privado foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) constituída sob a forma de uma autarquia federal sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, fundada em 26 de dezembro de 1996 por meio da Lei 9.427, de dezembro de 1996.

Conforme o Art. 2º da lei 9.427/96 (BRASIL, 1996)¹: “A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.”

Com isso, pode-se verificar que a ANEEL é o órgão do governo que regula e fiscaliza os agentes que atuam no mercado de energia, em conformidade com as diretrizes determinadas pelo governo.

A alta relevância do setor de energia justificou a criação pela BM&FBOVESPA em agosto de 1996, de um índice setorial de empresas do Setor Elétrico, o Índice de Energia Elétrica (IEE). Este índice facilitou o acompanhamento do desempenho setorial e fornece importantes subsídios, tanto para investidores, quanto para a sociedade de uma forma geral.

¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 15 mar. 2013.

Um tema essencial para o setor é o custo de financiamento de novos empreendimentos, que implicará diretamente o desempenho desse setor.

Sabe-se que a expansão da capacidade produtiva demanda vultosos investimentos. Para tal fim é necessário levantar capitais de acionistas e de terceiros, uma vez que a geração de caixa pelas empresas é por si só insuficiente para suprir as demandas do capital.

A pergunta norteadora desta pesquisa é a seguinte: qual é o custo de oportunidade de capital para projetos de empresas do Setor Elétrico Brasileiro?

1.2 Objetivo Geral

A pesquisa tem como objetivo geral quantificar o custo de capital próprio e de terceiros de empresas que compõem o IEE.

1.3 Objetivos Específicos

- a) analisar o risco sistemático do setor elétrico brasileiro;
- b) utilizar um modelo de precificação de ativos para calcular o custo de capital próprio das empresas;
- c) analisar o efeito da alavancagem no capital custo médio ponderado de capital (WACC) das empresas analisadas;
- d) utilizar o método bottom-up para estimar o custo de capital próprio e o custo médio ponderado de capital (WACC).

1.4 Justificativa e Estrutura da Pesquisa

A estrutura de capital das empresas é um tema muito discutido na área de Finanças Corporativas e que se justifica pela necessidade das empresas de buscar financiamento ou com recursos próprios, ou com recursos de terceiros, cada um deles com custos diferentes. A busca por uma estrutura de capital ideal (ou ótima) é motivo de vários estudos e pesquisas.

Conforme o Anuário de Energia 2012, elaborado pela Empresa de Pesquisa em Energia (EPE), o Brasil foi responsável pela geração de 2,4% do total de energia gerada no mundo no ano de 2009, sendo a nona maior geração do mundo. Ainda conforme a EPE, o Brasil detém o segundo maior potencial de energia hidráulica do mundo (atrás apenas da China) e, no ano de 2009, foi o nono país do mundo em consumo de energia elétrica. Dados do Anuário de Energia 2012, mostram que a tarifa industrial, no ano de 2009, foi de U\$/MWh 115, sendo a décima terceira mais cara do mundo.

Recentemente, o Governo editou a Medida Provisória 579 (MP 579), que, entre outras medidas, busca reduzir o custo da energia no Brasil. Em face da característica de capital intensivo, do setor, um dos principais fatores na formação do custo setorial é o financiamento, seja ele advindo de capital próprio ou por terceiros. Isso mostra que conhecer os custos de financiamento das empresas de energia é de fundamental importância para poder reduzi-los, e, também para sinalizar para a ANELL a necessidade de uma tarifa justa e que compense os riscos do capital investido.

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, além desta breve introdução, o capítulo dois apresenta uma revisão da literatura especializada tratando das questões risco, retornos, estrutura de capital e precificação de ativos. O capítulo três caracteriza o setor elétrico brasileiro salientando sua importância, no capítulo quatro é apresentada a metodologia utilizada, caracterizando a pesquisa e descrevendo os procedimentos adotados para a análise dos dados. O capítulo cinco discute os resultados e, finalmente, no capítulo seis, são apresentadas as conclusões da pesquisa.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A Estrutura de Capital das Corporações

O estudo da estrutura de capital é um dos temas que mais despertam atenção no campo de estudo das Finanças Corporativas. Desde o estudo seminal de Modigliani e Miller(1958), diversas pesquisas foram realizadas sobre estrutura de capital, e as idéias dos autores não perderam, ainda, sua relevância. Nesse trabalho, os autores assumem pressupostos bastante restritivos e concluem que a escolha entre capitais próprios ou de terceiros é irrelevante na criação de valor. O importante eram as decisões de investimento. A partir daí, muitos estudos e pesquisas têm sido realizados sem, contudo, esgotar o debate sobre esta crucial questão no âmbito das decisões de financiamento das empresas.

Pode-se entender que a estrutura de capital das empresas é a forma como ela levanta os recursos para suportar os investimentos, assim a tarefa inicial, nesse aspecto, destaca Souza (2010), é definir a estrutura de capital que segundo Brealey e Myers (1992, p.397): “*a combinação dos diferentes títulos da empresa é conhecida como estrutura de capital*”.

A estrutura de capital é a composição do financiamento de uma empresa. Relacionada do lado direito do balanço patrimonial, ela indica as principais fontes de fundos externos obtidos por meio de financiamento ou de recursos dos acionistas. A estrutura de capital da empresa consiste em dívidas de curto longo prazo e em ações ordinárias e ações preferenciais (Groppelli e Nikbakht, 2010).

Grande parte dos estudos da Teoria de Finanças está em busca de uma estrutura ótima de Capital, ou seja, buscar um mix de utilização ideal de Capital de Terceiros com Capital Próprio levando em consideração que cada um tem custos diferentes, desse modo, há necessidade de estudar as formas de financiamento da empresa, buscando a melhor estrutura de capital possível entre capital próprio e dívida.

De acordo com Souza (2010), o tema estrutura de capital das organizações é provavelmente um dos temas mais discutidos no ambiente acadêmico de finanças. Vários autores, incentivados pelo trabalho seminal de Modigliani e Miller (1958), pesquisam sobre a existência de uma estrutura ótima de capital e seus impactos sobre a capacidade de criação de valor para a empresa (MYERS; MAJLUF, 1984; ROSS; WESTERFIELD; JAFFE; 1995). Em geral, eles concordam que as decisões das empresas, sejam elas tradicionais ou modernas, quando da escolha de suas estratégias, parecem estar associadas a fatores como risco, novidade e necessidade de investimentos em ativos específicos. Afirmam, também, que a conexão entre essas decisões e a estrutura de financiamento é crítica.

Segundo Bruni (2010), em relação à origem dos recursos, as fontes podem ser apresentadas como capital de terceiros – quando apresentam recursos obtidos por meio de financiamentos ou dívidas e que têm a obrigação do pagamento dos juros e da amortização □ ou capitais próprios – quando apresentam recursos dos sócios empregados na empresa, pelos quais a entidade não tem a obrigação de efetuar pagamento algum.

Conforme salientam Ross, Westerfield, Jaffe (2010) o principal objetivo de buscar uma estrutura de capital ótima é maximizar o valor da empresa para os acionistas. As alterações de estrutura de capital beneficiam os acionistas se e somente se o valor da empresa aumenta. Os administradores devem escolher a estrutura de capital que acreditam poder levar ao maior valor possível para a empresa, pois essa estrutura de capital será mais benéfica para os acionistas.

É primordial ao Gestor Financeiro maximizar a riqueza da empresa para os acionistas, e uma das formas para esse objetivo é selecionar estratégias financeiras que minimize o custo do capital investido.

2.2 O Uso de Capital Próprio

O capital próprio pode ser entendido como o investimento dos sócios na empresa, tanto como aportes de capital como retenção de lucros. Os capitais próprios

transformam-se em direitos de propriedade, exercendo determinado controle sobre a gestão da empresa (SOUZA, 2010).

Outro ponto que distingue os investidores é a questão de garantias. Diferentemente dos recursos de terceiros o capital próprio não possui prazo determinado para reembolso, o que o leva a ser reconhecido como fonte de longo prazo e indeterminado, trazendo, consequentemente, maior flexibilidade financeira à empresa (SOUZA, 2010).

2.2.1 Riscos e Retorno

Umas das discussões mais importantes em finanças é sobre riscos x retornos. Desde os estudos de Markowitz (1959), essa questão proporciona vários estudos e pesquisas e debates na área de finanças.

Antes de prosseguir nesse assunto, é necessário esclarecer que, ao contrário do senso comum, risco não é ligado somente a fatos ruins.

Damodaran (2010) explica que, em princípio, a ideia central de risco está associada a algo negativo, a alguma perda. Apenas a cultura chinesa conseguiu dar um novo paradigma a esse conceito, utilizando dois anagramas: perigo e oportunidade como forma de representar o risco.

O risco pode ser entendido como a variação entre o retorno esperado e o retorno efetivo de um ativo: um investidor que comprou determinado ativo pode ter uma remuneração maior ou menor do que ele previa no momento da aquisição. Damodaran (2010) aborda esse assunto assegurando que, para a maioria das pessoas, risco é a probabilidade de chegar a um resultado indesejável em um dos “jogos da vida”. O risco de dirigir em alta velocidade, por exemplo, é receber uma multa, ou pior, sofrer um acidente. Em finanças, porém, a definição de risco é bem outra, muito mais abrangente. O risco se refere à probabilidade de receber um retorno sobre um investimento que seja diferente daquele que se espera.

Assim, de acordo com Damodaran (2010), o risco inclui não apenas os maus resultados, mas também os bons resultados, o que nos permite nomear o primeiro de risco ruim (negativo) e o segundo de risco bom (positivo), sendo que ambos devem ser considerados na análise.

Nessa perspectiva, pode-se entender o risco como a volatilidade dos ativos investidos, tanto para mais quanto para menos.

Outro ponto a ser esclarecido é a diferença entre risco e incerteza. Conforme Bruni (2008), as palavras risco e incerteza podem parecer sinônimas em um primeiro momento, porém, há diferenciação entre ambas:

- a) Risco: quando as variáveis encontram-se sujeitas a uma distribuição de probabilidades conhecida (ou que pode ser calculada com algum grau de precisão);
- b) Incerteza: quando a distribuição de probabilidade não pode ser avaliada (envolvem-se situações de ocorrência não repetitiva). Em outras palavras, consiste em um risco que não pode ser avaliado.

Como pode-se avaliar, a principal diferenciação entre risco e incerteza é que a primeira pode (com certo grau de precisão) ser calculada, enquanto a segunda não.

Após esses esclarecimentos iniciais, deve-se entender que cada ativo possui dois tipos de riscos: um chamado de risco sistemático e outro chamado de risco não sistemático. Segundo Assaf Neto (2006), o risco total de um ativo é definido por uma parte sistemática (risco sistêmico ou conjuntural) e por outra não sistemática (risco específico ou do próprio ativo).

Pode-se identificar que existem dois componentes do risco de um ativo: uma parte que seria o risco do mercado e outra do próprio ativo. Além disso, pode-se afirmar que o risco total de um ativo é igual à soma do risco sistemático com o risco não sistemático.

Assaf Neto (2006) afirma que o risco sistemático é inerente a todos os ativos negociados no mercado e é determinado por eventos de natureza política, econômica e social. Cada ativo comporta-se de forma diferente diante da situação conjuntural estabelecida. Não há como evitar totalmente o risco sistemático, e a diversificação da carteira de ativos como medida preventiva para redução desse risco atua somente sobre o risco diversificável (não sistemático).

Pode-se verificar que todos os investidores estão sujeitos ao risco sistemático, ou seja, todos os players do mercado estão sujeitos ao risco sistemático. Assaf Neto (2006) conclui que o risco definido por “não sistemático” é identificado nas características do próprio ativo, não se alastrando aos demais ativos da carteira. É um risco intrínseco, próprio de cada investimento realizado, e sua eliminação de uma carteira é possível pela inclusão de ativos que não tenham correlação positiva entre si.

Damodaran (2010) exemplifica que o risco específico de um ativo pode ser, por exemplo, uma demanda mal avaliada de um produto (esse risco afeta uma única ou poucas empresas).

Uma maneira de minimizar o risco do ativo é a diversificação dos ativos, formando uma carteira de investimentos. Segundo Damodaran (2010), a diversificação reduz, ou ainda, em seu máximo, elimina o risco específico de uma empresa. Isto decorre do fato de que cada investimento em uma carteira de investimentos é uma percentagem muito menor dessa mesma carteira, seja pelo fato de efeitos de ações específicas das empresas sobre os preços de ativos específicos poderem ser positivos ou negativos para cada ativo por qualquer período. Simultaneamente, os efeitos de movimentos amplos do mercado, fatores macroeconômicos, provavelmente afetarão, na mesma direção, a maioria ou todos os investimentos em uma carteira, não necessariamente na mesma proporção. O autor também afirma que o investidor marginal, que determina os preços para investimentos, está bem diversificado.

Pode-se concluir que o risco não sistemático é inerente ao ativo, que atinge somente uma única empresa, ou poucos investidores, ao contrário do risco Sistemático que

atinge todo o mercado. Além disso, esse risco pode ser minimizado por meio da diversificação da carteira de ativos.

2.2.2 O Modelo de Precificação de Ativos Capital Asset Pricing Model (CAPM)

Conhecer o custo do capital próprio investido nas empresas é de fundamental importância para a administração financeira de qualquer empresa. Segundo Ross; Westerfield e Jaffe (2010), a empresa, sempre que possui capital em excesso, pode agir de duas formas alternativas. Por um lado, pode-se distribuí-lo em dinheiro, sob a forma de dividendos, por outro lado, pode-se investir esse excedente de caixa em um projeto, distribuindo os fluxos futuros do projeto como dividendos. Surge a pergunta: que procedimentos prefeririam os acionistas? Se um acionista puder reinvestir o dividendo em um ativo financeiro (como uma ação ou uma obrigação), com o mesmo risco do projeto, os acionistas desejariam a alternativa com o maior retorno esperado. Em outras palavras, o projeto seria realizado somente se seu retorno esperado fosse superior ao de um ativo financeiro com risco comparável. Essa discussão leva a uma regra de decisão de investimento muito simples: a taxa de desconto de um projeto deve ser o retorno esperado de um ativo financeiro de risco comparável.

Porém, uma das maiores dificuldades da teoria de finanças sempre foi determinar o custo de capital próprio, um dos dificultadores é o fato de o custo do capital próprio não estar explícito nas Demonstrações Financeiras das empresas. Conforme Costa, Costa e Alvim (2010), embora não apareça na Demonstração de Resultados do Exercício (DRE), o custo do capital próprio existe e é inclusive maior do que o custo do capital de terceiros, pois, conforme mencionado anteriormente, o risco do acionista é maior do que o do credor. O custo do capital próprio é um custo muito mais subjetivo (pois não está explicitado na DRE) e reflete a expectativa de retorno por parte de seus acionistas. O custo do capital próprio é a taxa de retorno exigida pelos investidores para realizarem investimentos em ações de uma empresa.

Mesmo o custo do capital não sendo explícito nas Demonstrações Financeiras, conhecer esse custo é de vital importância, pois ele mede a remuneração dos acionistas e, pelo menos, em teoria, é maior que o custo de capital de terceiros.

Com o objetivo de auxiliar essas questões, Markowitz desenvolveu importantes estudos, principalmente nas áreas de riscos e retornos. Segundo Bergmann (2006) e Bonomo (2004), um dos maiores desafios dos pesquisadores em finanças é estudar o trade-off entre risco e retorno dos ativos de mercado. O bom senso nos levaria a afirmar que quanto maior o risco de um ativo, maior o retorno a ele associado. Markowitz (1959) desenvolveu a base da pesquisa que relaciona risco e retorno, culminando com o CAPM. Seu artigo tenta relacionar a escolha ótima dos agentes ao trade-off retorno esperado-variância. Os agentes estariam interessados em investir em ativos ou portfólios de ativos que pudessem garantir-lhes, dado o retorno esperado, a menor volatilidade ou risco possível.

Conforme Povoa (2012), o Capital Asset Pricing Model (CAPM) é o principal modelo utilizado para cálculo da taxa de desconto para o acionista. O CAPM foi criado por Jack Treynor, Willian Sharpe, John Lintner e Jan Mossin, com base no trabalho de Harry Markowitz sobre diversificação e teoria moderna de portfólios. Sharpe foi o vencedor do Prêmio Nobel de Economia do ano de 1990, juntamente com Markowitz e Merton Miller, por sua contribuição ao campo das finanças.

O CAPM nada mais é do que um modelo que associa riscos aos retornos, segundo Silva (2003). Gitman (1997, p.220) define que o “modelo de formação de preços de ativos de capitais, modelo CAPM, é uma teoria básica que associa o risco e o retorno para todos os ativos”. Essa teoria explica o comportamento dos preços de títulos e fornece um mecanismo que possibilita aos investidores avaliar o impacto do investimento proposto em um título sobre o risco e o retorno da carteira como um todo.

Os estudos com relação à conciliação risco e retorno têm demonstrado que os investidores são recompensados por tomar somente aqueles riscos que não podem ser eliminados por meio de diversificação. O aspecto mais importante do risco é como o risco global da empresa é visto pelos investidores no mercado, uma vez que

tal risco afeta as oportunidades de investimento e a riqueza do proprietário. O modelo CAPM começa por dividir o risco em duas partes principais: risco diversificável e risco não diversificável. A premissa é que existe um relacionamento estreito entre os retornos dos títulos individuais e os retornos do mercado. Esses retornos, ou para uma dada ação ou para o mercado, consistem em ganhos de capital mais receita de dividendos. Tem-se estabelecido que o mercado de ações é um veículo altamente eficiente, devido à rápida assimilação de toda a informação disponível.

O CAPM utiliza, em sua essência, o conceito de risco e retornos, 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 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 (PINTO, 2012).

Segundo Damodaran (2010), o CAPM postula que o custo de oportunidade do capital próprio seja igual ao retorno sobre os títulos livres de risco mais o risco sistêmico da empresa (beta) multiplicado pelo preço de mercado do risco (ágio pelo risco). A equação do custo do capital ordinário (k_e) é:

$$K_e = r_f + [E(r_m) - r_f] * \beta(\text{Beta}) \quad (1)$$

Em que:

r_f = taxa de retorno livre de risco;

$E(r_m)$ = taxa de retorno prevista para a carteira do mercado como um todo;

$E(r_m) - r_f$ = prêmio pelo risco;

$\beta(\text{Beta})$ = risco sistêmico do capital próprio.

O custo do capital próprio (k_e) aumenta de maneira linear como função do risco não-diversificável medido, β (beta). O beta da carteira do mercado como um todo é 1,0. Isso significa que empresas que apresentam betas maiores do 1 tem risco maiores do que o da carteira de mercado, enquanto as que exibem betas menores do que 1 são menos arriscadas.

2.2.3 Risco Sistêmico do Capital Próprio e o Coeficiente Beta (β)

Conforme visto na seção anterior, um dos componentes do CAPM é o risco sistemático (o risco não diversificável, ou seja, o risco a que todo o mercado está exposto), chamado de coeficiente β (beta). Povoa (2012) define o beta como o coeficiente angular de uma regressão que visa quantificar o grau de variação de determinado ativo em função da variação de outro ativo. Costa, Costa e Alvim (2010) definem que o coeficiente beta é a medida de risco que mede quanto do retorno da ação é afetado pelo risco de mercado (risco sistemático). Esse risco é medido pela comparação temporal entre a rentabilidade da ação e a rentabilidade da carteira de mercado, que consiste de uma carteira teórica suficientemente diversificada. Em termos práticos, o coeficiente beta é a covariância dos retornos da ação específica com os retornos da carteira teórica dividida pela variância dessa carteira.

De acordo com Assaf Neto (2006), o modelo CAPM exprime o risco sistemático de um ativo por seu coeficiente beta, identificado com o parâmetro angular na reta de regressão linear (reta característica). Admite-se que a carteira de mercado contenha unicamente risco sistemático (o risco não sistemático foi totalmente eliminado pela diversificação).

O coeficiente beta é calculado conforme a equação abaixo:

$$\text{Coeficiente beta } \beta = \frac{\text{Covariância}(r_a, r_p)}{\text{Variância}(r_p)} \quad (2)$$

Sendo:

r_a = retorno do ativo

r_p = retorno do mercado

No Brasil, é usual utilizar como medida de risco de mercado a variação do Ibovespa. Conforme Povoa (2012), para as ações negociadas no Brasil, normalmente, o beta informado pelas corretoras e consultorias reflete o histórico de variação de uma ação de companhia aberta em relação ao Ibovespa, que é o principal índice de mercado brasileiro, reunindo as ações mais negociadas da Bolsa de Valores de São Paulo. Mas o beta também pode ser calculado em relação a outros índices, como o IBX (índice composto por 100 ações definidas pelo critério misto de valor de mercado e liquidez), os indicadores setoriais ou até mesmo internacionais.

Assim, consoante discussões anteriores, segundo Costa, Costa e Alvim (2010), como o beta é uma medida relativa, uma ação com beta igual a 1 tende a oscilar em total sintonia com o mercado acionário. Para as ações com beta maior que 1, acredita-se que apresentarão ganhos superiores aos do mercado, quando a bolsa está em alta, e que caiam mais do que a média, quando o mercado está em baixa, ou seja, contribuem para elevar o risco da carteira. As ações com beta menor do que 1, normalmente, geram ganhos menores do que a média, quando o mercado está em alta, e perdas menores do que a média, quando o mercado está em baixa, isto é, contribuem para diminuir o risco da carteira.

Quanto maior a diversificação de ativos que compõem a carteira, menor será a relevância de cada ativo em relação ao risco total. Conforme Ehrhardt e Brigham (2012), o risco relevante de uma ação individual é sua contribuição para o risco de uma carteira bem diversificada; uma referência de uma carteira de ações bem diversificadas é a carteira de mercado, que contém todas as ações. Portanto, o risco relevante de uma ação individual, que é medido por seu coeficiente beta, é definido pelo CAPM como a quantidade de risco com que ação contribui para a carteira de mercado.

Para analisar o beta de ativo é necessário ter critério na análise, principalmente verificar se o ativo se refere a uma ação de pouca liquidez ou até mesmo a um ativo de uma empresa de capital fechado.

