4 Metodologia

4.1. Proposta de cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC)

Conforme apresentado no capítulo anterior deste trabalho, para se confeccionar o custo médio ponderado de capital é preciso apurar o custo do capital de terceiros, o custo do capital próprio, a proporção de ambos no total das fontes de financiamento da companhia ou setor em estudo e a alíquota de impostos incidentes sobre a atividade em questão; além disso, também se faz necessário decidir de qual mercado os dados serão extraídos (nacional/economia emergente ou estrangeiro/economia madura). Tarefas que serão realizadas nesta dissertação para o cálculo do custo médio ponderado de capital do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

As etapas mais complexas e que exigem maior reflexão, provavelmente dizem respeito à qual mercado se basear e à qual modelo utilizar para apuração do custo do capital próprio, haja vista que a princípio, a estimação do custo do capital de terceiros consiste numa tarefa menos complexa, assim como a apuração da estrutura de capital e a definição da alíquota de imposto de renda incidente sobre a atividade em análise.

Uma vez decidido o mercado de referência e o modelo de apuração do custo de capital próprio e realizado os cálculos pertinentes, bem como os cálculos para estimação do custo de capital de terceiros e estrutura de capital, será utilizado o WACC, a fim de ponderar os retornos exigidos por cada fonte provedora de recursos pela participação de cada uma no total, para se chegar então, ao custo médio ponderado de capital proposto para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

4.2. Proposta de mercado de referência para apuração do WACC

No caso específico do setor de distribuição de energia elétrica nacional, diversos trabalhos acadêmicos, tais como Camacho (2004) e Abradde/FGV (2006), bem como a metodologia de cálculo empregada pelo órgão regulador (que acaba por exercer influência sobre os primeiros) têm caminhado na direção da utilização do mercado norte-americano (economia desenvolvida) como referência para a obtenção dos parâmetros que compõem os modelos de estimação do custo médio ponderado de capital.

Sob a premissa de que não há dados consistentes no mercado brasileiro, devido às limitações das séries históricas, à baixa liquidez do mercado de capitais brasileiro e às rupturas econômicas do país, recorre-se aos mercados desenvolvidos para obtenção dos dados que alimentam os modelos, alegando que estes mercados são mais maduros e que, portanto, possuem parâmetros mais fidedignos.

O ponto é que ao utilizar parâmetros estrangeiros, uma nova gama de problemas também se descortina, pois se faz necessário a realização de uma série de ajustes posteriores, no intuito de converter os parâmetros apurados no mercado desenvolvido para patamares de mercado de economias emergentes, como é o caso da economia brasileira.

Ao observar a metodologia utilizada pela ANEEL descrita no capítulo 3 deste trabalho, percebe-se que ao se basear no comportamento da economia e do setor de distribuição de energia elétrica norte-americana, o órgão regulador brasileiro, acaba por realizar uma série de ajustes adicionais discricionários.

Vale destacar que os ajustes realizados pela ANEEL vão desde a maneira de como o risco país e o risco cambial são calculados, até o importantíssimo ponto do cálculo do prêmio de risco relativo ao modelo de regulação, uma vez que o modelo de regulação do setor elétrico dos Estados Unidos (*rate of return* - taxa de retorno ou *cost plus* - custo do serviço), é o oposto do modelo de regulação do Brasil (*price cap* - preço-

teto) que opera com incentivos de eficiência embutidos na composição tarifária e que por isso é tido como mais arriscado.

Ainda no caso específico do modelo de regulação, para contornar o problema descrito no parágrafo acima e apurar o chamado prêmio de risco regulatório para os padrões brasileiros, a ANEEL insere no cálculo comparações entre os parâmetros do setor de distribuição de energia elétrica da Grã-Bretanha com os verificados no setor norte-americano, e infere que isto modela a realidade de risco regulatório brasileiro, pois o modelo inglês de regulação do setor elétrico também é o *price-cap* (mesmo modelo de regulação vigente no setor elétrico brasileiro).

O fato é que por operar com ajustes (que por sua vez sofrem críticas de vários agentes do setor elétrico, conforme abordado no final do capítulo 2), por conta de se basear em parâmetros advindos de economias externas, a eficácia preditiva do modelo também fica fragilizada.

Uma vez que o Plano Real marco na história econômica e porque não social do Brasil, já possui mais de quatorze anos, o país atravessa mais de uma década com inflação controlada, ambiente democrático solidificado, tendo recebido inclusive grau de investimento de agências de risco; esta dissertação irá se basear em dados extraídos do mercado nacional e não em dados obtidos em economias desenvolvidas que num segundo momento carecem de ajustes discricionários para tentar se adequar, dentro do possível, à realidade brasileira.

4.3. Proposta de modelo de apuração

No caso específico do setor de distribuição de energia elétrica nacional, diversos dos trabalhos acadêmicos sobre custo de capital próprio como Camacho (2004), Silva, Steola, Gonçalves Jr e Pamplona (2004) e Abradee/FGV (2006), bem como a metodologia de cálculo utilizada pelo órgão regulador nos dois ciclos de revisão tarifária (que a exemplo da escolha do mercado de referência utilizado, acaba por influenciar muitos pesquisadores) tem defendido o uso do CAPM.

O primeiro ponto que requer atenção é o fato do CAPM em sua forma clássica, calcular o retorno exigido por um ativo financeiro estabelecendo exclusivamente uma relação comparativa com o portfólio de mercado. Em se tratando de um setor extremamente regulado como o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro e adicionando-se a isso o fato da metodologia defendida pelo *mainstream* partir de parâmetros norte-americanos, torna-se necessário adicionar à estrutura clássica unifatorial do CAPM, riscos extras para se ajustar o cenário de risco vivenciado pelos acionistas norte-americanos do setor elétrico, ao cenário vivenciado pelos acionistas deste mesmo setor no Brasil.

Na atual conjuntura econômica mundial, que vivencia a maior crise de confiança do capitalismo desde a crise de 1929, onde grandes e tradicionais corporações bancárias desapareceram em poucas semanas, recursos se tornam cada vez mais escassos, o crédito conseqüentemente mais caro e a competição mais acirrada (entenda-se