De acordo com Costa, Costa e Alvim (2010), empresas que apresentam baixo índice de liquidez na Bolsa exibem maior volatilidade dos retornos. Para se estimar o beta

de empresas desse tipo e, também, de empresas de capital fechado, deve-se trabalhar com o beta médio setorial. O beta de uma ação será relacionado ao risco empresarial, que pode ser decomposto em quatro variáveis: oscilação das vendas, risco tecnológico, peso dos custos fixos dentro dos custos das vendas (alavancagem operacional) e alavancagem financeira. Os três primeiros fatores se relacionam ao risco operacional e o último, ao risco financeiro. A volatilidade das vendas (preços cíclicos, ou quantidades vendidas sensíveis à oscilação da economia), o risco tecnológico e o grau de alavancagem operacional, normalmente, afetam todo o setor. Empresas com maior risco operacional tendem a apresentar crescimento mais forte do lucro da atividade quando a economia cresce, mas, em contrapartida, queda de resultados maiores quando a economia se contrai. Além do risco operacional, os acionistas também carregam o risco financeiro gerado pelo endividamento da empresa. Quando mais endividada é a empresa, maior será o custo financeiro, o que torna mais elevado o desvio padrão do resultado líquido da empresa. Assim, quando a economia se expande, a empresa dilui o custo financeiro, elevando o resultado líquido mais do que proporcionalmente e, quando a economia desacelera, a empresa não tem como diluir esse custo, reduzindo fortemente seu resultado líquido.

2.3 Capital de Terceiros

Damodaran (2010) afirma que o financiamento por endividamento que se encaixa nessa categoria, normalmente, obriga a empresa a uma série de pagamentos aos detentores dos instrumentos em circulação, nos termos de um cronograma de pagamentos estipulado contratualmente. Juros, coupon ou dividendos podem ser fixos ou variáveis. Nessa categoria, enquadram-se os mútuos de curto e longo prazo, leases. Seu valor depende de três fatores: o cronograma de pagamentos avençado, a probabilidade de que o tomador efetue os pagamentos tal como prometido e as taxas de juros do mercado para títulos com padrão semelhante de pagamentos previstos.

O capital de terceiros é o recurso que a empresa busca utilizando dívida, basicamente empréstimos e financiamentos, e os credores buscam uma remuneração, que chamada de juros. Conforme Costa, Costa e Alvim (2010), a principal característica que diferencia capital de terceiros de capital próprio é a estrutura proprietária e seu derivado, o risco. Os financiadores por capital de terceiros (credores) não possuem propriedades sobre os ativos, embora os tomem, em alguns casos, como garantia para a efetivação do contrato de financiamento. O contrato firmado entre a empresa e os credores garante uma remuneração prometida (juros) periodicamente ou no fim do prazo estabelecido, sob pena de execução da empresa e de tomada de propriedade dos ativos dados em garantia, em caso de inadimplência.

Segundo Souza (2010), os capitais próprios transformam-se em direitos de propriedade, exercendo determinado controle sobre a gestão da empresa. Por sua vez, os capitais de terceiros transformam-se em direitos de crédito sobre o fluxo de caixa e, normalmente, não possuem direito de controle sobre a gestão. Em ambas as fontes, haverá logicamente uma remuneração que possui algumas diferenças. Tratando-se de capitais de terceiros, tal remuneração dá-se por meio de juros. Observando-se a remuneração de capitais próprios, essa se dá pelos dividendos e/ou ganhos de capital decorrente da valorização das ações no mercado e é variável. Um maior uso de recursos de terceiros aumenta o chamado “risco financeiro” para ambos os tipos de financiadores, já que os compromissos de juros e amortizações de dívida serão maiores. A tendência é de que o custo de financiamento aumente para compensar uma maior exposição ao risco financeiro.

Os capitais de terceiros, sendo a fonte de financiamento com recursos externos à empresa, na maioria das vezes, não possuem controle da empresa. A garantia que os terceiros possuem de receber, em grande parte dos casos, é o fluxo de caixa da empresa, ou, em alguns casos, garantias extras do contrato, como a alienação do próprio bem financiado. Além disso, o recebimento é garantido por contrato.

O capital de terceiros não gera direito sobre a gestão da empresa, ou seja, os credores exercem direito sobre o fluxo de caixa. A remuneração a que eles têm

direito (juros garantidos pelo contrato de empréstimo) terá como principal garantia o fluxo de caixa da empresa.

Quando ao horizonte de tempo a Lei 6.404/76 (Lei das Sociedades anônimas) define que: As obrigações da companhia, inclusive financiamentos para aquisição de direitos do ativo não circulante, serão classificadas no passivo circulante, quando se vencerem no exercício seguinte, e no passivo não circulante, se tiverem vencimento em prazo maior.

Os passivos de curto de prazo, geralmente, estão relacionados com o financiamento da atividade operacional da empresa e, em muitos casos, com o financiamento do capital de giro da empresa. Já os passivos de longo prazo, geralmente, estão mais relacionados com o financiamento dos investimentos realizados pela empresa.

Um fator importante a ser considerado quando tratamos de capital de terceiros é o chamado benefício fiscal das despesas financeiras. Conforme Costa, Costa e Alvim (2010), em muitos países, a renda que a empresa paga aos credores na forma de juros como remuneração pelos financiamentos é dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social. Assim, o uso de capital de terceiros na estrutura de financiamento da empresa proporciona uma economia fiscal para essa, pois ela paga menos tributo na proporção do maior uso de capital de terceiros. Esse efeito, geralmente, é captado na fórmula do WACC (da sigla em inglês Weighted Average Cost Of Capital, que será definida na seção seguinte) pela multiplicação do custo bruto de capital de terceiros (k_i) por $1 - t$, em que t representa a alíquota do imposto de renda (no caso do Brasil, devemos somar as duas alíquotas, ou seja, imposto de renda e contribuição social, para as empresas optantes pelo lucro real). O resultado dessa multiplicação é o custo de capital de terceiros após o Imposto de Renda (k_d).

Tanto os recursos de terceiros de curto prazo quanto os de longo prazo são remunerados. Essa remuneração é chamada de juros, que nada mais é do que a remuneração que os terceiros têm direito por terem emprestado os recursos para a firma. É importante relembrar que a Legislação Tributária Brasileira aceita as

despesas financeiras como uma despesa dedutível do imposto de renda e da contribuição social e que a contabilidade trata esses juros como despesa financeira.

Ressalta-se que a utilização de capital de terceiros gera uma “economia tributária” na empresa, pois a parcela de juros é dedutível e deve-se utilizar essa informação no momento de analisar a utilização de recursos de terceiros.

2.3.1 A Teoria de Modigliani-Miller e o Custo médio ponderado de capital (WACC)

Modigliani e Miller escreveram o artigo que serviu de embasamento para muitos trabalhos sobre estrutura de capital: “The Cost of capital, Corporation finance, and theory of investment”,² publicado na American Economic Review, em junho de 1958.

Segundo Gallo (2009), Modigliani e Miller (1958) iniciam uma nova fase de discussão acerca da estrutura de capital das empresas, doravante denominada MM, conhecida pela apresentação de três proposições em seus estudos. A primeira proposição foi assim formulada: “[...] the market value of any firm is independent of its capital structure and its given by capitalizing its expected return at the rate r_k appropriate to its class”.³

Conforme Ross, Westerfield e Jaffe; (2010), Modigliani e Miller apresentam um argumento convincente no sentido de que uma empresa não é capaz de alterar o valor total de seus títulos mudando as proporções de sua estrutura de capital. Em outras palavras, o valor da empresa é sempre o mesmo, qualquer que seja a estrutura de capital. Em outras palavras, nenhuma estrutura de capital é melhor ou pior do que qualquer outra para os acionistas da empresa. Esse resultado um tanto pessimista é a famosa proposição I de MM.

² Custo de Capital, Finanças Corporativas, e teoria de Investimentos.

³ Tradução nossa: “O valor de mercado de uma firma independe da sua estrutura de capital e é dado pela capitalização dos fluxos esperados descontados por uma taxa apropriada de sua classe.”

Segundo Groppelli e Nikbakht (2010), a Proposição I afirma que o valor de mercado de uma empresa não depende de uma mudança no índice D/C⁴ ou em sua estrutura de capital. As empresas financiadas apenas com capital próprio são chamadas de não alavancadas, e as empresas cujo financiamento é composto por capital próprio e empréstimos são chamadas de alavancadas.

Conforme Gallo (2009), o valor de uma empresa alavancada deveria ser igual ao de uma empresa não alavancada. Se assim não fosse, sempre seria possível ao investidor obter ganhos livres de risco (arbitragem) vendendo os títulos da empresa supervalorizada e comprando os títulos da empresa sub-valorizada, e o efeito agregado da oferta e da demanda acabaria por equalizar os valores das duas empresas.

De acordo com o trabalho de Modigliani e Miller em sua Proposição I, a estrutura de capital das empresas não afeta seu valor de mercado, ou seja, uma empresa não alavancada teria o mesmo valor se ela estivesse alavancada, ou seja, a utilização de fontes de financiamentos diferentes não alteraria o valor de mercado da empresa.

Na Proposição I, o valor de mercado de uma empresa é fornecido pela capitalização a valor presente dos fluxos de caixa esperados a uma determinada taxa de desconto.

Essa taxa desconto deveria ser o custo médio de capital (WACC), que nada mais é que a ponderação do capital total, considerando custo de capital de terceiros e custo de capital próprio.

Tanto credores quanto acionistas esperam ser remunerados pelo custo de oportunidade do investimento de seus recursos em uma determinada empresa em vez de outra de risco semelhante. O WACC é, assim, a taxa adequada de desconto, ou valor do dinheiro no tempo, usada para converter o fluxo de caixa livre futuro em valor presente para todos os investidores.

⁴ Índice de Endividamento: Capital Total Empregado na empresa/Valor de mercado das dívidas da empresa.

Segundo Ross, Westerfield e Jaffe (2010), o enfoque do WACC parte da ideia de que projetos de empresas alavancadas são financiados simultaneamente com capital de terceiros e capital próprio. O custo de capital é uma média ponderada dos custos de capital de terceiros com o custo de capital próprio.

Nascimento (1998, p.97) descreve o custo de oportunidade de capital:

Na empresa, toda vez que existirem problemas de escolha entre várias alternativas de ação, estará presente o conceito de custo de oportunidade. Quando analisa várias alternativas de decisão, o decisor, intuitiva ou propositalmente, sempre se perguntará se o benefício a ser obtido em relação ao sacrifício de recursos correspondentes será o melhor possível nas circunstâncias em que a decisão está sendo tomada. Essa é a exata essência do conceito de custo de oportunidade.

Conforme Pauperio (2012), tanto os investidores internos (capital próprio) quanto os investidores externos (capital de terceiros) partem do pressuposto de que a remuneração do capital investido será efetivada pelo custo de oportunidade, ou seja, deverá, pelo menos, remunerar a uma taxa equivalente a um investimento de risco semelhante.

Deve-se lembrar que a Teoria de Finanças considera que o capital próprio tem um custo maior que o capital de terceiros. Segundo Vieira (2005), em geral, o custo do capital próprio é superior ao custo do capital de terceiros devido às características intrínsecas de cada fonte de capital. Isso se deve ao fato de que o capital próprio assume a maior parcela do risco inerente a qualquer atividade empresarial. Enquanto o capital de terceiros tem remuneração, prazo de disponibilidade e garantias fixados em contrato, o capital próprio não desfruta dessas possibilidades, estando muito mais exposto a todo um conjunto de variáveis que podem afetar os resultados das empresas. Além disso, deve ser observado que, em caso de dissolução da sociedade, na maior parte dos casos, o capital de terceiros tem preferência em ser reembolsado, em detrimento do interesse dos proprietários.

O WACC considera as diferentes fontes de recursos (capital próprio ou capital de terceiros) em suas respectivas proporções e custos. A maior ou menor utilização de uma fonte de financiamento altera o WACC, fazendo com que a escolha por determinada fonte de financiamento altere o valor presente do projeto.

Vale ressaltar que, com exceção de casos extremos e raros, a grande maioria das empresas trabalha utilizando um mix de recursos próprios e de terceiros, reforçando a importância do WACC para as empresas conhcerem seu custo de oportunidade.

Calcula-se o WACC com a seguinte fórmula:

$$\text{WACC} = K_e \cdot [(E / (D+E)) + K_d \cdot (1 - t) \times (D / D+E)] \quad (3)$$

Em que:

K_e = Custo médio ponderado do capital;

K_d = Custo do capital de terceiros (despesa financeira / dívida);

t = Alíquota de imposto de renda e contribuição social;

E = Equity (capital próprio);

D = Dívida;

K_e = Custo do capital próprio.

Na Proposição I de MM, a taxa de desconto, WACC, não se altera com a alavancagem das empresas, logo o valor da empresa não se modifica com alterações na estrutura de capital.

Conforme Ehrhardt e Brigham (2012), o WACC é uma combinação do custo da dívida e do custo de capital próprio relativamente mais alto, K_e . Conforme a alavancagem aumenta, a dívida de baixo custo recebe mais peso, mas o capital próprio fica mais arriscado, o que aumenta o K_e . De acordo com as premissas de MM, K_e tem um aumento que é exatamente o necessário para manter o WACC constante. Em outras palavras: se as premissas de MM estiverem corretas, não importa como uma empresa financia suas operações, portanto, as decisões sobre estrutura de capital são irrelevantes.

Utilizando em maior quantidade uma fonte de recursos mais barata, o WACC tende a diminuir, e o valor da empresa, a aumentar, porém, Modigliani e Miller trabalham com a hipótese de que, aumentando o uso de capital de terceiros, aumenta-se o risco da empresa, o que faz com que o custo de capital próprio fique mais alto.

Após os trabalhos de MM que deram origem a Proposição I, várias críticas surgiram, de tal forma que os autores reformularam sua teoria. Conforme Gallo (2009), Modigliani e Miller demonstram a Proposição II: uma empresa deverá investir em projetos que ofereçam um retorno esperado igual ou superior a seu custo de capital, ou seja, o determinante do valor de uma empresa é sua política de investimentos, e não sua política de financiamento, o que implica que uma é totalmente independente da outra (SAITO, 2002). Implícita ou explicitamente, Modigliani e Miller utilizam, em seus trabalhos, diversos pressupostos, alguns mais restritivos, outros menos. Entre eles, o modelo assume que: (i) não há custos de falência; (ii) apenas dois tipos de títulos de dívidas são emitidos pela empresa: dívidas sem risco e ações; (iii) todas as firmas pertencem à mesma classe de risco; (iv) não há assimetria de informações entre indivíduos de dentro e de fora da empresa (investidores e administradores, por exemplo); (v) os administradores procuram maximizar a riqueza do acionista (não há custos de agência); e (vi) não há impostos (COPELAND; WESTON, 1992, apud FAMÁ; GRAVA, 2000).

Uma das proposições da Teoria de MM é de que não existem impostos, porém o uso de capital de terceiros gera um custo, que, na forma de juros, é tratado pela contabilidade como despesa financeira, dedutível do imposto de renda, ou seja, a utilização de alavancagem financeira gera um benefício fiscal. Segundo Ehrhardt e Brigham (2012), em 1963, Modigliani e Miller publicaram uma continuação do seu estudo, atenuando a premissa de que não há impostos de pessoa jurídica. O Código Tributário dos Estados Unidos permite que empresas deduzam os pagamentos dos juros como despesa.

A Legislação Tributária Brasileira aceita, também, a dedução do valor das despesas financeiras. O Regulamento do Imposto de Renda (BRASIL, 1999) permite a dedução das despesas financeiras como despesas operacionais, logo, no Brasil, existe o benefício fiscal da alavancagem nas empresas.

Esse benefício fiscal aumenta o valor da empresa. Desse modo, Modigliani e Miller apresentam uma segunda abordagem, chamada de Proposição II, conforme Ehrhardt e Brigham (2012). Como em seu estudo anterior, Modigliani e Miller apresentaram uma segunda abordagem com importante mudança sobre o efeito da estrutura de

capital: o valor de uma empresa alavancada é igual ao de uma empresa idêntica não alavancada mais os valores dos benefícios fiscais.

Na Proposição II de MM, existe uma vantagem para as empresas se alavancarem, ela advém da possibilidade de utilizar os juros como despesa financeira dedutível em termos do imposto de renda e contribuição social. Esse benefício aumenta o valor da empresa, que, segundo Modigliani e Miller, passa a ser o valor de empresa idêntica sem alavancagem mais o valor do benefício fiscal de dedução do Imposto de Renda.

2.3.2 Limites a Utilização de Capital de Terceiros e o Risco de Falência

Se a utilização do capital de terceiros gera benefícios fiscais, por que, então, não utilizar somente essa fonte de financiamentos?

A utilização de capital de terceiros tem limites, e um deles é o chamado Risco de Falência. De acordo com Ehrhardt e Brigham (2012), conforme a dívida aumenta, cresce a probabilidade de crise financeira ou até mesmo de falência. Com um maior risco de falência, os credores insistirão em uma taxa de juros mais alta, o que aumenta o custo de dívida antes do pagamento de impostos, r_d .

Segundo Ross, Westerfield e Jaffe (2010), o uso de capital de terceiros exerce pressão sobre a empresa, pois os pagamentos de juros e principal representam obrigações. Se essas obrigações não forem cumpridas, a empresa poderá correr o risco de alguma espécie de dificuldade financeira. A dificuldade extrema é a falência, na qual a propriedade dos ativos da empresa é legalmente transferida dos acionistas para os credores. Essas obrigações de dívida são fundamentalmente diferentes das obrigações com os acionistas.

A empresa tem limites para captar recurso de terceiros, que é a capacidade de pagamento dos juros. Em uma situação extrema, se a empresa não pagar as obrigações com terceiros, ela poderá entrar em falência. Segundo Souza (2010), um

maior uso de recursos de terceiros aumenta o chamado “risco financeiro” para ambos os tipos de financiadores, já que os compromissos de juros e amortizações de dívida serão maiores.

Além disso, quando maior o endividamento da empresa, maior o risco de falência, portanto as taxas de juros a partir desse momento aumentam, consequentemente aumentando o WACC da empresa.

2.3.3 A Dívida e o Beta Alavancado da Empresa (Beta Bottom-up)

Além de o beta ser calculado para os ativos ou empresas, pode-se calcular o beta setorial. Uma maneira de calcular o beta setorial seria utilizar o modelo de empresas comparáveis (COPELAND; KOLLER; MURRIN, 2013) e a outra seria utilizar o conceito de bottom-up beta (DAMODARAN, 2010).

Copeland, Koller e Murrin (2013) desenvolveram estudos afirmando que pode-se estudar o beta de um grupo de empresas desde que essas empresas sejam comparáveis, como, por exemplo, empresas de um mesmo segmento. Ainda seguindo a explicação de Copeland, Koller e Murrin (2013), é possível determinar o beta de empresas comparáveis: para isso bastaria identificar os concorrentes com cotação em bolsas de valores mais semelhantes à divisão que está sendo analisada. Pode-se, então, consultar os betas dessas empresas, cujo risco é presumivelmente comparável. Porém o beta é uma medida do risco sistêmico do capital alavancado das empresas comparáveis, e essas podem-se utilizar de diferentes alavancagens. Para resolver esse problema, é necessário desalavancar os betas e, depois, alavancar de acordo com a estrutura de capital de cada empresa comparável.

Ainda conforme Copeland, Koller e Murrin (2013), o beta não alavancado mede o risco de negócio de uma empresa por meio da remoção do efeito da alavancagem financeira. O beta patrimonial observado, calculado a partir de dados do mercado, representa uma imagem do risco patrimonial referente à alavancagem atual da

empresa. Para desalavancar o beta, será necessária a utilização, sobre o beta alavancado, da estrutura de capital da empresa e de sua alíquota tributária marginal.⁵

Além do beta de empresas compráveis, pode-se utilizar o conceito de beta bottom-up Beta. O autor em Finanças mais citado no conceito de beta bottom-up é Damodaran (2010), o autor explica que a utilização do modelo beta bottom-up trabalha decompondo os betas em componentes do negócio, alavancagem operacional e alavancagem financeira, gerando uma forma alternativa de estimar os betas, que dispensa o uso de retornos históricos sobre um ativo. Ainda segundo Damodaran (2010), para desenvolver essa abordagem alternativa, é necessário introduzir uma característica adicional que os betas possuem. O beta de dois ativos juntos é uma média ponderada dos betas dos ativos individuais, com os pesos baseados no valor de mercado. Por consequência, o beta de uma empresa é uma média ponderada dos betas dos vários negócios em que opera.

Ainda segundo Damodaran (2010), para chegar ao bottom-up, devemos seguir as seguintes etapas:

- Etapa 1 ☐ Identificar o negócio em que a empresa atua.
- Etapa 2 ☐ Encontrar outras empresas negociadas, publicamente, em cada negócio e obter os betas.
- Etapa 3 ☐ Estimar o beta médio não alavancado para o negócio desalavancando os beta das empresas pelo seu índice médio de dívida/capital próprio ou, alternativamente, estimar o beta não alavancado, para cada empresa e, então, calcular a média dos betas não alavancados.
- Etapa 4 ☐ Estimar o beta não alavancado para empresa analisada tomando uma média ponderada de betas não alavancados para os negócios em que ela atua, usando-se proporção do valor da empresa obtido de cada negócio, com uso de ponderações. Essa média ponderada é chamada de beta não-alavancado bottom-up.

⁵ No Brasil, é comum considerar a alíquota de 34%, sendo 25% (sendo 15% de alíquota do imposto mais adicional de 10%) de Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

- Etapa 5 □ Finalmente, estimar os valores correntes de mercado das dívidas e do patrimônio líquido da empresa utilizando o índice D/E para estimar um beta alavancado.

O cálculo do beta bottom-up, seria, matematicamente:

$$\beta = \beta_d \times (1 + ((D/E) \times (1-t))) \quad (4)$$

em que :

β = beta da empresa;

β_d = beta desalavancado (unlevered), como se a empresa não tivesse dívida;

D/E = Dívida/Equity em valores de mercado;

t = alíquota do imposto de renda e contribuição social que proporcionará o benefício fiscal do serviço da dívida.

Damodaran (2010) exemplifica o cálculo do bottom-up beta para a empresa Vans Shoes (uma fábrica de sapatos) da seguinte maneira:

TABELA 2 □ Exemplo de cálculo Beta Bottom-Up

Nome da Empresa	Beta	D/E de Mercado	Alíquota de Imposto	Fixo/Variável
Barry (R.G.)	1,00	40,51%	36,98%	75,66%
Brown Shoe	0,80	106,64%	37,06%	61,41%
Candie's Inc.	1,20	75,86%	0,00%	29,78%
Converse Inc.	0,60	653,46%	0,00%	39,64%
Deckers Outdoor Corp.	0,80	82,43%	0,00%	62,52%
FlorsheimGroup Inc.	0,65	96,79%	32,47%	79,03%
K-Swiss Inc.	0,65	0,69%	40,94%	56,92%
Kenneth Cole 'A'	1,05	0,29%	39,50%	56,97%
LaCrosseFootwear Inc.	0,55	81,15%	39,25%	30,36%
Maxwell Shoe Inc.	0,75	2,24%	33,28%	20,97%
Nike Inc. 'B'	0,90	9,47%	39,50%	46,07%
ReebokInt'l.	1,05	171,90%	32,28%	35,03%
RockyShoes& Boots Inc.	0,80	93,51%	0,00%	26,89%
Saucony Inc.	0,15	34,93%	31,11%	49,33%
ShoeCarnival	0,85	2,18%	39,97%	35,03%
StrideRiteCorp.	0,80	0,00%	36,80%	48,23%
TimberlandCo. 'A'	1,10	15,23%	32,00%	49,50%
Vulcan Int'l	0,65	3,38%	5,61%	11,92%
WellcoEnterprises Inc.	0,60	48,89%	0,00%	11,52%
WeycoGroup	0,30	11,91%	35,74%	24,69%
Wolverine World Wide	1,35	44,37%	32,62%	32,31%
Média (simples)	0,79	75,04%	25,95%	42,08%
Vans Shoes		9,41%	34,06%	31,16%

Fonte:DAMODARAN, 2010. (adaptado)

A Tabela 2 apresenta o beta da amostra, o índice D/E do mercado, a alíquota de tributos efetiva e uma medição da alavancagem operacional obtida pela divisão das vendas, das despesas gerais e administrativas (SG&A), consideradas como fixas, por outras despesas operacionais (que consideramos variáveis). Podemos estimar o beta não alavancado para o setor usando as médias para esses valores:

$$\text{Beta médio} = 0,79$$

$$\text{Índice médio D/E} = 75,04\%$$

Usando a alíquota média de impostos de 25,95%, podemos estimar o beta não alavancado:

$$\text{Beta não alavancado} = 0,79/[1 + (1 - 0,2595)0,7504] = 0,5081 \quad (5)$$

O beta para a Vans Shoes pode, assim, ser obtido usando-se a alíquota de impostos da empresa de 34,06% e seu índice dívida/patrimônio líquido de 9,41%.

$$\text{Beta alavancado}_{\text{Vans}} = 0,5081[1 + (1 + 0,3406)0,0941] = 0,5397 \quad (6)$$

Por ter um índice D/E e uma alavancagem operacional que é menor do que a média da indústria, a Vans Shoes termina com um beta muito mais baixo do que o da indústria.

Povoa (2012) também utiliza o modelo de beta bottom-up, empregando a análise para a economia brasileira. Segundo ele, a ideia do beta bottom-up (beta de baixo para cima) consiste exatamente em, após o agrupamento, em segmentos, das ações de empresas semelhantes, recalcular-se o beta individual de cada ação, a partir de uma base estatística mais consistente. A metodologia do beta bottom-up tem como princípio a lógica de que empresas dentro do mesmo setor (levando em consideração as características de ciclicidade, diferenciação e alavancagem operacional) tendem a apresentar seus betas diferenciados basicamente pela alavancagem financeira. Intuitivamente, define-se que o beta de uma empresa será, em função de seu beta desalavancado (que será igual para todos os pares), ponderado exatamente pelo seu grau de alavancagem individual (que recebe benefício fiscal).

Povoa (2012) apresenta, através de um exemplo fictício e baseado no conceito de Damodaram (2010), o cálculo do beta bottom-up:

TABELA 3 □ Exemplo fictício de Povoa (2012)

Empresa/Dados	Betas	Valor de Mercado (R\$ Milhões)	D/E em valores de mercado
Cia. de Distribuição do Sudeste	1,2	3.500	2,7
Cia. de Distribuição do Sul	0,5	1.700	0,5
Cia. de Distribuição do Nordeste	1,5	1.600	3,6
Cia. de Distribuição do Norte	0,7	450	3
Cia. de Distribuição do Centro-Oeste	0,1	850	0,9
Indústria		8.100	

Fonte: POVOA, 2012. (adaptado)

Substituindo os dados da tabela 3 obtém-se:

$$\beta_{\text{indústria}} = ((1,2 \times 3.500) + (0,5 \times 1.700) + (1,5 \times 1.600) + (0,7 \times 450) + (0,1 \times 850)) / 8.100 = \beta_{\text{indústria}} = 0,97$$

Após encontrar o beta indústria, o próximo passo será calcular o índice D/E setorial, seguindo a fórmula:

$$D/E_{\text{indústria}} = ((2,7 \times 3.500) + (0,5 \times 1.700) + (3,6 \times 1.600) + (3,0 \times 450) + (0,9 \times 850)) / 8.100 = D/E_{\text{indústria}} = 2,24$$

Considerando uma alíquota, hipotética, de Imposto de Renda de 30% e utilizando a equação (4), teremos:

$$0,97 = \beta_{\text{indústria}} \times (1 + (2,24) \times (1 - 0,30)) = \\ \beta_{\text{indústria}} = 0,38$$

Utilizando a proposição de Povoa (2012), verifica-se que, se no setor (indústria) não existisse alavancagem, o beta seria de 0,38. Há um aumento da alavancagem e o beta referente a relação D/E = 2/3 eleva para 0,97.

3 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

3.1 Histórico do Setor Elétrico no Brasil

A história do Setor de energia é dividida em três modelos distintos:

- 1) Modelo Antigo;
- 2) Modelo de Livre Mercado;
- 3) Novo Modelo.

O Modelo Antigo foi vigente até o ano de 1995 e caracterizava-se pela preponderância de empresas e de recursos públicos. Nesse modelo, conforme descrito no Quadro 1, existiam monopólios, pois não havia competição entre empresas, além de ser um modelo em que estas eram verticalizadas (não existia restrição para as empresas possuírem ativos de geração e distribuição sob o mesmo controlador).

No Modelo de Livre Mercado, vigente de 1995 até o ano de 2003, havia a existência de financiamento e de empresas públicas e privadas, e muitas empresas estatais foram privatizadas. Nesse modelo, ocorreu a desverticalização das empresas do setor de energia, não mais sendo permitido que as empresas tivessem, sob o mesmo controle, ativos de geração e distribuição de energia. Ademais, as empresas do setor foram separadas em: geração, transmissão, distribuição e comercialização, e formaram-se dois mercados: um chamado de mercado cativo e outro chamado de mercado livre.

QUADRO 1 □ Histórico do setor elétrico no Brasil

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição, geração e comercialização	Competição, geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez/2004)	Contratação 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no Mercado Atacadista de Energia (MAE)	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

Fonte: CÂMARA, 2013. (adaptado)

O Novo Modelo passou a ter vigência a partir do ano de 2004, no qual continuamos a verificar a existência de empresas e financiamentos públicos e privados, com as empresas divididas em: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação. As empresas que estivessem no mercado livre podiam negociar livremente os seus preços, enquanto as empresas que estivessem no mercado cativo teriam que buscar a menor tarifa; nesse modelo, surgiu a Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE).

É importante ressaltar que foi no modelo de livre mercado que ocorreram as privatizações no setor elétrico: a primeira empresa a ser privatizada foi a Cia. ESCELSA, empresa de distribuição de energia do Estado do Espírito Santo, em

julho de 1995. Ao todo, foram privatizadas dezessete empresas e vendidas participações minoritárias em outras três empresas (Tabela 4).

TABELA 4 □ Histórico das privatizações no Setor Elétrico

Empresa	Data da Venda	Valor da Licitação (US\$ milhões)	Prêmio (%)	% do Capital Total	Valor da empresa (US\$ milhões)	Vendas (GWh/ano)	Grupo que adquiriu o controle
Distribuição:							
Escelsa	12/07/1995	385	11,78	50,00	770	5.487	Iven e GTD (Brasil)
Light	21/05/1996	2.217	0	50,44	4.395	21.689	EDF (França) AES (Estados Unidos) Houston (Estados Unidos)
CERJ	20/11/1996	588	30,27	70,26	837	5.733	Chilectra/Enersis (Chile) EDP (Portugal)
Coelba	01/07/1996	1.602	77,38	62,54	2.561	7.985	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
CEEE Centro-Oeste	01/10/1997	1.372	93,55	90,91	1.510	5.772	AES (Estados Unidos)
CEEE Norte Nordeste	21/10/1997	1.487	82,62	90,75	1.637	4.611	VBC (Brasil) CEA (Estados Unidos) Previ (Brasil)
CPFL	01/11/1997	2.741	70,15	41,06	6.615	16.704	VBC (Brasil) Bonnaire (Brasil)
Enersul	19/11/1997	568	83,79	48,67	1.167	2.513	Escelsa (Brasil)
Cemat	27/11/1997	356	21,09	86,91	406	2.139	Grupo Rede/Inepar (Brasil) Cataguases-
Energipe	01/12/1997	525	96,05	86,42	596	1.492	Leopoldina(Brasil)/ CMS (Estados Unidos)
Cosern	01/12/1997	616	73,90	85,75	718	2.084	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)
Coelce	02/04/1998	868	27,20	53,11	1.635	4.778	Enersis (Chile) Endensa (Espanha)
Eletropaulo Metropolitana	15/04/1998	1.776	-	29,80	5.960	34.779	EDF/AES/Houston (Estados Unidos)
Elektro	16/07/1998	1.273	98,90	46,62	2.731	10.295	Enron Brasil Power Holding (Brasil)
Eletropaulo Bandeirante	17/09/1998	860	-	29,80	2.885	23.170	CPFL EDP (Portugal)
Geração:							
Cachoeira Dourada	05/09/1996	663	43,49	78,88	908	3.820	Endesa/Enersis
Gerasul	15/09/1998	801	-	42,10	1.904	19.815	Tractebel (Bélgica)
Participações Minoritárias:							
Eletrobras					410		
Cemig					1.053		
Copel					213		
Empresas Federais					3.403	7.068	46.991
Empresas Estaduais					15.681	30.925	128.889

Fonte: Ferreira, 2000. (adaptado)

3.2 Principais Agentes do Setor Elétrico

No setor de energia há três tipos grupos principais de agentes:

- 1) Empresas;
- 2) Consumidores;
- 3) Órgãos Reguladores.

Conforme a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) as empresas do setor de energia, de forma geral, dividem-se em três atividades: Geração de Energia, Empresas de Transmissão de Energia e Empresas de Distribuição de Energia. As Empresas de Geração são as responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica e atendem tanto ao mercado cativo (fornecendo para Distribuidoras de Energia Elétrica), quanto para consumidores do mercado livre (grandes consumidores). As Empresas de Distribuição de Energia Elétrica atendem aos clientes do Mercado Cativo.

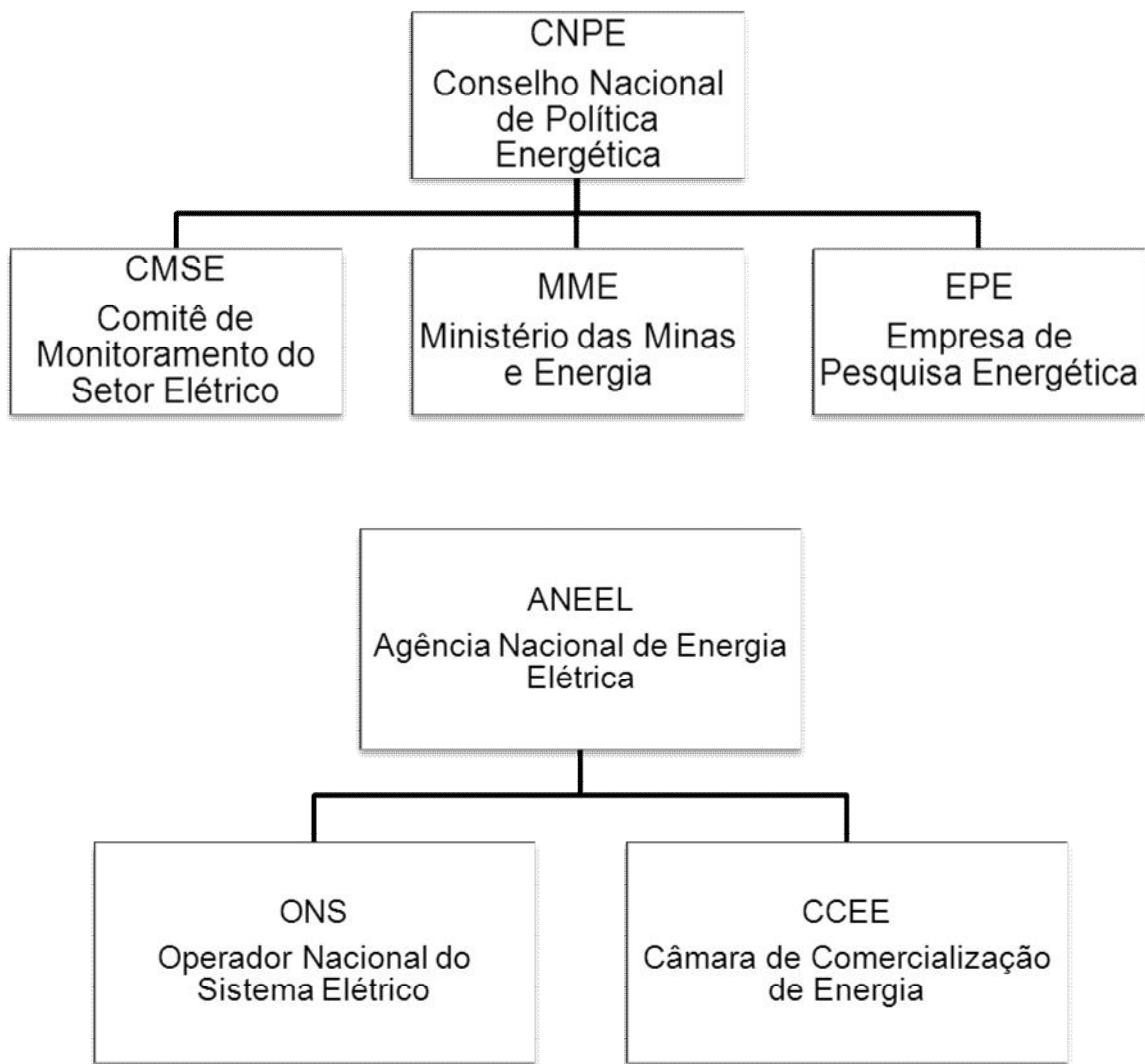
Os Consumidores estão divididos em dois mercados diferentes: o mercado cativo e o livre. No mercado cativo, estão os consumidores atendidos pelas Distribuidoras, que cobram tarifas reguladas pela ANEEL. No mercado livre, estão os grandes clientes que são atendidos diretamente pelas empresas de Geração e que pagam preços de mercado.

De acordo com a CCEE as principais Entidades do Setor Elétrico são:

- 1) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, criado pelo Decreto 6.685/2008, que tem como principais atribuições formular políticas e estratégias de energia que assegurem o suprimento em todo o território nacional.

- 2) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): é um órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia (MME) e tem como principais atribuições acompanhar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- 3) Ministério de Minas e Energia (MME): é o órgão responsável por conduzir as políticas energéticas no Brasil. Entre as principais atribuições do MME, estão a formulação e a implementação de políticas para o setor de energia, além do monitoramento da segurança do suprimento de energia em todo território nacional.
- 4) Empresa de Pesquisa Energética (EPE): é uma instituição vinculada ao MME, cuja principal finalidade é desenvolver estudos e pesquisas destinados a subsidiar o Setor Energético. Criada pela Lei 10.847/2004, a EPE tem entre suas principais atribuições realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira, executar o planejamento dos recursos energéticos, estudar a ampliação da geração e transmissão de energia elétrica e analisar a viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas.
- 5) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): criada, em 1996, pela Lei 9.427/96, a ANEEL tem como principais atividades regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de zelar pela qualidade dos serviços prestados aos consumidores e estabelecer a tarifa final para os consumidores, preservando a viabilidade econômico-financeira de todos os agentes envolvidos.
- 6) Operador do Sistema Elétrico (ONS): órgão criado em 1998 pela Lei 9.648/98, é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.
- 7) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): fundada no ano de 2004 para suceder o Mercado Atacadista de Energia (MAE), tem como principais atribuições viabilizar as atividades de comercialização de energia elétrica, implantar regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica, ser responsável pela gestão de contratos nos Ambientes Regulado e Livre, realizar leilões de compra e venda de energia sob a delegação da ANEEL, assim como apurar infrações cometidas pelos agentes do mercado.

FIGURA 1 – Estrutura do Setor Elétrico



Fonte: CÂMARA, 2013. (adaptado)

3.3 Matriz Energética Brasileira

O Brasil é um País com diversas fontes de energia, uma matriz energética bem variada e grande predominância de energia hidráulica, o que gera duas grandes vantagens ao País. A primeira é que a geração de energia hidráulica é uma fonte

limpa, ou seja, a produção de energia hidráulica não gera poluentes. A segunda é referente ao custo, pois a energia hidráulica é a fonte de mais baixo custo existente.

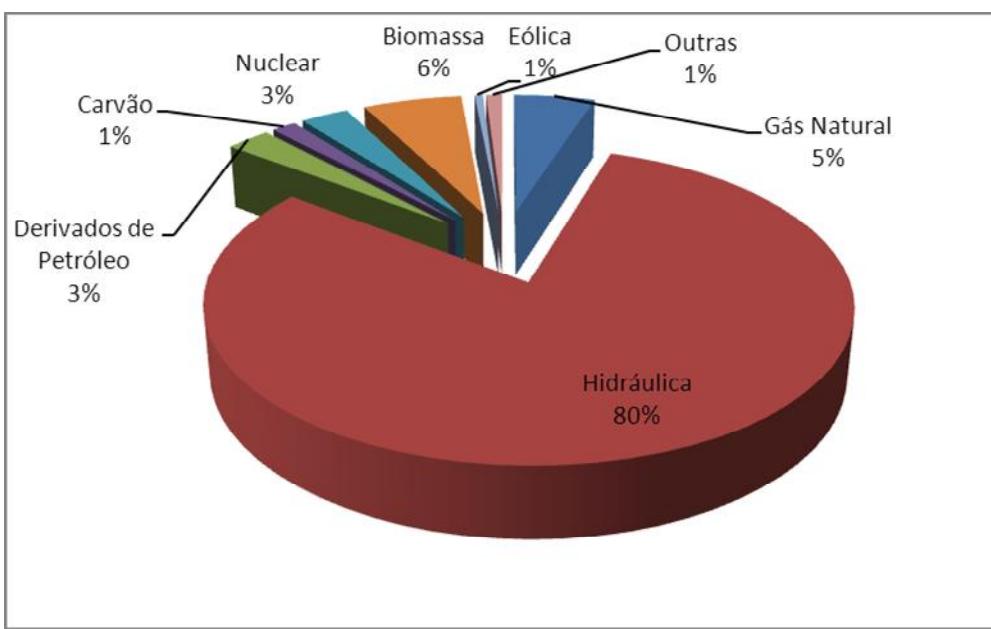
Além da energia hidráulica, pode-se destacar o crescimento de energia eólica no Brasil: de 2010 para 2011, houve um crescimento de 24,3%, sendo a fonte de energia que mais cresceu nesse período (Tabela 5). A energia eólica apresenta a grande vantagem de ser uma fonte de energia limpa e renovável.

TABELA 5 □ Matriz de energia elétrica no Brasil

	2007	2008	2009	2010	2011	Δ% (2011/10)	Part.% (2011)
Total	445.043	463.119	462.977	515.798	532.872	3,3%	100,0%
Gás Natural	15.696	28.778	13.182	36.476	26.242	-28,1%	4,9%
Hidráulica	374.015	369.556	389.858	403.290	428.571	6,3%	80,4%
Derivados de Petróleo	12.191	15.628	12.549	16.065	14.402	-10,4%	2,7%
Carvão	6.011	6.730	5.416	8.263	7.883	-4,6%	1,5%
Nuclear	12.350	13.969	12.957	14.523	15.659	7,8%	2,9%
Biomassa	17.211	19.199	20.572	31.523	32.197	2,1%	6,0%
Eólica	668	1.183	1.238	2.177	2.705	24,3%	0,5%
Outras	6.901	8.076	7.205	3.481	5.213	49,8%	1,0%

Fonte: BRASIL, 2012a. (adaptado).

GRÁFICO 1 □ Matriz Energética Brasileira



Fonte: Dados da pesquisa.

Conforme informações da ANEEL (2012), o potencial de energia hidráulica do Brasil é de cerca de 260 GW.

As fontes de energia hidráulica utilizam o fluxo das águas para geração de energia. A primeira usina hidrelétrica no Brasil foi construída na cidade de Diamantina/MG, no final do século XIX, no Ribeirão do Inferno, afluente do Rio São Francisco (CÂMARA, 2013). De lá até os dias atuais, a potência das usinas vem aumentando exponencialmente.

Nos tempos atuais, a maior usina hidrelétrica do mundo é a Usina Três Gargantas, localizada na China, com capacidade total de geração de 22.500 MW. No Brasil, a maior usina hidrelétrica é a Itaipu Binacional, com capacidade instalada de 14.000 MW. A ANEEL classifica as usinas conforme seu porte, a saber:

- 1) Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) = com capacidade de geração de até 1 MW de potência instalada;
- 2) Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) = com capacidade instalada entre 1,1 e 30 MW;
- 3) Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) = com capacidade instalada maior do que 30 MW.

Geralmente, as CGH's e as PCH's são construídas junto a pequenas quedas de água e, em sua maioria, são utilizadas para abastecer pequenos centros consumidores. O porte e a localização da usina determinam a dimensão das redes de transmissão. No Brasil, a geração de energia hidráulica representa 80,4% do total de energia gerada, sendo a fonte de energia mais utilizada e apresentando como a principal desvantagem o fato de ficar dependente dessa fonte de energia. Qualquer mudança de hidrologia afeta bastante a produção de energia, o que justifica a necessidade de investimentos em outras fontes de energia.

Na geração de energia termelétrica, a eletricidade é produzida a partir da queima de combustíveis: o vapor produzido durante a queima do combustível é utilizado para movimentar as turbinas ligadas a geradores. No Brasil, o combustível mais utilizado é o gás natural. As vantagens do Gás Natural em relação a outros combustíveis são que seu poder calorífico é alto, apresenta reduzidos índices de emissão e seu tempo de recuperação de investimento é baixo, porém apresenta custo superior à geração hidráulica. A geração de energia de gás natural representa cerca de 4,9% do total de energia gerada no país.

A geração utilizando derivados de petróleo responde por cerca de 8% de toda a energia gerada no mundo (conforme informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Nessa fonte de energia, os derivados do petróleo são utilizados para queima em caldeiras, turbinas e motores, similarmente a outros processos de geração térmica. No Brasil, a geração de energia com base em derivados de petróleo responde por cerca de 2,7% do total de energia gerada.

No Brasil, o carvão responde por, aproximadamente, 1,5% do total de energia gerada (CÂMARA, 2013). O carvão apresenta a desvantagem de ser considerado muito poluente e de ter um alto preço, fazendo o custo de sua geração ser considerado alto em relação às outras fontes de energia (hidráulica principalmente).

A energia nuclear é obtida por meio da fissão do urânio dentro de um reator. A utilização de energia nuclear é muito discutida no mundo todo, pois, mesmo apresentando algumas vantagens, como não emitir gases poluentes, não depende de sazonalidade do clima (como as energias hidráulica, eólica e solar), apresenta um risco muito grande em virtude de seus resíduos serem altamente tóxicos e necessitarem de armazenagem por bastante tempo. No Brasil, a geração de energia nuclear responde por, aproximadamente, 2,9% do total de energia gerada.

A fonte de energia de biomassa utiliza resíduos orgânicos. No Brasil, é muito utilizada a cana de açúcar, por ser considerada o melhor recurso para aproveitamento de energia. A biomassa, também, é uma fonte termelétrica, pois

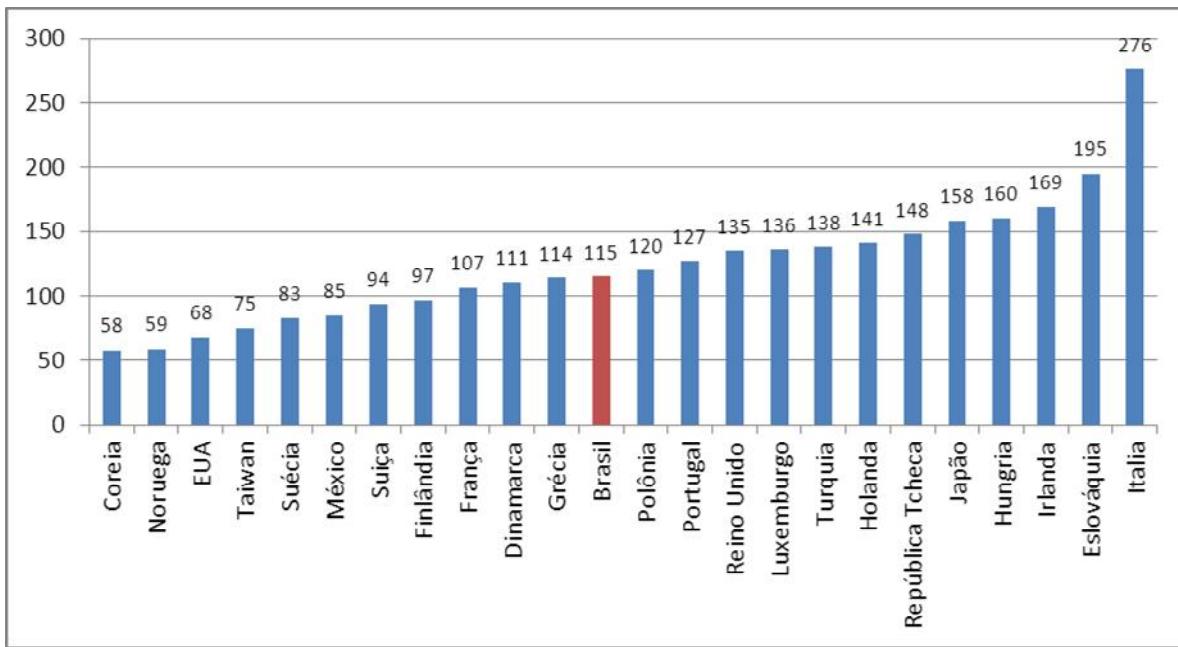
pode ser queimada em caldeiras e fornos. Em nosso País, a biomassa responde por, aproximadamente, 6,0% do total de energia produzida.

A geração de energia eólica responde por apenas 0,5% do total de energia gerada, porém é uma das fontes de energia que mais cresce no Brasil, aumentando sua participação na matriz brasileira em 24,3% de 2010 para 2011. Conforme informações do Atlas Eólico Brasileiro (ELETROBRAS, 2010), o potencial de energia eólica no Brasil é de 143,5 mil MW, indicando que o país ainda tem uma grande oferta a ser explorada.

3.4 Custo de Energia Elétrica no Brasil e a Medida Provisória 579/12

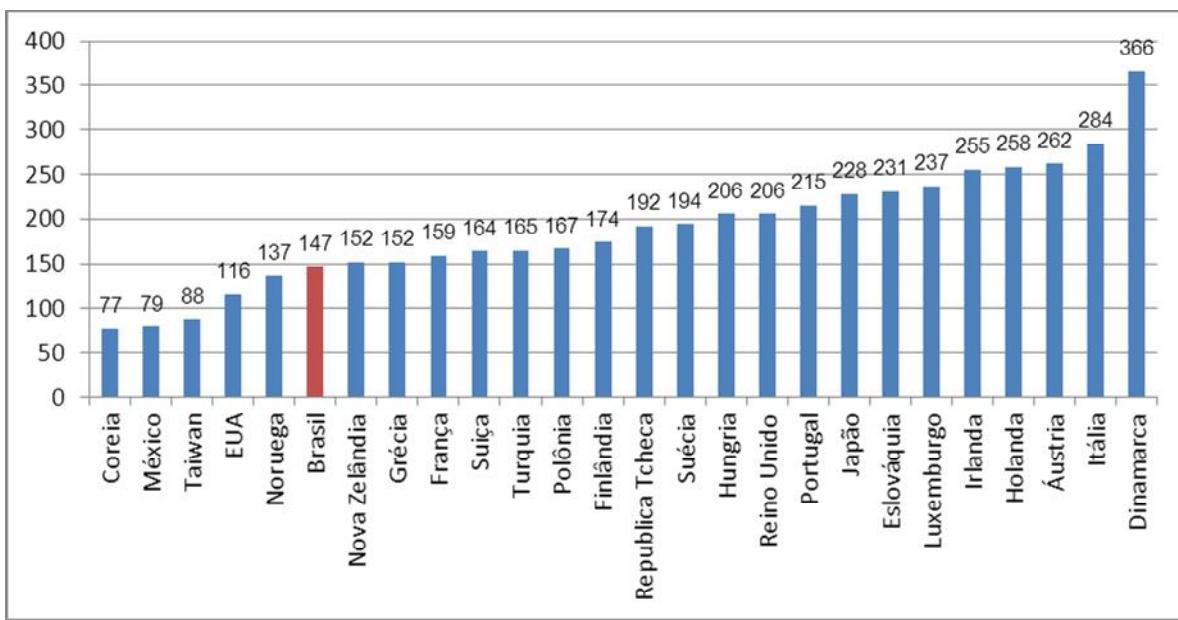
Conforme informações apresentadas na Tabela 5 desta dissertação, a principal fonte de energia componente da Matriz Energética Brasileira é a hidráulica, aproximadamente 80,4% do total de energia gerada no país. Mesmo a energia hidráulica sendo a fonte mais barata, o custo dessa energia no Brasil supera a de vários e importantes competidores no mercado internacional, como podemos verificar nos gráficos 2 e 3, produzidos a partir de informações do Anuário de Energia de 2012.

GRÁFICO 2 □ Tarifa de energia industrial no mundo em 2009: US\$/MW



Fonte: BRASIL, 2012a. (adaptado)

GRÁFICO 3 □ Tarifa de energia residencial no mundo em 2009: US\$/MW



Fonte: BRASIL, 2012a. (adaptado)

De acordo com as informações nos gráficos 2 e 3, o Brasil, na amostra considerada, tem a décima terceira maior tarifa industrial de energia (com o valor de US\$ 115/MW) e a vigésima primeira maior tarifa residencial de energia elétrica (com o valor de US\$ 147/MW). Tarifas de energia muito altas tiram a competitividade da indústria brasileira, pois tornam o produto brasileiro mais caro.

Segundo informações da ANEEL (2013) o consumidor de energia não paga somente o custo de geração de energia, mas também o custo de transporte da energia (transmissão mais a distribuição) e tributos e encargos. De acordo com a ANEEL (2013), a divisão de cada R\$100,00 do custo final de energia é a seguinte: R\$31,00 de compra de energia, R\$5,70 de transmissão, R\$26,50 de distribuição e R\$10,90 de encargos setoriais e R\$25,90 tributos (ICMS, CIP, PIS e COFINS).

No valor final da energia, existe uma grande representatividade de encargos setoriais.

Conforme a ANEEL (2013), os Encargos Setoriais são:

- 1) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): criado pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973. É paga mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final e tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRAS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidráulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. Em 11 de março de 2011, foi publicada a Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, que regulamenta a Lei nº 12.111/2009 e o Decreto nº 7.246/2010, e estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento do referido encargo. A CCC reembolsa o montante igual à diferença, apurada mensalmente, entre o custo total de geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e o produto da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio de energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional.
- 2) Reserva Global de Reversão (RGR): encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com vigência estendida até 2010, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Refere-se a um valor anual estabelecido

pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRAS □ Centrais Elétricas Brasileiras.

- 3) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Esse valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, auto-produtores, concessionários, permissionários), o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL.
- 4) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo IPCA. Sua gestão fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da ELETROBRAS.

- 5) Encargos de Serviços do Sistema (ESS): previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços anciliares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.
- 6) Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica (PROINFA): instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, com base na Resolução Normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas, em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRAS. São excluídos desse rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRAS □ Centrais Elétricas Brasileiras.
- 7) Pesquisa e Desenvolvimento de Eficiência Energética (P&D): criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco

centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a ELETROBRAS e os próprios agentes.

- 8) Operador Nacional do Sistema (ONS): em 2004, com a instituição do atual modelo do setor elétrico, o Operador Nacional do Sistema Elétrico teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. O atual estatuto do ONS foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328 da ANEEL, de 12 de agosto de 2004. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam, mensalmente, valores relativos ao custeio das atividades do ONS, que tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados.
- 9) Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos: criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh), e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. A gestão de sua arrecadação fica a cargo da ANEEL.

TABELA 6 □ Arrecadação de encargos setoriais

Encargo	Valor Arrecado em R\$ milhões				Partic% 2011
	2008	2009	2010	2011	
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis	3.523,30	3.021,00	5.173,40	5.571,70	35,02%
RGR - Reserva Global de Reversão	1.425,40	1.629,60	1.594,10	1.724,90	10,84%
TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	358,70	375,30	385,70	464,70	2,92%
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	2.483,70	2.841,80	2.960,60	3.313,80	20,83%
ESS - Encargos de Serviços do Sistema	2.399,80	527,70	1.731,50	1.416,60	8,90%
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica	895,70	1.573,00	1.816,00	1.784,30	11,21%
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento de Eficiência Energética	*	*	*	*	-
ONS - Operador Nacional do Sistema	-	-	-	-	0,00%
CFURH - Compensação Financeira pelo uso de recursos hídricos	1.259,20	1.338,50	1.514,90	1.635,80	10,28%
Total arrecado	12.345,80	11.306,90	15.176,20	15.911,80	100,00%

Fonte: ANEEL, 2013. (adaptado)

* Sem informações no período

Além dos encargos setoriais, a energia elétrica é tributada pela união, estados e municípios, aumentando ainda mais o custo, conforme descrito abaixo:

- 1) Tributos Federais: a União cobra os tributos de Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). A base de cálculo tanto do PIS quanto da COFINS é o faturamento das empresas, atualmente com duas formas de cálculo: a sistemática cumulativa, na qual não existem aproveitamento de créditos, e a sistemática não-cumulativa, na qual existe o aproveitamento de créditos. As alíquotas para as empresas que calculam o PIS e COFINS cumulativos são de 0,65% e de 3% respectivamente. As alíquotas para as empresas que calculam o PIS e COFINS não-cumulativos são de 3% e de 7,6% respectivamente.
- 2) Tributos Estaduais: os estados arrecadam o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviço (ICMS), que, por ser regulado por cada estado, pode apresentar alíquotas distintas. As distribuidoras arrecadam o ICMS nas contas e repassam aos estados. Uma observação importante sobre o ICMS é referente à forma de cálculo: ele é calculado “por dentro”, ou seja, ele compõe sua própria base de cálculo.
- 3) Tributos Municipais: os municípios têm direito a arrecadação da Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), para o que os municípios devem dispor de legislação específica sobre o assunto. Como arrecadam a CIP, os municípios ficam obrigados à execução dos serviços de

projetos, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública.

Como já foi relatado anteriormente, um preço de energia elétrica alto faz com que o País perca competitividade.

Para tentar diminuir o preço da energia, o Governo Federal promulgou, em 11 de setembro de 2012, a Medida Provisória 579, convertida na Lei 12.783 de 2003 (BRASIL, 2013), que, dentre outras, reduziu os encargos setoriais.

No artigo 21 da MP 579, o Governo Federal extinguiu a Reserva Global de Reversão a partir de 1º de janeiro de 2013.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

- I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir da publicação desta Medida Provisória; e
- III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Medida Provisória. (BRASIL, 2012b)⁶

No artigo 22 da MP 579, ocorreu uma redução de 25% na Conta de Desenvolvimento Energético (BRASIL, 2012b): “Art. 22. Os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.” Já o artigo 24 da MP 579 extinguiu a Conta de Consumo de Combustíveis: “Art. 24. Fica extinto o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, de que trata o § 3º do art. 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.” (BRASIL, 2012b)

Um dos principais objetivos dessa mudança é reduzir o custo de energia para o consumidor, o que faria com que o país se tornasse mais competitivo com uma energia elétrica mais barata.

⁶Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm.

De acordo com a ANEEL, o objetivo é uma redução em média de 20,2% para os consumidores residenciais (deve chegar a 16,2%), e, para consumidores industriais, a redução deve chegar a 28%.

4. METODOLOGIA DE PESQUISA

4.1 Caracterização da Pesquisa

A presente pesquisa tem como objetivo analisar a estrutura de capital das empresas que compõem o Índice de Energia Elétrica da BM&FBOVESPA. Para alcançar o objetivo geral o estudo propõe quantificar o risco sistemático das empresas e os efeitos dos benefícios fiscais decorrentes do uso de dívida, o que resulta em menores taxas de juros efetivas para a firma. Assim, para uma dada relação capital próprio/capital de terceiros será apresentada o custo final para cada uma das empresas da amostra, e para o setor como um todo.

Desse modo, a pesquisa quanto aos fins é descritiva, pois pretende investigar e fornecer informações sobre um tema importante para a expansão do setor elétrico, utilizando as empresas que compõem o índice de Energia Elétrica da BMF&BOVESPA.

Segundo Gil (2002, p. 42), “as pesquisas descritivas têm como objetivo primordial a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou, então, o estabelecimento de relações entre variáveis”.

A pesquisa também é ex post facto, pois não se tem como controlar ou manipular os dados utilizados. Com relação aos meios, a pesquisa é documental, pois utiliza dados secundários extraídos da Economática, dos balanços patrimoniais consolidados e das demonstrações de resultado do exercício consolidadas das empresas da amostra.

Quanto à abordagem, a pesquisa é quantitativa, uma vez que seu objetivo é mensurar o custo de capital das empresas do setor elétrico brasileiro, utilizando como método principal a análise de regressão. Segundo Lakatos e Marconi (2009), a abordagem quantitativa tem como maior preocupação analisar as amostras amplas

de informações numéricas, interpretando os resultados da investigação. Fornece análise mais detalhada dos dados (para provar a hipótese baseada na medida numérica) e da análise estatística (para estabelecer padrão de comportamento). Ainda segundo Lakatos e Marconi (2009), a análise quantitativa se efetua com toda a informação numérica resultante da investigação que se apresenta como um conjunto de quadros, tabelas e medidas.

4.2 Seleção das Empresas e Fonte de Dados

O Índice de Energia Elétrica (IEE) é um índice Setorial criado pela BM&BOVESPA em agosto de 1996, o primeiro criado pela BM&BOVESPA. O objetivo do IEE é avaliar o desempenho do setor de energia elétrica no Brasil por meio da performance das ações das empresas que compõem o IEE.

O IEE é uma importante referência para investidores e analistas de mercado do desempenho do setor de energia, em virtude da relevância desse setor para a economia.

O IEE é composto por empresas de Geração de Energia, Distribuidoras de Energia e empresas Holding de Energia. A BMF&BOVESPA estruturou o IEE com as empresas que tenham participado, no mínimo, de 80% dos pregões realizados e que, em 80% desses pregões, tenham participado de, pelo menos, dois negócios (Tabela 7).

TABELA 7 □ Empresas que compõem o Índice de Energia Elétrica

Empresa	Quantidade de Ações	Participação %
Cia. Energética de São Paulo S/A – CESP	3.300	6,237
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A – CELESC	2.400	6,075
Cia. Energética de Minas Gerais S/A – CEMIG	2.900	6,31
Cia. Energética do Ceará – COELCE	1.500	6,363
CPFL Energia S/A – CPFL	3.000	6,18
Cia. Paranaense de Energia – COPEL	2.100	6,258
ELETROBRAS S/A	9.100	5,988
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	4.000	5,841
EDP Energia do Brasil S/A - Energia BR	5.400	6,345
Equatorial Energia S/A – Equatorial	3.500	6,577
Cia. AES Tietê S/A - AES TIETÊ	2.900	6,111
Light S/A – LIGHT	3.100	6,473
Transmissora Aliança de Energia S/A - TAESA	5.700	5,962
MPX Energia S/A – MPX	2.800	6,429
Tractebel Energia S/A – TRACTEBEL	2.000	6,73
Transmissora Paulista de Energia S/A - TRAN PAULIST	1.800	6,121
TOTAL	55.500	100

Fonte: BOLSA,2013. (adaptado)

Os dados utilizados nessa dissertação foram utilizados de duas fontes disponíveis no mercado:

- a) Economática;
- b) Balanços patrimoniais consolidados e demonstrações dos resultados do exercício consolidadas de cada uma das empresas selecionadas para a mostra.

Inicialmente analisou-se os dados referentes a 16 empresas que compõem o IEE. Porém, testes preliminares mostraram uma grande variação no risco sistemático das empresas, além de empresas que não tiveram negociações em todos as datas, assim, optou-se por restringir a análise, considerando as sete maiores empresas do setor, conforme Tabela 8.

TABELA 8 □ Empresas selecionadas

Nome	Ação	Valor de Mercado (R\$ 1.000)
CEMIG	CMIG4	19.000.813
CESP	CESP6	6.027.380
COPEL	CPLE6	7.732.173
CPFL ENERGIA	CPFE3	20.592.669
ELETROBRAS	ELET6	9.664.347
ENEVA	ENEV3	6.447.398
LIGHT S/A	LIGT3	4.551.808

Fonte: Economática (2013).

O período de análise das cotações diárias compreendeu os anos de 2011 e 2012.

4.3 Procedimentos Metodológicos

4.3.1 Cálculo do Beta das empresas selecionadas

Para calcular o beta das empresas da amostra foram utilizados os valores referentes aos retornos totais aos acionistas (RTA) que incorporam os proventos e as variações do IBOVESPA. Para o horizonte de tempo das análises, foi adotada a periodicidade diária para refletir as variações do RTA, procedimento comumente utilizado por pesquisadores brasileiros.

4.3.2 Ativo Livre de Risco

Para cálculo do CAPM e do WACC, foi necessário escolher uma Taxa Livre de Risco. Conforme Povoa (2012), um ativo para ser considerado livre de risco deve apresentar três características básicas: inexistência de risco default (calote de pagamento), de risco de reinvestimento (se houver pagamento de juros e amortização durante a vida do título, teoricamente já não serve) e de oscilação de taxas de juros. O primeiro risco está associado ao emissor do título, em tese emissores públicos (governo); por serem emissores de papel moeda, apresentam risco muito baixo de não honrar dívidas no mercado local.

Povoa (2012) afirma que o ativo livre de risco mais apropriado seria um papel público tipo bullet (pagamento de amortização e juros somente no vencimento) e pós-fixado. Escolhendo um papel tipo bullet, mitigamos o segundo tipo de risco, de reinvestimento, pois os pagamentos de amortização e de juros somente serão efetuados no vencimento.

O terceiro risco está associado à volatilidade da taxa de juros. Para mitigar esse risco, é possível escolher um ativo com taxa de juros pré-fixada.

Para esta pesquisa, foi considerado como Ativo Livre de Risco o Título Público Nota do Tesouro Nacional B (NTN-B), com vencimento para 15/05/2035. Por ocasião dos levantamentos de dados desta pesquisa a taxa ao ano da NTN-B era de 6,17% ao ano. A NTN-B é um título que exige uma taxa real pré-fixada crescida da variação da inflação (IPCA), assim incorporamos ao título uma projeção de inflação de longo prazo da ordem 4,5% ao ano, que corresponde ao centro da atual meta inflacionária.

Assim a Taxa Livre de Risco utilizada nesta dissertação é de 10,67% ao ano.

4.3.3 Prêmio de Risco

Outro fator necessário ao cálculo do CAPM é um Prêmio de Risco. Povoa (2012) afirma que o uso de patamares entre 5% e 6% tem sido utilizados por analistas brasileiros. Conforme enfatiza Silva (2013), um prêmio de risco da ordem de 5% ao ano é comumente empregado pelos estudos e analistas de mercado no Brasil.

Seguindo o proposto por Silva (2103), esta pesquisa utilizou como Prêmio de Risco a taxa de 5,00% ao ano.

4.3.4 Cálculo da Dívida, Grau de Alavancagem e Custo da Dívida

Para calcular o valor da dívida (capital de terceiros), do grau de alavancagem e do custo da dívida, foram utilizados os valores obtidos nas Demonstrações Contábeis de 2011 e 2012 das empresas selecionadas. A partir das Demonstrações Contábeis, foi elaborada uma planilha para calcular o capital investido.

Para calcular o total da dívida foi considerado o Total do Ativo (Ativo Circulante somando ao Ativo Não Circulante) subtraído do Passivo não Oneroso e do Capital Próprio (considerando-se o total do Patrimônio Líquido).

Após calcular a dívida, foi efetuado o cálculo para constatar o custo da dívida considerando o total de despesas financeiras constantes na Demonstração do Resultado do Exercício em relação ao valor da dívida.

Também utilizando as informações da Demonstração do Resultado do Exercício das empresas, foi calculado o valor da Alíquota Efetiva do Imposto de Renda e Contribuição Social considerando o percentual desses tributos em relação ao Lucro Antes dos Tributos.

Outro cálculo necessário foi o do grau de alavancagem (D/E), que, nesta pesquisa, foi considerado como a divisão do total da dívida pelo total do Patrimônio Líquido (capital próprio).

Todos os dados sobre o uso de capital, grau de alavancagem e custo de dívida foram levantados das Demonstrações Contábeis Consolidadas (Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício) das empresas selecionadas.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O principal objetivo desta pesquisa é quantificar o custo de financiamento de empresas do setor elétrico brasileiro e como este é influenciado pelo uso de dívida.

A dissertação almeja, também, apresentar dados agregados para o setor, o que mediante metodologia apropriada pode expressar o custo de financiamento do investimento do setor elétrico.

5.1 Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)

A Cia. Energética de Minas Gerais é considerada a maior empresa integrada do setor elétrico no Brasil, possui participação em cerca de 100 empresas e consórcios, e suas ações são negociadas nas bolsas de valores de São Paulo, Nova Iorque e Madri. O principal acionista e controlador é o Estado de Minas Gerais.

5.1.1 O Beta Alavancado da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)

Conforme apresentado na Tabela 9, o coeficiente beta calculado para a CEMIG foi de 0,4488 (probabilidade de significância próxima de zero). Ressalta-se que é comumente aceita como válida a relação de significância até 5%, ou seja, o que está sendo testado é a chamada Hipótese Nula (H_0), que é estabelecida, nesse caso, como beta = zero. Como se rejeita essa hipótese em favor da hipótese alternativa (beta ≠ zero), aceita-se que beta é igual ao valor fornecido pela regressão, isto é, beta = 0,4488.

TABELA 9 □ Cálculo Beta CEMIG

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	0,0010	0,0008	1,1629	0,2454
IBV	0,4488	0,0570	7,8681	2,29E-14
$R^2 = 0,3340$		R^2 ajustado = 0,1115	$F = 61,9083$	

Fonte: Dados da Pesquisa.
Número de observações: 495.

Como o beta da CEMIG apresentou valor menor do que 1, a sensibilidade dos retornos da CEMIG é menor do que os retornos da carteira de mercado IBOVESPA. Assim, por exemplo, quando o IBOVESPA cresce 1%, as ações da CEMIG crescem 0,4488%; de forma similar, se o IBOVESPA cair 1%, as ações da CEMIG caem 0,4488%.

5.1.2 A Estrutura de Capital da CEMIG

Analizando a Tabela 10, pode-se constatar que a dívida da CEMIG foi de R\$16.409.500 mil em 2011, aumentando para R\$16.752.782 mil em 2012.

TABELA 10 □ Cálculo Dívida CEMIG

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	11.990.079	8.531.649
Total Ativo realizável a longo prazo	15.273.273	14.234.597
Investimentos	225.599	176.740
Imobilizado	8.810.529	8.661.791
Intangível	4.473.481	5.404.106
Total do Ativo não circulante	28.782.882	28.477.234
Total do Capital Investido	40.772.961	37.008.883
(-) Passivo não Oneroso		
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.735.462	1.189.848
Participação nos Lucros	86.256	89.512
Impostos, Taxas e Contribuições	569.008	516.553
IRPJ e CSLL	127.187	129.384
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar	3.478.810	1.243.086
Salários e Contribuições Sociais	260.047	271.891
Obrigações Pós-Emprego	88.932	100.591
Provisão para perdas em Instrumentos Financeiros	-	23.501
Concessões a Pagar	18.002	7.990
Outras Obrigações	424.522	407.701

NÃO CIRCULANTE

	(continua)	
(continuação)		
Impostos, Taxas e Contribuições	1.003.301	897.087
IRPJ e CSLL	947.870	885.160
Provisões	468.186	549.439
Concessões a Pagar	191.815	129.696
Obrigações Pós-Emprego	2.229.081	2.186.568
Provisão para perdas em Instrumentos Financeiros	1.319	-
Outras Obrigações	346.319	226.428
Passivo não Oneroso	11.976.117	8.854.435
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	12.044.062	11.744.948
(=) Dívida	16.752.782	16.409.500

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 11 demonstra que, em 2012, a CEMIG teve um grau de alavancagem de 1,39, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$1,39 de capital de terceiros.

TABELA 11 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CEMIG

	2012	2011
Total de origens	28.796.844	28.154.448
Capital Próprio	12.044.062	11.744.948
Dívida	16.752.782	16.409.500
Participação de Capital Próprio	41,82%	41,72%
Participação de Dívida	58,18%	58,28%
Grau de Alavancagem	1,39	1,40
Despesas Financeiras	-1.957.915	-1.965.266
Custo da Dívida	11,69%	11,98%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	5.334.926	3.333.041
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	-1.063.241	-917.591
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	19,93%	27,53%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O custo da dívida foi de 11,69% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 19,93%, abaixo dos 34% (25% de Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social), que representa a alíquota nominal para grandes empresas.

5.1.3 O Cálculo do WACC da CEMIG

Após calcular o beta da CEMIG e utilizando as premissas descritas no capítulo 4 desta pesquisa, foi estimado o custo do capital próprio da CEMIG, conforme descrito abaixo:

$$Ke_{CEMIG} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{CEMIG} = 10,67\% + 0,4488(5,00\%)$$

$$Ke_{CEMIG} = 12,91\%$$

Utilizando a fórmula do WACC, descrita no capítulo 2 desta dissertação, foi calculado o custo do financiamento da CEMIG:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [K_d \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]]$$

$$WACC_{CEMIG} = (12,91\% \times 41,82\%) + ((11,69\% \times (1 - 19,93\%)) \times 58,18\%)$$

$$WACC_{CEMIG} = 5,40\% + 5,44\% = 10,84\%$$

Em resumo, de acordo com os cálculos o custo da dívida após o efeito do benefício fiscal é de 5,44% ao ano, e o custo de capital próprio é de 5,40% ao ano, ao se ponderar a participação dos capitais chega-se a um WACC de 10,84% ao ano.

5.2 Cia. Energética de São Paulo (CESP)

A Cia. Energética de São Paulo (CESP) surgiu com a fusão de outras 11 empresas em 1966 e, hoje, é a quarta maior empresa do setor de energia no Brasil. A CESP possui seis usinas hidrelétricas, suas ações são negociadas na Bolsa de São Paulo, e o maior acionista é o Governo do Estado de São Paulo.

5.2.1 O Beta Alavancado da CESP

Conforme apresentado na Tabela 12, o coeficiente beta calculado para a CESP foi de 0,5277, estatisticamente significativo.

TABELA 12 □ Cálculo Beta CESP

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	-0,0001	0,0010	-0,1567	0,8755
IBV	0,5277	0,0687	7,6747	8,95E-14
	$R^2 = 0,3266$	R^2 ajustado = 0,1049	F = 58,9024	

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

Esse resultado é ligeiramente superior ao da CEMIG, demonstrando que a ação da CESP é um pouco mais volátil que a da CEMIG. Porém flutua menos que o índice IBOVESPA.

5.2.2 A Estrutura de Capital da CESP

Verificando os cálculos do capital investido (Tabela13), pode-se constatar que a Dívida da CESP diminuiu de 2011 para 2012.

TABELA 13 □ Cálculo da Dívida CESP

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	1.075.237	969.263
Total realizável a longo prazo	633.069	481.578
Investimentos	0	8.172
Imobilizado	15.181.566	15.841.006
Intangível	0	0
Total do Ativo não circulante	15.814.635	16.330.756
Total do Capital Investido	16.889.872	17.300.019
(-) Passivo não Oneroso		
Fornecedores	20.619	38.071
Valores a Pagar	46.391	41.043
Tributos e Contribuições Sociais a Pagar	61.672	109.196
Entidade de Previdência a empregados	30.954	0
Energia Comprada - CCEE	100.084	0
Obrigações estimadas e folha de pagamento	34.931	34.717
Obrigações socioambientais	24.163	24.145
Outras Obrigações	120.818	162.676
NÃO CIRCULANTE		
Valores a Pagar	76.384	108.630
Tributos e Contribuições Sociais a Pagar	7.170	25.538

Imposto de renda e Contribuição Sociais Diferidos	177.927	243.480
Entidade de Previdência a empregados	275.916	5.547
Obrigações socioambientais	228.141	220.931
Outras Obrigações	15.481	21.295
(continuação)		(continua)
Passivo não Oneroso	1.220.651	1.035.269
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	9.879.937	10.118.127
(=) Dívida	5.789.284	6.146.623

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela14 demonstra que, em 2012, a CESP teve um grau de alavancagem de 0,59, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$0,59 de capital de terceiros.

TABELA 14 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CESP

	2012	2011
Total de origens	15.669.221	16.264.750
Capital Próprio	9.879.937	10.118.127
Dívida	5.789.284	6.146.623
Participação de Capital Próprio	63,05%	62,21%
Participação de Dívida	36,95%	37,79%
Grau de Alavancagem	0,59	0,61
Despesas Financeiras	-622.982	-731.385
Custo da Dívida	10,76%	11,90%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	378.153	237.834
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	-230.171	-129.253
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	60,87%	54,35%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O Custo da Dívida foi de 10,76% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 60,87%, acima dos 34% (25% de Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social). Nas Demonstrações Financeiras da CESP, não foi encontrada nenhuma explicação para a alíquota efetiva estar muito acima da alíquota nominal de 34%.

5.2.3 O WACC da CESP

Após calcular o beta da CESP e utilizando as premissas descritas no capítulo 4 desta pesquisa, foi estimado o custo do capital próprio da CESP:

$$Ke_{CESP} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{CESP} = 10,67\% + 0,5277(5,00\%)$$

$$Ke_{CESP} = 13,31\%$$

Utilizando a fórmula do WACC, descrita no capítulo 2 desta dissertação, foi calculado o WACC da CESP:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [Kd \cdot (1 - t) \times (D / D+E)]]$$

$$WACC_{CESP} = (13,31\% \times 63,05\%) + ((10,76\% \times (1 - 60,87\%)) \times 36,95\%)$$

$$WACC_{CESP} = 8,39\% + 1,56\% = 9,95\%$$

De acordo com os cálculos acima, conclui-se que o WACC da CESP é de 9,95%, o representa cerca de 1 (um) ponto percentual inferior ao encontrado para a CEMIG.

5.3 Cia. Paranaense de Energia(COPEL)

A Cia. Paranaense de Energia (COPEL) tem sede na cidade Curitiba e atua nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica em nove estados do Brasil. Suas ações são negociadas nas bolsas de São Paulo, Nova Iorque e Madri, e tem como principal acionista o Governo do Estado do Paraná.

5.3.1 O Beta Alavancado da COPEL

Conforme apresentado na Tabela 15, o coeficiente beta calculado para a COPEL foi de 0,4946, estatisticamente significativo.

TABELA 15 □ Cálculo Beta COPEL

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	-0,0002	0,0006	-0,3371	0,7361
IBV	0,4946	0,0447	11,0437	1,73E-25
	$R^2 = 0,4453$	$R^2\text{ajustado} = 0,1983$	$F = 121,9649$	

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

O beta da COPEL está bem próximo do valor calculado para a CEMIG, demonstrando que as duas empresas têm riscos sistemáticos bem próximos.

5.3.2 A Estrutura de Capital da COPEL

Analizando a Tabela 16, pode-se constatar que a Dívida da COPEL foi de R\$2.841.134 mil em 2011 e de R\$3.973.272 mil em 2012.

TABELA 16 □ Cálculo da Dívida COPEL

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	4.699.255	3.702.013
Total realizável a longo prazo	6.302.904	5.659.868
Investimentos	543.036	549.158
Imobilizado	7.871.849	7.209.123
Intangível	1.794.510	1.721.857
Total do Ativo não circulante	16.512.299	15.140.006
Total do Capital Investido	21.211.554	18.842.019
(-) Passivo não Oneroso		
Obrigações sociais e trabalhistas	384.150	224.095
Fornecedores	1.136.359	747.453
Imposto de renda e contribuição social	170.189	151.790
Outras obrigações fiscais	290.896	288.457
Dividendo mínimo obrigatório a pagar	204.780	135.744
Benefícios pós-emprego	25.819	36.037
Encargos do consumidor a recolher	56.498	70.511
Outras contas a pagar	97.042	86.676
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	100.996	108.462
Obrigações fiscais	0	152
Imposto de renda e contribuição social diferidos	615.924	648.266
Benefícios pós-emprego	502.423	432.838
Outras contas a pagar	0	53
Provisões para litígios	1.155.708	1.000.823
Passivo não Oneroso	4.740.784	3.931.357
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	12.497.498	12.069.528
(=) Dívida	3.973.272	2.841.134

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 17 demonstra que, em 2012, a COPEL teve um Grau de Alavancagem de 0,32, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$0,32 de capital de terceiros.

TABELA 17 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – COPEL

	2012	2011
Total de Origens	16.470.770	14.910.662
(-) Capital Próprio	12.497.498	12.069.528
(=) Dívida	3.973.272	2.841.134
Participação de Capital Próprio	75,88%	80,95%
Participação de Dívida	24,12%	19,05%
Grau de Alavancagem	0,32	0,24
Despesas Financeiras	-275.655	-352.764
Custo da Dívida	6,94%	12,42%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	972.698	1.583.916
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	-246.178	-407.062
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	25,31%	25,70%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O custo da dívida foi de 6,94% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 25,31%, abaixo da alíquota nominal de 34%.

5.3.3 O WACC da COPEL

Com o calculo do beta da COPEL foi estimado o custo do capital próprio da COPEL:

$$Ke_{COPEL} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{COPEL} = 10,67\% + 0,4946(5,00\%)$$

$$Ke_{COPEL} = 13,14\%$$

O WACC da COPEL apresenta valor de:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [Kd \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]]$$

$$WACC_{COPEL} = (13,14\% \times 75,88\%) + ((6,94\% \times (1 - 25,31\%)) \times 24,12\%)$$

$$WACC_{COPEL} = 9,97\% + 1,25\% = 11,22\%$$

5.4 CPFL Energia S.A. (CPFL)

A CPFL Energia S.A. (CPFL) atua nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná. Atualmente, a CPFL é a maior empresa de distribuição de energia no Brasil e a segunda maior geradora privada de energia no país, além de liderar o segmento de energias renováveis. Seus maiores acionistas são a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (PREVI) e o grupo Camargo Correa.

5.4.1 O Beta Alavancado da CPFL Energia S.A. (CPFL)

A Tabela 18 apresenta as estatísticas utilizadas para cálculo do beta da CPFL, o coeficiente beta calculado foi de 0,3899, que, ademais, o R^2 ajustado indica que 4% da variação das ações da CPFL é justificada pela variação do IBOVESPA.

TABELA 18 □Cálculo Beta CPFL

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	0,0004	0,0005	0,8091	0,4187
IBV	0,3899	0,0399	9,7570	1,11 E-20
$R^2 = 0,4023$ R^2 ajustado = 0,1618 F = 95,2005				

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

O beta da CPFL foi o menor das empresas do setor, evidenciado que essa é a empresa com o menor risco sistemático dentre as analisadas.

5.4.2 A Estrutura de Capital da CPFL

Analizando a Tabela 19, pode-se constatar que a dívida da CPFL foi de R\$16.825.635 mil em 2011 e de R\$13.358.705 mil em 2012.

TABELA 19 □ Cálculo da Dívida CPFL

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	5.630.195	5.363.054
Total realizável a longo prazo	6.298.174	4.830.488
Investimentos	0	0
Imobilizado	9.611.958	8.292.076
Intangível	9.535.360	8.927.439
Total do Ativo não circulante	25.445.492	22.050.003
Total do Capital Investido	31.075.687	27.413.057
(-) Passivo não Oneroso		
Fornecedores	1.691.000	1.240.144
Encargos de dívidas	142.599	141.902
Encargos de debêntures	95.614	83.552
Entidade de previdência privada	51.675	40.695
Taxes regulamentares	114.488	145.146
Tributos e contribuições sociais	442.365	483.028
Dividendo e Juros sobre o capital próprio	26.542	24.524
Obrigações estimadas com pessoal	72.535	70.771
Derivativos	109	0
Uso do bem publico	30.422	28.738
Outras contas a pagar	631.043	813.338
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	4.467	0
Encargos de dívidas	62.271	23.627
Entidade de previdência privada	325.455	414.629
Tributos e contribuições sociais	0	165
Débitos Fiscais diferidos	1.155.734	1.038.102
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	386.079	338.121
Derivativos	336	24
Uso do bem publico	461.157	440.926
Outras contas a pagar	149.099	174.410
Passivo não Oneroso	5.842.990	5.501.842
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	8.407.062	8.552.510
(=) Dívida	16.825.635	13.358.705

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 20 demonstra que, em 2012, a CPFL teve um grau de alavancagem de 2,00, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$2,00 de capital de terceiros. O capital próprio da empresa representa cerca de 1/3 do capital total.

TABELA 20 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – CPFL

	2012	2011
Total de Origens	25.232.697	21.911.215
(-) Capital Próprio	8.407.062	8.552.510
(=) Dívida	16.825.635	13.358.705
Participação de Capital Próprio	33,32%	39,03%
Participação de Dívida	66,68%	60,97%
Grau de Alavancagem	2,00	1,56
Despesas Financeiras	-1.487.964	-1.386.778
Custo da Dívida	8,84%	10,38%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	2.003.481	2.425.169
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	-746.747	-800.896
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	37,27%	33,02%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O custo da dívida foi de 8,84% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 37,27%, acima dos 34% (25% de Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social).

5.4.3 O WACC da CPFL

O WACC da CPFL é o custo de capital próprio da CPFL é bem próximo do custo de capital próprio da CEMIG:

$$Ke_{CPFL} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{CPFL} = 10,67\% + 0,3899(5,00\%)$$

$$Ke_{CPFL} = 12,62\%$$

Considerando a Taxa Livre de Risco e o Prêmio de Risco do mercado corrigido pelo risco sistemático da empresa chega-se a um WACC de 7,91% ao ano:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)] + [Kd \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]$$

$$WACC_{CPFL} = (12,62\% \times 33,32\%) + ((8,84\% \times (1 - 37,27\%)) \times 66,68\%)$$

$$WACC_{CPFL} = 4,20\% + 3,71\% = 7,91\%$$

De acordo com os cálculos acima, estima-se que o WACC da CPFL seja de 7,91%.

5.5 ELETROBRAS

A ELETROBRAS é uma empresa de capital aberto controlado pelo Governo Federal, atuando nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. A ELETROBRAS possui doze subsidiárias, um centro de pesquisas em energia, uma empresa de participações e metade das ações da Usina de Itaipu. Suas ações são negociadas nas bolsas de valores das cidades de São Paulo, Nova Iorque e Madri.

5.5.1 O Beta Alavancado da ELETROBRAS

Conforme apresentado na Tabela 21, o coeficiente beta calculado para a ELETROBRAS foi de 0,5497, estatisticamente significativo.

TABELA 21 □ Cálculo Beta ELETROBRAS

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	-0,0011	0,0010	-1,1349	0,2569
IBV	0,5497	0,0722	7,6044	1,45E-13
	R ² = 0,1049	R ² ajustado = 0,1031	F = 57,8270	

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

O beta da ELETROBRAS apresentou o segundo maior valor, abaixo somente da ENEVA, contudo a sensibilidade de retornos da ELETROBRAS é menor do que a do IBOVESPA.

5.5.2 A Estrutura de Capital da ELETROBRAS

Analizando a Tabela 22, pode-se constatar que o capital investido da ELETROBRAS foi de R\$144.834.736 mil em 2011 e de R\$157.634.269 mil em 2012.

TABELA 22 □ Cálculo da Dívida ELETROBRAS

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	44.342.544	36.662.672
Total realizável a longo prazo	72.746.893	66.322.573
Investimentos	5.398.299	5.510.192
Imobilizado	47.407.102	53.214.861
Intangível	2.300.740	2.371.367
Total do Ativo não circulante	127.853.034	127.418.993
Total do Capital Investido	172.195.578	164.081.665
(-) Passivo não Oneroso		
Fornecedores	7.490.802	6.338.102
Adiantamentos a clientes	469.892	413.041
Tributos a recolher	886.312	815.236
Imposto de renda e contribuição social	370.704	217.285
Conta de consumo de combustível - CCC	1.369.201	3.079.796
Remuneração aos acionistas	3.977.667	4.373.773
Créditos ao tesouro nacional	131.047	109.050
Obrigações estimadas	1.444.992	802.864
Obrigações de resarcimento	5.988.698	1.955.966
Benefício pós-emprego	118.553	451.801
Provisões para contingências	267.940	240.190
Encargos setoriais	1.308.152	1.218.768
Arrendamento mercantil	162.929	142.997
Outros	1.808.362	900.806
NÃO CIRCULANTE		
Adiantamento de clientes	830.234	879.452
Empréstimo compulsório	321.894	211.554
Obrigação para desmobilização de ativos	988.490	408.712
Provisões operacionais	1.005.908	843.029
Conta de consumo de combustível - CCC	2.401.069	954.013
Provisão para contingências	5.288.394	4.652.176
Benefício pós-emprego	4.628.570	2.256.132
Contratos onerosos	4.905.524	96.204
Obrigações de resarcimento	1.801.059	1.475.262
Arrendamento mercantil	1.860.104	1.775.544
Remuneração aos acionistas	0	3.143.222
Adiantamento para futuro aumento de capital	161.308	148.695
Encargos setoriais	428.501	385.724
Tributos a recolher	635.269	773.500
Imposto de renda e contribuição social	779.615	1.129.022
Outros	509.914	1.046.362
Passivo não Oneroso	52.341.104	41.238.278
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	67.280.592	77.202.318
(=) Dívida	52.573.882	45.641.069

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 23 demonstra que, em 2012, a ELETROBRAS teve um grau de alavancagem de 0,78, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$0,78 de capital de terceiros.

TABELA 23 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – ELETROBRAS

	2012	2011
Total de Origens	119.854.474	122.843.387
(-) Capital Próprio	67.280.592	77.202.318
(=) Dívida	52.573.882	45.641.069
Participação de Capital Próprio	56,14%	62,85%
Participação de Dívida	43,86%	37,15%
Grau de Alavancagem	0,78	0,59
Despesas Financeiras	-3.702.933	-3.869.402
Custo da Dívida	7,04%	8,48%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	-7.316.126	4.538.822
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	0	-173.185
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	0,00%	3,82%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O custo da dívida foi de 7,04% em 2012, e não foi considerada alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 0%, pois, no exercício de 2012, a ELETROBRAS apresentou prejuízo fiscal, não pagando Imposto de Renda e Contribuição Social.

5.5.3 O WACC da ELETROBRAS

Após calcular o beta da ELETROBRAS e utilizando as premissas descritas no capítulo 4 desta pesquisa, foi estimado o Custo do Capital Próprio da ELETROBRAS:

$$K_e \text{ ELETROBRAS} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$K_e \text{ ELETROBRAS} = 10,67\% + 0,5497(5,00\%)$$

$$K_e \text{ ELETROBRAS} = 13,42\%$$

Utilizando a fórmula do WACC, descrita no capítulo 2 desta dissertação, foi calculado o WACC da ELETROBRAS:

$$WACC = K_e \cdot [(E / (D+E)] + [K_d \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]$$

$$WACC \text{ ELETROBRAS} = (13,42\% \times 56,14\%) + ((7,04\% \times (1 - 0,00\%)) \times 43,86\%)$$

$$\text{WACC ELETROBRAS} = 7,53\% + 3,09\% = 10,62\%$$

De acordo com os cálculos anteriores, estima-se que o WACC da ELETROBRAS é de 10,62%.

5.6 ENEVA Energia S.A.

A ENEVA Energia S.A. (antiga MPX Energia) atua nos segmentos de geração e comercialização de energia, possui empreendimentos nos estados do Maranhão, Amapá e Ceará e tem como principal controlador o grupo alemão E.ON.

5.6.1 O Beta Alavancado da ENEVA Energia S.A.

Conforme apresentado na Tabela 24, o coeficiente beta calculado para a ENEVA foi de 0,6175, com possibilidade de significância próxima de zero.

TABELA 24 □ Cálculo Beta ENEVA

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	0,0014	0,0010	1,5710	0,1168
IBV	0,6175	0,0630	9,800	7,77E-21
	$R^2 = 0,1630$	$R^2 \text{ajustado} = 0,1613$	$F = 96,0410$	

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

O beta encontrado para a ENEVA foi o maior entre as empresas analisadas, demonstrando que a ENEVA é a empresa que apresenta a maior volatilidade (risco) dos retornos. O coeficiente beta foi estatisticamente significativo. O poder de explicação do modelo foi muito baixo (R^2 ajustado = 0,1613), ou seja, existem outros fatores importantes para explicar a volatilidade dos retornos e que não foram considerados na análise. Entretanto, o trabalho considera com um modelo simples, utilizando apenas uma variável explicativa pode-se aceitar a estimativa do beta.

5.6.2 A Estrutura de Capital da ENEVA

Analisando a Tabela 25, podemos constatar que a dívida da ENEVA aumentou de 2011 para 2012.

TABELA 25 □ Cálculo da Dívida ENEVA

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	1.100.728	1.708.592
Total realizável a longo prazo	675.016	527.921
Investimentos	62.956	55.742
Imobilizado	7.362.815	5.393.809
Intangível	249.665	267.616
Total do Ativo não circulante	8.350.452	6.245.088
Total do Capital Investido	9.451.180	7.953.680
(-) Passivo não Oneroso		
Contas a pagar	228.638	186.680
Débitos com controladora	3.407	0
Débitos com partes relacionadas	19.057	3.697
Impostos e contribuições a recolher	11.375	18.261
Obrigações sociais e trabalhistas	12.980	18.017
Retenção contratual	133.935	180.497
Participação nos lucros	23.900	19.177
Dividendos a pagar	1.960	2.270
Outros passivos	16.888	55.748
NÃO CIRCULANTE		
Débitos com partes relacionadas	215	340
Derivativos	0	62.003
Perdas com operações com derivativos	166.992	156.798
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.431	13.239
Provisão para desmantelamento	4.197	3.854
Outras provisões	710	1.026
Passivo não Oneroso	634.685	721.607
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	2.704.575	1.370.075
(=) Dívida	6.111.920	5.861.998

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 26 demonstra que, em 2012, a ENEVA teve um grau de alavancagem de 2,26, que significa que, para cada R\$ 1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$2,26 de capital de terceiros.

TABELA 26 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – ENEVA

	2012	2011
Total de Origens	8.816.495	7.232.073
(-) Capital Próprio	2.704.575	1.370.075
(=) Dívida	6.111.920	5.861.998
Participação de Capital Próprio	30,68%	18,94%
Participação de Dívida	69,32%	81,06%
Grau de Alavancagem	2,26	4,28
Despesas Financeiras	-292.820	-1.789.274
Custo da Dívida	4,79%	30,52%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	-549.092	-539.471
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	0	0
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	0,00%	0,00%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O custo da dívida foi de 4,79% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 0%, pois, no exercício de 2012, a ENEVA apresentou prejuízo fiscal, não pagando Imposto de Renda e Contribuição Social.

5.6.3 O WACC da ENEVA

Após calcular o Beta da ENEVA e utilizando as premissas descritas no capítulo 4 desta pesquisa, foi estimado o Custo do Capital Próprio da ENEVA:

$$Ke_{ENEVA} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{ENEVA} = 10,67\% + 0,6175(5,00\%)$$

$$Ke_{ENEVA} = 13,76\%$$

Utilizando a fórmula do WACC, descrita no capítulo 2 desta dissertação, foi calculado o WACC da ENEVA:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [Kd \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]]$$

$$WACC_{ENEVA} = (13,76\% \times 30,68\%) + ((4,79\% \times (1 - 0,00\%)) \times 69,32\%)$$

$$WACC_{ENEVA} = 4,22\% + 3,32\% = 7,54\%$$

De acordo com os cálculos acima, estima-se que o WACC da ENEVA seja de 7,54%.

5.7 LIGHT S/A

A LIGHT atua no estado do Rio de Janeiro e tem como principal atividade a distribuição de energia, atendendo a 31 municípios do estado. Possui participação em dezoito empresas, ações negociadas na bolsa de valores da cidade de São Paulo, e tem como principal acionista a CEMIG.

5.7.1 O Beta Alavancado da LIGHT

Conforme apresentado na Tabela 27, o coeficiente beta calculado para a LIGHT foi de 0,4468, estatisticamente significativo.

TABELA 27 □ Cálculo Beta LIGHT

	Coeficientes	Erro padrão	Estatística t	Probabilidade
C	0,0003	0,0007	0,4704	0,6382
IBV	0,4468	0,0479	9,3121	4,14E-19
$R^2 = 0,1630$		R^2 ajustado = 0,1613	F = 96,0410	

Fonte: Dados da Pesquisa.

Número de Observações: 495.

O Beta da LIGHT está bem próximo do da CEMIG, demonstrando que os riscos sistemáticos são bem parecidos, fato este que pode ter contribuído para a aquisição daquela corporação pela empresa mineira no ano de 2006.

5.7.2 A Estrutura de Capital da LIGHT

Analizando a tabela 28, pode-se constatar que a dívida da LIGHT foi de R\$6.294.604 mil em 2011 e de R\$5.799.539 mil em 2012.

TABELA 28 □ Cálculo da Dívida LIGHT

(em milhares de reais)	2012	2011
Total do Ativo Circulante	2.338.763	2.681.762
Total realizável a longo prazo	3.058.332	2.164.545
Investimentos	91.855	54.086
Imobilizado	2.220.564	1.985.833
Intangível	4.017.057	4.174.900
Total do Ativo não circulante	9.387.808	8.379.364
Total do Capital Investido	11.726.571	11.061.126
(-) Passivo não Oneroso		
Fornecedores	861.823	757.158
Imposto de renda e contribuição social	50.353	40.272
Dividendos e JCP a pagar	74.792	73.741
Obrigações estimadas	48.578	47.379
Benefícios pós-emprego	116.107	80.525
Não Circulante		
Benefícios pós-emprego	1.254.631	1.090.684
Passivo não Oneroso	2.406.284	2.089.759
(-) Capital Próprio		
Total do Patrimônio Líquido	3.025.683	3.171.828
(=) Dívida	6.294.604	5.799.539

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 29 demonstra que, em 2012, a CPFL teve um Grau de Alavancagem de 2,75, que significa que, para cada R\$1,00 de capital próprio, a empresa utilizou R\$2,75 de capital de terceiros.

TABELA 29 □ D/E, Custo da Dívida e Alíquota Efetiva IRPJ/CSLL – LIGHT

	2012	2011
Total de origens	9.320.287	8.971.367
(-) Capital Próprio	3.025.683	3.171.828
(=) Dívida	6.294.604	5.799.539
Participação de Capital Próprio	32,46%	35,36%
Participação de Dívida	67,54%	64,64%
Grau de Alavancagem	2,08	1,83
Despesas Financeiras	-699.622	-586.107
Custo da Dívida	11,11%	10,11%
Lucro Antes Imposto de renda e Contribuição Social	602.141	463.009
Total de Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	-178.218	-121.031
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	29,60%	26,14%

Fonte: Dados da Pesquisa.

O Custo da Dívida foi de 11,11% em 2012, e a alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social, após adições e exclusões, em 2012, foi de 29,60%, abaixo dos 34% (25% de Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social).

5.7.3 O WACC da LIGHT

Após calcular o beta da LIGHT foi estimado o custo do capital próprio da LIGHT, que é de aproximadamente 13% ao ano:

$$Ke_{LIGHT} = R_f + \beta(\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{LIGHT} = 10,67\% + 0,4468(5,00\%)$$

$$Ke_{LIGHT} = 12,90\%$$

De acordo com os cálculos, estima-se que o WACC da LIGHT seja de 9,47%.

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [K_d \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]]$$

$$WACC_{LIGHT} = (12,90\% \times 32,46\%) + ((11,11\% \times (1 - 29,60\%)) \times 67,54\%)$$

$$WACC_{LIGHT} = 4,19\% + 5,28\% = 9,47\%$$

5.8 Custo do Investimento para o Setor Elétrico

Com as estimativas da alíquota efetiva de imposto de renda, do grau de alavancagem e dos betas de todas as empresas, foram calculados, seguindo a metodologia selecionada, os betas desalavancados de todas as empresas (Tabela 30).

TABELA 30 □ Beta Desalavancado das Empresas do Setor Elétrico

NOME	Aliquota Efetiva de IRPJ/CSLL	Alavancagem * 100	Beta Alavancado	Beta Desalavancado
CEMIG	0,1993	139,0958	0,4488	0,2123
CESP	0,6087	58,5964	0,5278	0,4293
COPEL	0,2531	31,7925	0,4947	0,3997
CPFL ENERGIA	0,3727	200,1369	0,3900	0,1729
ELETROBRAS	-	78,1412	0,5497	0,3086
ENEVA	-	225,9845	0,6175	0,1894
LIGHT S/A	0,2960	208,0391	0,4468	0,1813

Fonte: Dados da Pesquisa.

Conforme discussões teóricas, maior alavancagem aumenta o risco das dificuldades financeiras, e desta forma espera-se que o risco sistemático aumente. Assim o custo de capital próprio aumenta para compensar a elevação percebida do risco, e isto está refletido na Tabela 31.

TABELA 31 □ Efeito da Alavancagem nas Empresas - bottom-Up

Divida/Capital Próprio	CEMIG	CESP	COPEL	CPFL	ELET	ENEVA	LIGHT	Setor Elétrico
0	0,2123	0,4293	0,3997	0,1729	0,3086	0,1894	0,1813	0,2473
25	0,2548	0,4713	0,4744	0,2000	0,3858	0,2368	0,2132	0,2908
50	0,2973	0,5133	0,5490	0,2271	0,4629	0,2842	0,2451	0,3343
75	0,3398	0,5553	0,6237	0,2543	0,5401	0,3315	0,2770	0,3778
100	0,3823	0,5973	0,6983	0,2814	0,6172	0,3789	0,3089	0,4214
125	0,4248	0,6393	0,7730	0,3085	0,6944	0,4262	0,3408	0,4649
150	0,4673	0,6813	0,8476	0,3356	0,7715	0,4736	0,3727	0,5084
142	0,4540	0,6682	0,8242	0,3271	0,7473	0,4587	0,3627	0,4948
175	0,5098	0,7233	0,9223	0,3627	0,8487	0,5209	0,4046	0,5519
200	0,5523	0,7653	0,9969	0,3898	0,9258	0,5683	0,4365	0,5955
225	0,5948	0,8073	1,0715	0,4170	1,0030	0,6157	0,4684	0,6390
250	0,6373	0,8493	1,1462	0,4441	1,0801	0,6630	0,5004	0,6825

Fonte: Dados da Pesquisa.

Verifica-se que o beta desalavancado varia de 0,1813 (LIGHT) à 0,4293 (CESP). Com uma alavancagem padronizada de 200% (uma estrutura de capital de 1/3 de capital próprio para 2/3 de dívida) o beta alavancado sobe substancialmente, atingindo índices próximos da carteira de mercado (IBOVESPA), como a empresa COPEL, por exemplo.

5.8.1 Custo da Dívida para o Setor Elétrico

Para estimar o valor do custo de capital de terceiros (K_d), a pesquisa utilizou a média dos valores de dívida de cada empresa ponderado pelo valor de mercado da empresa.

TABELA 32 □ Cálculo do Custo da Dívida do Setor

Empresa	Kd	Fator	Kd * Fator
CEMIG	11,69%	25,67%	3,00%

CESP	10,76%	8,14%	0,88%
COPEL	6,94%	10,45%	0,72%
CPFL	8,84%	27,82%	2,46%
ELETROBRAS	7,04%	13,06%	0,92%
ENEVA	4,79%	8,71%	0,42%
LIGHT	11,11%	6,15%	0,68%
Setor	100,00%	9,08%	

Fonte: Dados da Pesquisa.

A Tabela 32 apresenta o custo da dívida para o setor, calculado mediante o fator de ponderação, dado pelos valores de mercado. O valor final estimado foi de 9,08% ao ano.

5.8.2 O Custo do Capital Próprio do Setor

Para prosseguir com a pesquisa, foi elaborado o cálculo do beta setorial utilizando a estrutura de capital e alíquota efetiva de imposto de renda médias das empresas da amostra.

A Tabela 33 fornece informações adicionais para o cálculo do beta setorial. A partir do beta desalavancado do setor, estimado em 0,2473, e das alíquotas efetivas de tributos sobre a renda e alavancagem foi estimado que o beta alavancado do setor é 0,4948.

TABELA 33 □ Alavancagem e Alíquotas Efetivas de Impostos de Renda médios do setor

Nome	Valor de Mercado	Fator Ponderador	Alíquota Efetiva de IR/CSLL		Alavancagem	
			Empresa	Setor	Empresa	SETOR
CEMIG	19.000.813,00	0,256710	0,20	0,0512	139,10	35,71
CESP	6.027.380,00	0,081433	0,61	0,0496	58,60	4,77
COPEL	7.732.173,00	0,104465	0,25	0,0264	31,79	3,32
CPFL	20.592.669,00	0,278217	0,37	0,1037	200,14	55,68
ELETROBRAS	9.664.347,00	0,130570	-	-	78,14	10,20
ENEVA	6.447.398,00	0,087107	-	-	225,98	19,68
LIGHT	4.551.808,00	0,061497	0,30	0,0182	208,04	12,79
Total	74.016.588,00	1,000000		0,2491		142,16

Fonte: Dados da Pesquisa.

O beta do setor é de cerca de 0,50, e foi calculado da seguinte forma:

$$\beta_{\text{setor}} = \beta_{\text{Desalavancado}} \times (1 + ((1 - \text{IR}) \times \text{Alavancagem}))$$

$$\beta_{\text{setor}} = 0,24 \times (1 + ((0,75 \times 1,42)))$$

$$\beta_{\text{setor}} = 0,4948$$

TABELA 34 □ Custo de Capital Próprio das empresas e setorial

Empresa	Beta (β)	Taxa Livre de Risco (Rf)	Prêmio de Risco	Custo Capital Próprio
CEMIG	0,4488	10,67%	5,00%	12,9140%
CESP	0,5278	10,67%	5,00%	13,3088%
COPEL	0,4947	10,67%	5,00%	13,1433%
CPFL	0,3900	10,67%	5,00%	12,6199%
ELETROBRAS	0,5497	10,67%	5,00%	13,4187%
ENEVA	0,6175	10,67%	5,00%	13,7576%
LIGHT	0,4468	10,67%	5,00%	12,9040%
SETOR ELÉTRICO	0,4919	10,67%	5,00%	13,1296%

Fonte: Dados da pesquisa.

Com o beta do setor estimado em 0,4948, podem-se efetuar os cálculos para estimar o custo do capital próprio do Setor. Utilizando o modelo CAPM, estima-se que o custo de capital próprio do setor de energia situa-se em 13,14% ao ano. Esta taxa foi obtida da seguinte forma:

$$Ke_{\text{SETOR}} = R_f + \beta (\text{Prêmio pelo Risco})$$

$$Ke_{\text{SETOR}} = 10,67\% + 0,4948(5,00\%)$$

$$Ke_{\text{SETOR}} = 13,14\%$$

5.8.3 WACC do Setor

Utilizando a mesma metodologia empregada para cálculo do WACC das empresas, a pesquisa estimou o WACC do setor, que leva em consideração a estimativa de capital e o risco sistemático estimado, e correspondentes custos de capital próprio e de dívida:

$$WACC = Ke \cdot [(E / (D+E)) + [Kd \cdot (1 - t) \times (D / (D+E))]]$$

$$WACC_{\text{SETOR}} = (13,14\% \times 41,29\%) + ((9,08\% \times (1 - 0,25) \times 58,71\%)$$

$$WACC_{\text{SETOR}} = 5,43\% + 4,00\% = 9,43\%$$

TABELA 35 – WACC das Empresas e do Setor

Empresa	Ke	% Ke	Ke Ajustado	Kd	1 - Alíquota efetiva	% Kd	Kd Ajustado	WACC
CEMIG	12,91%	41,82%	5,40%	11,69%	0,80	58,18%	5,44%	10,85%
CESP	13,31%	63,05%	8,39%	10,76%	0,39	36,95%	1,56%	9,95%
COPEL	13,14%	75,88%	9,97%	6,94%	0,75	24,12%	1,25%	11,22%
CPFL	12,62%	33,32%	4,20%	8,84%	0,63	66,68%	3,70%	7,90%
ELETROBRAS	13,42%	56,14%	7,53%	7,04%	1,00	43,86%	3,09%	10,62%
ENEVA	13,76%	30,68%	4,22%	4,79%	1,00	69,32%	3,32%	7,54%
LIGHT	12,90%	32,46%	4,19%	11,11%	0,70	67,54%	5,28%	9,47%
SETOR	13,14%	41,29%	5,43%	9,08%	0,75	58,70%	4,00%	9,43%

Fonte: Dados da pesquisa

De acordo com os cálculos acima, estima-se que o WACC do setor de energia no país situa-se em 9,43% ao ano.

Para finalizar, cabe aqui uma comparação com um estudo efetuado pela ANEEL (Nota Técnica número 374/2012-SRE/ANEEL⁷) utilizada para revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia. Embora a amostra utilizada no estudo da ANEEL não cubra todo o setor de energia elétrica, que é o foco da presente dissertação, observam-se resultados bem próximos. No trabalho realizado pela ANEEL, o custo de capital próprio situou-se em 13,43% ao ano, cifra que é quase a mesma da apurada nesta dissertação (13,14%). Em relação ao uso de capital de terceiros, a ANEEL estimou um custo de 11,26% a.a., que é inferior à 2,18 pontos percentuais levantados nesta dissertação, isto é, 9,08% ao ano, porém a ANEEL utilizou como metodologia para cálculo do custo de capital de terceiros uma estimativa considerando um ativo livre de risco mais um prêmio pelo risco de crédito e risco país. Em relação ao resultado final, a ANEEL chegou a um custo médio ponderado de capital (WAAC) de 10,13%, ou seja, apenas 0,7 ponto percentual superior ao valor estimado nesta dissertação, cujo resultado foi e 9,43% ao ano.

Dois fatores podem explicar esta pequena diferença nas estimativas: a estrutura de capital e o efeito dos benefícios fiscais empregados nos dois estudos. Em relação ao

⁷http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/058/resultado/nt_374_nivel_tarifario_cee_e_3crtp_2012.pdf.

primeiro fator, a ANEEL, com base na amostra utilizada, considerou uma estrutura de capital composta de 45% de capital próprio e de 55% de capital de terceiros, mostrando uma alavancagem da ordem de 1,22. A alavancagem do setor, calculada nesta dissertação, foi um pouco maior, situando-se em 1,42. Como o custo da dívida é menor do que o referente ao capital próprio, o uso de distintas participações de capital próprio e de terceiros explica, em parte, as diferenças relatadas. Ademais, foi utilizada na dissertação a alíquota efetiva do Imposto de Renda incidente sobre cada empresa para retratar o benefício fiscal pelo uso do capital de terceiros. Como algumas empresas exibem alíquotas efetivas muito baixas, decorrentes de desempenhos econômico-financeiros passados, elas, no presente estudo, não gozam do benefício fiscal potencial, que é de 34% sobre as despesas financeiras realizadas. Assim, este fator pode contribuir na explicação dos valores mais altos encontrados na dissertação para o custo da dívida, que obviamente eleva o custo médio ponderado de capital das empresas e do setor.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A estrutura de capital é um dos temas mais importantes e discutidos nas teorias de finanças. É de fundamental importância uma decisão balizada na escolha das fontes de financiamento, que maximize o valor adicionado aos negócios de uma empresa, consoante a um nível de risco aceitável.

Em termos dos resultados desta pesquisa ressalte-se que ao mensurar risco sistêmico das empresas, os coeficientes beta das empresas analisadas mostraram-se estatisticamente significantes. Ou seja, para todas as empresas, foi aceito o valor do coeficiente beta calculado pela regressão, permitindo-se utilizar o modelo CAPM para quantificar o custo do capital próprio. Além disso, para as empresas analisadas, o beta foi menor do que 1, indicando que as empresas do setor elétrico têm sensibilidade menor que a do IBOVESPA (benchmarking) e que o setor elétrico apresenta um Risco Sistemático menor do que o do conjunto de empresas do IBOVESPA.

O beta alavancado médio do setor, refletido pelos betas ponderados das sete empresas, foi calculado em 0,4948. As empresas ENEVA (0,6175), ELETROBRAS (0,5497) e CESP (0,5278) tiveram um beta acima da média do setor. Já as empresas COPEL (0,4947), CEMIG (0,4488), LIGHT (0,4468) e CPFL (0,3900) apresentaram betas menores do que a média do setor.

Já o beta desalavancado do setor elétrico, que desconsidera o uso de capitais de terceiros, foi calculado em 0,2473. As empresas CESP (0,4293), COPEL (0,3997) e ELETROBRAS (0,3086) continuam com beta acima da média setorial, ou seja, mesmo desconsiderando a alavancagem financeira, essas empresas apresentam risco acima do setor. As empresas ENEVA (0,1894), CEMIG (0,2123), CPFL (0,1729) e LIGHT (0,1813) apresentaram menores betas desalavancados.

Considerando o valor da dívida e do capital próprio encontrados a partir das Demonstrações Financeiras das empresas, a alavancagem média do setor medida pela relação capital de terceiros e capital próprio situa-se em 1,42.

As empresas ENEVA (225,98), LIGHT (208,04) e CPFL (200,14) apresentaram alavancagem acima da média setorial. Já as empresas, ELETROBRAS (78,14), COPEL (31,79) e CESP (59,60) apresentaram valores abaixo da média do setor. A estrutura de capital da CEMIG (139,10) está bem próxima à média encontrada para o setor elétrico

A partir do CAPM, utilizando os betas calculados de cada empresa, um prêmio pelo risco de 5,00% e um Ativo Livre de Risco de 10,67% foram calculados o custo do capital próprio das empresas e do setor elétrico.

Como a única variável alterada foi o valor do beta alavancado, a empresa de maior beta foi a que apresentou maior custo de capital próprio. As empresas ENEVA ($K_e = 13,75\%$), ELETROBRAS ($K_e = 13,41\%$), CESP ($K_e = 13,30\%$) e COPEL ($K_e = 13,13\%$) apresentaram custo de capital próprio acima do setor, o que é bem coerente, pois, se essas empresas têm risco acima do setor, logo o custo do capital próprio deve ser acima do exibido pelo setor.

Já as empresas CEMIG ($K_e = 12,91\%$), LIGHT ($K_e = 12,90\%$) e CPFL ($K_e = 12,62\%$) apresentaram custo de capital próprio menor do que o do setor, o que também é justificado pelo fato de o risco dessas empresas ser menor do que a média estimada para o Setor.

O custo de capital de terceiros médio do setor, calculado com base nas Demonstrações Financeiras das empresas, foi de 9,08%. As Empresas ENEVA ($K_d = 4,79\%$), ELETROBRAS ($K_d = 7,04\%$), CPFL ($K_d = 8,84\%$) e COPEL ($K_d = 6,94\%$) foram as empresas com menor custo de dívida. Já as empresas CESP ($K_d = 10,76\%$), CEMIG ($K_d = 11,69\%$) e LIGHT ($K_d = 11,11\%$) foram as que apresentaram maior custo pelo uso de capital de terceiros.

O WACC médio do Setor ficou em 9,43%. CESP (9,95%), COPEL (11,22%), ELETROBRAS (10,62%), CEMIG (10,85%) e LIGHT (9,47%) apresentaram WACC

acima da média setorial. Já as empresas CPFL (7,90%) e ENEVA (7,54%) apresentaram os menores valores.

Conforme previsto pela literatura de finanças e em linha com Modigliani e Miller II o custo de capital de terceiros foi menor (em todas as empresas da amostra) do que o custo de capital próprio, comprovando uma máxima em finanças de que o uso de dívida pode agregar valor ao acionista. Assim, confirma-se que a estrutura de capital influencia o custo de financiamento.

Um dos possíveis motivos para justificar a estrutura de capital da CESP e da COPEL é a composição societária das empresas, já que os controladores de ambas são Governos Estaduais (o acionista majoritário da CESP é o Estado de São Paulo e o da COPEL é o Estado do Paraná). Sua forma de gestão mais conservadora faz com que administradores optem por menor alavancagem financeira, com o intuito de reduzir o chamado risco de falência.

A CEMIG, mesmo tendo como acionista majoritário o Governo do Estado de Minas Gerais, demonstrou uma estrutura de capital menos conservadora do que a CESP e a COPEL, pois fez a opção de utilizar mais capital de terceiros do que capital próprio (alavancagem maior do que 1). Sua gestão está em consonância com as modernas práticas de planejamento financeiro voltadas para a criação de valor.

A LIGHT tem estrutura de capital, custo de capital próprio e custo de capital de terceiros bem parecidos com os da CEMIG, talvez este fato tenha contribuído para a aquisição daquela pela empresa mineira no ano de 2006.

A CPFL, ELETROBRAS e ENEVA se destacaram no quesito analisado, pois, revelaram ter menor custo médio ponderado de capital.

No que diz respeito a ELETROBRAS, foi verificado que a maior parte da dívida é referente a financiamentos e empréstimos de longo prazo. Nas Demonstrações Financeiras desta empresa existe uma nota explicativa sobre os financiamentos e empréstimos: informando que as operações de crédito em outras moedas realizadas com instituições financeiras internacionais, têm taxas que variam de 1,53% a 4,40%.

Outra parte dos financiamentos e empréstimos foi obtida junto ao Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal, e, especialmente, o BNDES. Fica aqui um alerta para o risco de exposição cambial que a ELETROBRAS está sujeita, pois, uma grande desvalorização no câmbio, que não pode ser descartada pela fragilidade da balança comercial brasileira, pode trazer um alto custo de financiamento, prejudicando a saúde financeira da empresa.

Novas pesquisas poderiam esclarecer estas questões, sendo recomendadas: i) trabalhar com diferentes estruturas de capital, para simular os efeitos da maior ou menor alavancagem no custo de capital; ii) empregar alíquotas máximas de Imposto de Renda, para verificar os efeitos de longo prazo dos incentivos fiscais no uso do capital terceiros; iii) trabalhar com uma amostra, contendo maior número de empresas, para captar especificidades das corporações, em especial dos riscos, estrutura de capital e desempenho econômico, que exercem efeitos no custo final do investimento.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, Carlos Drummond de. Disponível em <http://www.academia.org.br/abl/media/prosa9.pdf>. Acesso em: 27 out. 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Energia Hidráulica. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_3.htm. Acesso em: 27 out. 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 374/2012 - SRE/ANEEL. Brasília, 16 de outubro de 2012. 45p. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/058/resultado/nt_374_nivel_tarifario_ceee_3crtp_2012.pdf. Acesso em: 27 out. 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Portal Institucional. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 27 out. 2013.

ASSAF NETO, Alexandre. Finanças Corporativas e Valor. São Paulo: Atlas, 2006.

BERGMANN, Daniel Reed. Avaliação Empírica do Modelo CAPM no Mercado de Capitais Brasileiro via métodos do Momentos Generalizados. 2006. 86f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) □ Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

BOLSA de Valores de São Paulo. Portal Institucional. Disponível em <http://www.bmfbovespa.com.br/home.aspx?idioma=pt-br>. Acesso em: 25 out. 2013.

BONOMO, M.; CARVALHO, C. Endogenous time-dependent rules and inflation inertia. *Journal of Money - Credit and Banking*, [s.l.], v.36, n.6, p.1015-1041, 2004.

BRASIL, Haroldo Vinagre; BRASIL, Haroldo Guimarães. Gestão Financeira das Empresas. São Paulo: Qualitymark, 2008.

BRASIL. Congresso Nacional. Lei número 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm. Acesso em: 27 out. 2013.

BRASIL. Congresso Nacional. Lei número 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm. Acesso em: 15 mar. 2013.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Empresa de pesquisa Energética. Anuário Estático de Energia Elétrica. 2012a. 258f. Disponível em http://www.epe.gov.br/Anuario Estatico de Energia Eletrica/20120914_1.pdf. Acesso em: 25 out. 2013.

BRASIL. Presidência da República. Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012b. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. Acesso em: 27 out. 2013.

BRASIL. Receita Federal. Regulamento do Imposto de Renda (RIR) de 1999. Disponível em <http://www.receita.gov.br>. Acesso em: 27 out. 2013.

BREALEY, R.A.; MYERS S.C. Princípios de finanças empresariais. 5.ed. Lisboa, Portugal: Mc Graw Hill, 1992.

BRUNI, Adriano Leal. Avaliação de Investimentos. São Paulo: Atlas, 2008.

CÂMARA de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Portal institucional. Disponível em <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 25 out. 2013.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais. Portal Institucional. Disponível em <http://www.cemig.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

CESP. Companhia Energética de São Paulo. Portal Institucional. Disponível em <http://www.cesp.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia. Portal Institucional. Disponível em <http://www.copel.com/hpcopel/root/index.jsp>. Acesso em: 30 nov. 2013.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. Avaliação de Empresas Valuation: Calculando e Gerenciando o Valor da Empresa. São Paulo: Pearson, 2013.

COSTA, Luiz Guilherme Tinoco Aboim; COSTA, Luiz Rodolfo Tinoco Aboim; ALVIM, Marcelo Arantes. Valuation: Manual de Avaliação e Reestruturação Econômica de Empresas. São Paulo: Atlas, 2010.

CPFL. Portal Institucional. Disponível em <http://www.cpfl.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

DAMODARAN, Aswath. Avaliação de Investimentos. 2.ed. São Paulo: Qualitymark, 2010.

EHRHARDT, Michael C.; BRIGHAM, Eugene F. Administração Financeira: Teoria e Prática. São Paulo: Cengage, 2012.

ELETROBRAS. Portal Institucional. Disponível em <http://www.eletrobras.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

ENEVA. Portal Institucional. Disponível em <http://www.eneva.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

FAMÁ, R.; GRAVA, J.W. Teoria da estrutura de capital: as discussões persistem. Caderno de Pesquisa em Administração, Revista de Administração Contemporânea, Rio de Janeiro, v.1, n.11, p.27-36, 1º trim. 2000.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização no Setor Elétrico Brasileiro. 2000. Disponível em http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bnDES_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/ocde/ocde06.pdf. Acesso em: 25 out. 2013. 42p.

GALLO, Amyntas Jacques de Moraes. Estrutura de Capital no Brasil: Estudo da Participação do BNDES nas empresas que realizaram ofertas Públicas de ações no período de 2004-2008. 2009. 135f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) □ Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

GIL, Antonio Carlos. Como elaborar projetos de pesquisa. 4.ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GITMAN, Lawrence J. Princípios de Administração Financeira. 7.ed. São Paulo: Harbra, 1997.

GRINBLATT, M.; TITMAN, S. Financial markets and corporate strategy. New York:McGraw-Hill Companies Inc.,2002.

GROPPELLI, A. A.; NIKBAKHT, Ehsan. Administração Financeira. São Paulo: Saraiva, 2010.

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. Técnicas de Pesquisa. São Paulo: Atlas, 2009.

LIGHT. Portal Institucional. Disponível em <http://www.light.com.br>. Acesso em: 30 nov. 2013.

MARKOWITZ, Harry. Portfolio Selection. *Journal of Finance*, [s.l.], v.7, p.77-91, mar. 1952.

MARKOWITZ, Harry. *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. [s.l.]: Blackwell Publishers Inc., 1959.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *American Economic Review*, v.48, n.3, p.261-297, jun. 1958.

MYERS Stewart C.; MAJLUF, Nicholas S. Corporate financing and investment decisions when firms have information that investors do not have. *The Journal of Finance*, [s.l.], v.13, n.2, p.187-221, 1984.

NASCIMENTO, Auster Moreira. Uma contribuição para os estudos do Custo de Oportunidade. 1998. 110f. Dissertação (Mestrado em Contabilidade e Controladoria) □ Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.

PAUPERIO, Marco Antônio Luz. *Modelo Regulatório e Risco de Mercado: Uma Comparação entre as Empresas de Distribuição de Gás e Energia Elétrica Norte-americana e suas congêneres no Brasil, Chile e Argentina*. 2012. 89f. Dissertação (Mestrado em Energia) □ Programa Inter-Unidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

PINTO, Rinaldo Caldeira. *Uma análise da utilização do Coeficiente Beta no Setor Elétrico Brasileiro*. 2012. 123f. Dissertação (Mestrado em Energia) □ Programa Inter-Unidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

POVOA, Alexandre. *Valuation: Como Precificar Ações*. Rio de Janeiro: Campus, 2012.

ROSS, A. Stephen; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. *Administração Financeira: Corporate Finance*. São Paulo: Atlas, 2010.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. *Administração Financeira*. São Paulo: Atlas, 1995.

SAITO, R. Composição e Volume de Endividamento de Empresas Brasileiras. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE ECONOMETRIA, 24., 2002, Nova Friburgo. Anais... Nova Friburgo: [s.n.], 2002. p.1-15.

SILVA, Evandro Correia da. Capital Asset Pricing Model: Uma Avaliação do Modelo de Formação de Preço de Ativos de Capitais no Mercado de Ações no Brasil. 2003. 62f. Dissertação (Mestrado em Gestão e Estratégia de Negócios) □ Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

SILVA, Terezinha Vitória de Freitas. Oferta Pública Inicial e Retorno aos Acionistas: um estudo de caso na Companhia de Saneamento de Minas Gerais. 114 f. Dissertação apresentado no Mestrado Profissional de Administração de Empresas da Fundação Cultural Doutor Pedro Leopoldo, 2013.

SOUZA, Fernanda Cíntia de. Estrutura de Capital, dinamismo ambiental e performance: um estudo no contexto das empresas Brasileiras. 2010. 131 f. Dissertação (Mestrado em Administração) □ Faculdade de Administração, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

VIEIRA, Marcos Villela. Administração Estratégica do Capital de Giro. São Paulo: Atlas, 2005.

ANEXOS

ANEXO A □ Demonstrações Financeiras CEMIG

	<u>ATIVO (em milhares de reais)</u>	
	2012	2011
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de Caixa	2.485.810	2.862.490
Títulos e Valores Mobiliários - Aplicações Financeiras	1.557.804	358.987
Consumidores e Revendedores	2.346.520	2.549.546
Concessionários - Transporte de Energia	505.456	427.060
Ativo Financeiro da Concessão	1.040.720	1.120.035
Tributos Compensáveis	360.064	354.126
IRPJ e CSLL a recuperar	263.392	220.760
Revendedores - Transações com Energia Livre	20.755	22.080
Fundos Vinculados	132.495	3.386
Estoques	68.092	54.430
Provisão para Ganhos com Instrumentos Financeiros	31.734	-
Contas a Receber do Governo do Estado de MG	2.422.099	-
Outros Créditos	755.138	558.749
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	11.990.079	8.531.649
NÃO CIRCULANTE		
Títulos e Valores Mobiliários - Aplicações Financeiras	161.750	-
Contas a Receber do Governo do Estado de MG	-	1.830.075
IRPJ e CSLL Diferidos	1.451.794	1.235.869
Tributos Compensáveis	445.293	327.949
IRPJ e CSLL a recuperar	34.348	23.605
Depósitos Vinculados a Litígios	1.420.275	1.387.711
Consumidores e Revendedores	315.288	158.770
Concessionários - Transporte de Energia	10.440	11.931
Outros Créditos	267.590	172.436
Ativo Financeiro da Concessão	11.166.495	9.086.251
Total realizável a longo prazo	15.273.273	14.234.597
Investimentos	225.599	176.740
Imobilizado	8.810.529	8.661.791
Intangível	4.473.481	5.404.106
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	28.782.882	28.477.234
TOTAL DO ATIVO	40.772.961	37.008.883

PASSIVO (em milhares de reais)		
CIRCULANTE	2012	2011
Fornecedores	1.735.462	1.189.848
Encargos Regulatórios	412.840	368.229
Participação nos Lucros	86.256	89.512
Impostos, Taxas e Contribuições	569.008	516.553
IRPJ e CSLL	127.187	129.384
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar	3.478.810	1.243.086
Empréstimos e Financiamentos	5.158.989	4.354.518
Debêntures	1.947.317	3.466.542
Salários e Contribuições Sociais	260.047	271.891
Obrigações Pós-Emprego	88.932	100.591
Provisão para perdas em Instrumentos Financeiros	-	23.501
Concessões a Pagar	18.002	7.990
Outras Obrigações	424.522	407.701
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	14.307.372	12.169.346
NÃO CIRCULANTE		
Encargos Regulatórios	169.632	262.202
Empréstimos e Financiamentos	4.125.587	5.254.776
Debêntures	4.938.417	2.703.233
Impostos, Taxas e Contribuições	1.003.301	897.087
IRPJ e CSLL	947.870	885.160
Provisões	468.186	549.439
Concessões a Pagar	191.815	129.696
Obrigações Pós-Emprego	2.229.081	2.186.568
Provisão para perdas em Instrumentos Financeiros	1.319	-
Outras Obrigações	346.319	226.428
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	14.421.527	13.094.589
TOTAL DO PASSIVO	28.728.899	25.263.935
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	4.265.091	3.412.073
Reservas de Capital	3.953.850	3.953.850
Reservas de Lucro	2.856.176	3.292.871
Ajustes de Avaliação Patrimonial	968.945	1.086.154
Total do Patrimônio Líquido	12.044.062	11.744.948
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	40.772.961	37.008.883

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
RECEITA BRUTA	18.460.375	15.748.716
CUSTOS OPERACIONAIS		
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS		
Energia Elétrica comprada para revenda	-5.951.272	-4.277.980
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	-1.010.596	-830.024
Gás comprado para revenda	-495.114	-329.105
	-7.456.982	-5.437.109
Custos		
Pessoal e Administradores	-1.025.703	-933.954
Materiais	-67.522	-72.801
Serviços de Terceiros	-831.760	-739.674
Depreciação e Amortização	-948.546	-910.319
Provisões Operacionais	-36.064	-70.598
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-186.384	-153.979
Custo de Construção de Infraestrutura	-1.630.194	-1.529.269
Outras	-200.378	-152.463
	-4.926.551	-4.563.057
CUSTO TOTAL	-12.383.533	-10.000.166
LUCRO BRUTO	6.076.842	5.748.550
Despesa Operacionais	-348.071	-189.820
(Despesas) Reversões Gerais e Administrativas	-1.280.470	-840.961
Outras Despesas Operacionais	-626.920	-413.713
	-2.255.461	-1.444.494
Resultado de Equivalência Patrimonial	-3.272	-744
Ganho na diluição de participações em controladas do grupo	264.493	0
Resultado Operacional antes Resultado Financeiro e Impostos	4.082.602	4.303.312
Receitas Financeiras	3.210.239	994.995
Despesas Financeiras	-1.957.915	-1.965.266
RESULTADO ANTES IMPOSTOS	5.334.926	3.333.041
IRPJ e CSLL	-1.504.093	-1.111.451
IRPJ e CSLL diferidos	440.852	193.860
Total de IRPJ e CSLL	-1.063.241	-917.591
RESULTADO DO EXERCÍCIO	4.271.685	2.415.450

ANEXO B □ Demonstrações Financeiras CESP

ATIVO (em milhares de reais)		
CIRCULANTE	2012	2011
Caixa e equivalentes Caixa	513.525	435.112
Valores a receber	389.189	400.211
Provisão para Perdas Estimada de Créditos	-46.895	-22.308
Tributos e Contribuições a Compensar	6.656	14.643
Cauções e Depósitos	65.750	0
Almoxarifado	33.804	41.802
Outros Créditos	111.536	97.840
Despesas Pagas Antecipadas	1.672	1.963
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	1.075.237	969.263
NÃO CIRCULANTE		
Cauções e Depósitos Vinculados	628.201	462.039
Outros Créditos	4.868	19.539
Total realizável a longo prazo	633.069	481.578
Investimentos	0	8.172
Imobilizado	15.181.566	15.841.006
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	15.814.635	16.330.756
TOTAL DO ATIVO	16.889.872	17.300.019

PASSIVO (em milhares de reais)

	2012	2011
CIRCULANTE		
Fornecedores	20.619	38.071
Empréstimos e Financiamento	703.789	425.906
Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC	287.581	282.771
Valores a Pagar	46.391	41.043
Tributos e Contribuições Sociais a Pagar	61.672	109.196
Entidade de Previdência a empregados	30.954	0
Energia Comprada – CCEE	100.084	0
Taxas Regulamentares/Encargos sistema de Transmissão	87.411	90.243
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	271.684	390.790
Obrigações estimadas e folha de pagamento	34.931	34.717
Obrigações socioambientais	24.163	24.145
Outras Obrigações	120.818	162.676
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	1.790.097	1.599.558
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e Financiamento	1.763.999	2.223.375
Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios - FIDC	714.948	911.587
Valores a Pagar	76.384	108.630
Tributos e Contribuições Sociais a Pagar	7.170	25.538
Imposto de renda e Contribuição Sociais Diferidos	177.927	243.480
Entidade de Previdência a empregados	275.916	5.547
Taxas Regulamentares/Encargos sistema de Transmissão	18.399	2.125
Provisão para Riscos Legais	1.941.473	1.819.826
Obrigações socioambientais	228.141	220.931
Outras Obrigações	15.481	21.295
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	5.219.838	5.582.334
TOTAL DO PASSIVO	7.009.935	7.181.892
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	5.975.433	5.975.433
Reservas de Capital	1.929.098	1.929.098
Ajuste de avaliação Patrimonial	1.548.690	1.748.153
Reservas de Lucros	426.716	465.443
Total do Patrimônio Líquido	9.879.937	10.118.127
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	16.889.872	17.300.019

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita Operacional Líquida	3.354.005	2.957.525
Custo do Serviço de Energia	-690.575	-502.355
Custo com energia Elétrica	-1.230.096	-951.388
Custo com operação		
Lucro Operacional Bruto	1.433.334	1.503.782
Despesas Operacionais		
Despesas Gerais e Administrativas	-259.956	-280.341
Outras Despesa Operacionais	-42.720	-37.207
Outras (despesas) receitas líquidas	-175.872	-266.863
Total das Despesas Operacionais	-478.548	-584.411
Lucro Operacional Antes do Resultado Financeiro	954.786	919.371
Receitas Financeiras	46349	49848
Despesas Financeiras	-622982	-731385
Resultado Financeiro	-576.633	-681.537
Lucro antes IRPJ e CSLL	378.153	237.834
Imposto de Renda – corrente	-214.212	-184.180
Contribuição Social - corrente	-81.512	-71.565
Imposto de Renda – ativo	-91.695	-81.461
Contribuição Social – ativo	-25.906	-30.671
Imposto de Renda – passivo	134.672	179.933
Contribuição Social – passivo	48.482	58.691
Total De IRPJ e CSLL	-230.171	-129.253
Lucro Líquido do Exercício	147.982	108.581

ANEXO C □ Demonstrações Financeiras COPEL

	<u>ATIVO (em milhares de reais)</u>	
	2012	2011
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	1.483.137	1.049.125
Títulos e valores mobiliários	635.501	582.019
Cauções e depósitos vinculados	36.812	2.668
Clientes	1.489.173	1.368.366
Dividendos a receber	9.555	17.906
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	75.930	65.862
Contas a receber vinculadas a concessão	5.319	80.626
Contas a receber vinculadas a prorrogação da concessão	356.085	0
Outros Créditos	235.281	161.313
Estoques	124.809	103.802
Imposto de renda e contribuição social	193.158	215.381
Outros tributos correntes a recuperar	49.491	50.357
Despesas antecipadas	5.004	4.588
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	4.699.255	3.702.013
NÃO CIRCULANTE		
Ativo Realizável a Longo Prazo		
Títulos e valores mobiliários	128.515	62.589
Cauções e depósitos vinculados	43.246	37.553
Clientes	26.171	32.452
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	1.308.354	1.280.598
Depósitos judiciais	574.473	430.817
Contas a receber vinculadas a concessão	2.684.792	3.236.474
Contas a receber vinculadas a prorrogação da concessão	717.805	0
Outros créditos	22.728	17.033
Imposto de renda e contribuição social	19.995	18.714
Outros tributos correntes a recuperar	120.189	77.912
Imposto de renda e contribuição social diferidos	647.804	465.536
Despesas antecipadas	8.832	190
Total Realizável a Longo Prazo	6.302.904	5.659.868
Investimentos	543.036	549.158
Imobilizado	7871849	7209123
Intangível	1794510	1721857
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.512.299	15.140.006
TOTAL DO ATIVO	21.211.554	18.842.019

<u>PASSIVO (em milhares de reais)</u>		
	2012	2011
CIRCULANTE		
Obrigações sociais e trabalhistas	384.150	224.095
Fornecedores	1.136.359	747.453
Imposto de renda e contribuição social	170.189	151.790
Outras obrigações fiscais	290.896	288.457
Empréstimos e financiamentos	261.290	116.487
Debêntures	12.719	0
Dividendo mínimo obrigatório a pagar	204.780	135.744
Benefícios pós-emprego	25.819	36.037
Encargos do consumidor a recolher	56.498	70.511
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	159.599	156.915
Uso do bem público	48.477	44.656
Outras contas a pagar	97.042	86.676
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	2.847.818	2.058.821
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	100.996	108.462
Obrigações fiscais	0	152
Imposto de renda e contribuição social diferidos	615.924	648.266
Empréstimos e financiamentos	1.989.588	2.057.985
Debêntures	997.958	0
Benefícios pós-emprego	502.423	432.838
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	104.561	94.649
Uso do bem público	399.080	370.442
Outras contas a pagar	0	53
Provisões para litígios	1.155.708	1.000.823
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	5.866.238	4.713.670
TOTAL DO PASSIVO	8.714.056	6.772.491
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	6.910.000	6.910.000
Ajustes de Avaliação Patrimonial	1.350.002	1.457.081
Reserva Legal	571.221	536.187
Reserva de retenção de lucros	3.337.295	2.838.551
Dividendo adicional proposto	64.474	84.875
Patrimônio Líquido dos acionistas não controladores	264.506	242.834
Total do Patrimônio Líquido	12.497.498	12.069.528
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	21.211.554	18.842.019

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita Operacional Líquida	8.532.217	7.776.165
Custos Operacionais	6.578.971	5.457.015
Lucro Operacional Bruto	1.953.246	2.319.150
Outras Receitas (Despesas) Operacionais		
Despesas com vendas	-65.659	-113.764
Despesas gerais e administrativas	-544.828	-461.452
Outras Receitas (Despesas) Líquidas	-353.280	-440.440
Resultado com Equivalência Patrimonial	11.040	55.654
Total Outras Receitas (Despesas) Operacionais	-952.727	-960.002
Lucro antes Resultado Financeiro	1.000.519	1.359.148
Resultado Financeiro		
Receitas Financeiras	648.938	577.532
Despesas Financeiras	-676.759	-352.764
Total Resultado Financeiro	-27.821	224.768
Resultado antes IRPJ e CSLL	972.698	1.583.916
Imposto de renda e Contribuição Social	-458.312	-611.601
Imposto de renda e Contribuição Social Diferidos	212.134	204.539
Total de Imposto de renda e Contribuição Social	-246.178	-407.062
Lucro Líquido do Exercício	726.520	1.176.854

ANEXO D □ Demonstrações Financeiras CPFL

	<u>ATIVO (em milhares de reais)</u>	
	2012	2011
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	2.477.894	2.699.836
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.268.601	1.874.280
Dividendos e Juros sobre capital próprio	2.894	830
Títulos e valores mobiliários	6.100	47.521
Tributos a compensar	263.403	277.463
Derivativos	870	3.733
Estoques	49.346	44.872
Arrendamentos	9.740	4.581
Ativo financeiro concessão	34.444	0
Outros créditos	516.903	409.938
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	5.630.195	5.363.054
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	162.017	182.300
Depósitos judiciais	1.184.554	1.128.616
Títulos e valores mobiliários	0	109.965
Tributos a compensar	225.036	216.715
Derivativos	486.438	215.642
Créditos fiscais diferidos	1.318.618	1.176.535
Arrendamentos	31.703	24.521
Ativo financeiro concessão	2.342.796	1.376.664
Entidade de previdência privada	10.203	3.416
Investimentos ao custo	116.654	116.654
Outros créditos	420.155	279.460
Total ativo realizável a longo prazo	6.298.174	4.830.488
Imobilizado	9.611.958	8.292.076
Intangível	9.535.360	8.927.439
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	25.445.492	22.050.003
TOTAL DO ATIVO	31.075.687	27.413.057

PASSIVO (em milhares de reais)		
CIRCULANTE	2012	2011
Fornecedores	1.691.000	1.240.144
Encargos de dívidas	142.599	141.902
Encargos de debêntures	95.614	83.552
Empréstimos e financiamentos	1.558.499	896.414
Debêntures	336.459	531.185
Entidade de previdência privada	51.675	40.695
Taxas regulamentares	114.488	145.146
Tributos e contribuições sociais	442.365	483.028
Dividendo e Juros sobre o capital próprio	26.542	24.524
Obrigações estimadas com pessoal	72.535	70.771
Derivativos	109	0
Uso do bem publico	30.422	28.738
Outras contas a pagar	631.043	813.338
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	5.193.350	4.499.437
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	4.467	0
Encargos de dívidas	62.271	23.627
Empréstimos e financiamentos	9.035.534	7.382.455
Debêntures	5.895.143	4.548.651
Entidade de previdência privada	325.455	414.629
Tributos e contribuições sociais	0	165
Débitos Fiscais diferidos	1.155.734	1.038.102
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	386.079	338.121
Derivativos	336	24
Uso do bem publico	461.157	440.926
Outras contas a pagar	149.099	174.410
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	17.475.275	14.361.110
TOTAL DO PASSIVO	22.668.625	18.860.547
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	4.793.424	4.793.424
Reservas de capital	228.322	229.956
Reserva Legal	556.482	495.185
Reserva de retenção de lucros para investimentos	326.899	0
Dividendo	455.906	758.470
Resultado abrangente acumulado	535.627	563.005
Lucros acumulados	0	227.118
	1.510.40	1.485.35
Patrimônio Líquido atribuído a não controladores	2	2
Total do Patrimônio Líquido	8.407.062	8.552.510
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	31.075.687	27.413.057

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita operacional líquida	15.055.147	12.764.028
Custo com energia elétrica		
Energia elétrica comprada para revenda	-6.151.618	-4.907.136
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-1.574.362	-1.313.834
Total Custo com energia elétrica	-7.725.980	-6.220.970
Lucro Bruto Operacional	7.329.167	6.543.058
Custos e despesas operacionais		
Pessoal	-707.082	-703.997
Material	-217.718	-94.807
Serviços de terceiros	-554.655	-531.022
Outros custos/despesas operacionais	-616.288	-314.609
Custos com construção de infraestrutura	-1.351.548	-1.129.826
Entidade de previdência privada	16.340	82.953
Depreciação e amortização	-841.095	-615.769
Amortização do intangível da concessão	-286.008	-185.434
Total Custos e despesas operacionais	-4.558.054	-3.492.511
Resultado antes resultado financeiro	2.771.113	3.050.547
Resultado Financeiro		
Receitas Financeiras	720.332	761.400
Despesas Financeiras	-1.487.964	-1.386.778
Total Resultado Financeiro	-767.632	-625.378
Resultado antes IRPJ e CSLL	2.003.481	2.425.169
Contribuição Social	-198.987	-215.516
Imposto de renda	-547.760	-585.380
Total Contribuição Social e Imposto de renda	-746.747	-800.896
Lucro Líquido do Exercício	1.256.734	1.624.273

ANEXO E □Demonstrações Financeiras ELETROBRAS

<u>ATIVO (em milhares de reais)</u>		
CIRCULANTE	2012	2011
Caixa e equivalente de caixa	4.429.375	4.959.787
Caixa restrito	3.509.323	3.034.638
Títulos e valores mobiliários	6.622.611	11.252.504
Clientes	4.496.963	4.352.024
Ativo Financeiro - Concessões e Itaipu	579.295	2.017.949
Financiamentos e Empréstimos	1.976.191	2.082.054
Conta de consumo de combustíveis - CCC	1.240.811	1.184.936
Remunerações de participações societárias	118.790	197.863
Tributos a recuperar	1.391.882	1.104.322
Imposto de renda e contribuição social	1.418.252	843.022
Direito de resarcimento	7.115.200	3.083.157
Almoxarifado	454.635	358.724
Estoque de combustível nuclear	360.751	388.663
Indenizações - Lei 12.783/2013	8.882.836	0
Instrumentos financeiros derivativos	252.620	195.536
Outros	1.493.009	1.607.493
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	44.342.544	36.662.672
NÃO CIRCULANTE		
Ativo Realizável a Longo Prazo		
Direito de resarcimento	901.029	500.333
Financiamentos e Empréstimos	7.747.286	7.651.336
Clientes	1.482.946	1.478.994
Títulos e valores mobiliários	404.337	398.358
Estoque de combustível nuclear	481.495	435.633
Tributos a recuperar	1.934.820	2.430.761
Imposto de renda e contribuição social	4.996.806	3.343.525
Cauções e depósitos vinculados	2.829.912	2.316.324
Conta de consumo de combustíveis - CCC	521.097	727.136
Ativo Financeiro - Concessões e Itaipu	44.834.877	46.149.379
Instrumentos financeiros derivativos	223.099	185.031
Adiantamento para futuro aumento de capital	4.000	4.000
Indenizações - Lei 12.783/2013	5.554.436	0
Outros	830.753	701.763
Total Realizável a Longo Prazo	72.746.893	66.322.573
Investimentos	5.398.299	5.510.192
Imobilizado	47.407.102	53.214.861
Intangível	2.300.740	2.371.367
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	127.853.034	127.418.993
TOTAL DO ATIVO	172.195.578	164.081.665

<u>PASSIVO (em milhares de reais)</u>		
	2012	2011
CIRCULANTE		
Financiamentos e empréstimos	4.447.175	4.005.326
Debêntures	316.899	739.237
Passivo Financeiro	52.862	0
Empréstimo compulsório	12.298	15.620
Fornecedores	7.490.802	6.338.102
Adiantamentos a clientes	469.892	413.041
Tributos a recolher	886.312	815.236
Imposto de renda e contribuição social	370.704	217.285
Conta de consumo de combustível – CCC	1.369.201	3.079.796
Remuneração aos acionistas	3.977.667	4.373.773
Créditos ao tesouro nacional	131.047	109.050
Obrigações estimadas	1.444.992	802.864
Obrigações de resarcimento	5.988.698	1.955.966
Benefício pós-emprego	118.553	451.801
Provisões para contingências	267.940	240.190
Encargos setoriais	1.308.152	1.218.768
Arrendamento mercantil	162.929	142.997
Uso do bem publico	40.131	35.233
Instrumentos financeiros derivativos	185.031	269.718
Outros	1.808.362	900.806
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	30.849.647	26.124.809
NÃO CIRCULANTE		
Financiamentos e empréstimos	45.204.026	38.408.352
Créditos ao tesouro nacional	37.072	155.676
Debêntures	409.228	279.410
Adiantamento de clientes	830.234	879.452
Empréstimo compulsório	321.894	211.554
Obrigação para desmobilização de ativos	988.490	408.712
Provisões operacionais	1.005.908	843.029
Conta de consumo de combustível – CCC	2.401.069	954.013
Provisão para contingências	5.288.394	4.652.176
Benefício pós-emprego	4.628.570	2.256.132
Contratos onerosos	4.905.524	96.204
Obrigações de resarcimento	1.801.059	1.475.262
Arrendamento mercantil	1.860.104	1.775.544
Remuneração aos acionistas	0	3.143.222
Uso do bem publico	1.577.908	1.534.532
Adiantamento para futuro aumento de capital	161.308	148.695
Instrumentos financeiros derivativos	291.252	197.965
Encargos setoriais	428.501	385.724
Tributos a recolher	635.269	773.500
Imposto de renda e contribuição social	779.615	1.129.022
Outros	509.914	1.046.362
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	74.065.339	60.754.538
TOTAL DO PASSIVO	104.914.986	86.879.347
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	31.305.331	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	26.048.342
Reservas de lucros	10.836.414	18.571.011
Ajustes de avaliação patrimonial	208.672	220.915
Dividendo adicional proposto	433.962	706.018
Outros Resultados abrangentes acumulados	-1.748.777	-8.111
Patrimônio Líquido atribuído a não controladores	196.648	358.812
Total do Patrimônio Líquido	67.280.592	77.202.318

Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	172.195.578 164.081.665
--------------------------------------	----------------------------

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita Operacional Líquida	34.064.477	29.211.486
Custos/Despesas Operacionais		
Pessoal, Material e serviços	8.439.302	7.670.716
Energia comprada para revenda	4.573.673	3.386.289
Encargos sobre uso da rede elétrica	1.763.953	1.420.934
Construção – Distribuição	1.345.519	711.740
Construção – Transmissão	3.681.603	3.567.868
Combustível para produção de energia elétrica	708.711	162.673
Remuneração e resarcimento	1.651.724	1.328.994
Depreciação	1.658.161	1.549.988
Amortização	117.053	173.897
Doações e contribuições	380.101	289.964
Provisões operacionais	5.326.991	2.848.749
Resultado a compensar de ITAIPU	491.859	655.290
Outras	2.257.666	1.622.800
Total Custos/Despesas Operacionais	32.396.316	25.389.902
Lucro Bruto Operacional	1.668.161	3.821.584
Resultado Financeiro		
Receitas Financeiras	4.335.442	4.103.855
Despesas Financeiras	-3.702.933	-3.869.402
Total Resultado Financeiro	632.509	234.453
Resultado com participações societárias	468.584	482.785
Efeitos da Lei 12.783/2013	-10.085.380	0
Resultado antes IRPJ/CSLL	-7.316.126	4.538.822
Imposto de Renda	244.688	-474.994
Contribuição Social	145.786	301.809
Total Contribuição Social e Imposto de renda	390.474	-173.185
Lucro Líquido do Exercício	-6.925.652	4.365.637

ANEXO F □ Demonstrações Financeiras ENEVA

	ATIVO (em milhares de reais)	
	2012	2011
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	590.469	1.442.415
Títulos e valores mobiliários	3.441	9.437
Contas a receber	152.114	21.898
Subsídios a receber - Conta de consumo de combustíveis	17.561	4.828
Estoque	211.718	85.938
Despesas antecipadas	40.462	13.908
Impostos a recuperar	57.438	37.711
Ganho com derivativos	3.018	19.289
Adiantamentos diversos	20.267	11.285
Depósitos vinculados	4.237	61.844
Outras contas a receber	3	39
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	1.100.728	1.708.592
NÃO CIRCULANTE		
Ativo realizável a longo prazo	675.016	527.921
Investimentos	62.956	55.742
Imobilizado	7.362.815	5.393.809
Intangível	249.665	267.616
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	8.350.452	6.245.088
TOTAL DO ATIVO	9.451.180	7.953.680

<u>PASSIVO (em milhares de reais)</u>		
	2012	2011
CIRCULANTE		
Contas a pagar	228.638	186.680
Empréstimos compulsórios	1.915.402	1.030.687
Débitos com controladora	3.407	0
Débitos com partes relacionadas	19.057	3.697
Debêntures	111	30.463
Impostos e contribuições a recolher	11.375	18.261
Obrigações sociais e trabalhistas	12.980	18.017
Perdas com operações com derivativos	39.506	86.633
Retenção contratual	133.935	180.497
Participação nos lucros	23.900	19.177
Dividendos a pagar	1.960	2.270
Outros passivos	16.888	55.748
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	2.407.159	1.632.130
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos compulsórios	4.151.947	3.311.063
Débitos com partes relacionadas	215	340
Debêntures	4.954	1.403.152
Derivativos	0	62.003
Perdas com operações com derivativos	166.992	156.798
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.431	13.239
Provisão para desmantelamento	4.197	3.854
Outras provisões	710	1.026
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	4.339.446	4.951.475
TOTAL DO PASSIVO		
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	3.731.734	2.042.014
Reserva de capital	321.904	274.625
Ajuste de avaliação patrimonial	-119.067	-71.670
Prejuízos acumulados	1.384.971	-982.323
Patrimônio Líquido atribuído a não controladores	154.975	107.429
Total do Patrimônio Líquido	2.704.575	1.370.075
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	9.451.180	7.953.680

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita Líquida	490.940	168.279
Custos do bens/serviços vendidos	-597.554	-163.778
Resultado bruto	-106.614	4.501
Despesas/Receitas Operacionais		
Pessoal a administradores	-134.188	-148.690
Outras despesas	-20.860	-18.514
Serviços de terceiros	-107.473	-93.516
Depreciação e amortização	-3.976	-3.358
Arrendamentos e alugueis	-13.787	-13.856
Outras receitas operacionais	1.823	1.128
Outras despesas operacionais	-2.241	-37.062
Resultado com participações acionárias	-34.235	-27.717
Total de Despesas/Receitas Operacionais	-314.937	-341.585
Resultado antes resultado financeiro	-421.551	-337.084
Resultado Financeiro		
Receitas Financeiras	165.279	1.586.887
Despesas Financeiras	-292.820	-1.789.274
Total Resultado Financeiro	-127.541	-202.387
Resultado antes IRPJ e CSLL	-549.092	-539.471
Imposto de renda e contribuição social	114.638	137.609
Total Contribuição Social e Imposto de renda	114.638	137.609
Lucro Líquido do Exercício	-434.454	-401.862

ANEXO G □ Demonstrações Financeiras LIGHT

	<u>ATIVO (em milhares de reais)</u>	
	2012	2011
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes caixa	377.607	772.548
Títulos e valores mobiliários	15.266	8.171
Consumidores, permissionários, concessionários e clientes	1.446.171	1.383.620
Estoques	30.355	27.430
Tributos e contribuições	199.182	134.551
Imposto de renda e contribuição social	11.662	90.947
Despesas pagas antecipadamente	2.426	2.180
Serviços prestados a receber	46.154	84.964
Rendas a receber operações com swap	35.070	3.801
Outros créditos	174.870	173.550
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	2.338.763	2.681.762
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, permissionários, concessionários e clientes	289.556	298.538
Tributos e contribuições	118.878	95.622
Tributos diferidos	830.233	836.411
Despesas pagas antecipadamente	0	263
Ativo financeiro de concessões	1.573.349	656.473
Depósitos vinculados a litígios	224.631	268.505
Rendas a receber operações com swap	470	754
Outros créditos	21.215	7.979
Total ativo realizável a longo prazo	3.058.332	2.164.545
Investimentos	91.855	54.086
Imobilizado	2.220.564	1.985.833
Intangível	4.017.057	4.174.900
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	9.387.808	8.379.364
TOTAL DO ATIVO	11.726.571	11.061.126

<u>PASSIVO (em milhares de reais)</u>		
	2012	2011
CIRCULANTE		
Fornecedores	861.823	757.158
Tributos e contribuições	85.791	84.349
Imposto de renda e contribuição social	50.353	40.272
Empréstimos, financiamentos e encargos financeiros	391.010	304.554
Debêntures e encargos financeiros	151.832	213.740
Rendas a pagar swap	1.597	787
Dividendos e JCP a pagar	74.792	73.741
Obrigações estimadas	48.578	47.379
Encargos regulatórios	111.716	112.356
Benefícios pós-emprego	116.107	80.525
Outros débitos	193.062	227.154
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	2.086.661	1.942.015
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos, financiamentos e encargos financeiros	2.200.721	1.853.748
Debêntures e encargos financeiros	1.922.495	1.790.132
Rendas a pagar swap	4.532	976
Tributos e contribuições	195.751	200.263
Tributos diferidos	320.224	342.391
Provisões	583.171	515.678
Benefícios pós-emprego	1.254.631	1.090.684
Outros débitos	132.702	153.411
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	6.614.227	5.947.283
TOTAL DO PASSIVO	8.700.888	7.889.298
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	2.225.822	2.225.822
Reservas de lucros	256.535	341.695
Proposta de dividendos adicionais	91.770	181.501
Ajustes de avaliação patrimonial	451.556	472.356
Prejuízos acumulados	0	-49.546
Total do Patrimônio Líquido	3.025.683	3.171.828
Total do Patrimônio Líquido+ Passivo	11.726.571	11.061.126

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO (em milhares de reais)

	2012	2011
Receita operacional líquida	7.613.096	6.944.785
Custos da operação	-5.958.907	-5.290.295
Lucro bruto	1.654.189	1.654.490
Despesas operacionais		
Despesas com vendas	-382.346	-307.974
Despesas gerais e administrativas	-548.350	-467.456
Outras receitas	438.182	798
Outras despesas	-62.573	-6.659
Resultado com equivalência patrimonial	-1.288	0
Total de Despesas operacionais	-556.375	-781.291
Lucro antes resultado financeiro	1.097.814	873.199
Resultado Financeiro		
Receitas Financeiras	203.949	175.917
Despesas Financeiras	-699.622	-586.107
Total Resultado Financeiro	-495.673	-410.190
Resultado antes IRPJ e CSLL	602.141	463.009
Imposto de renda e contribuição social correntes	-109.034	-56.891
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-69.184	-64.140
Total Contribuição Social e Imposto de renda	-178.218	-121.031
Lucro Líquido do Exercício	423.923	341.978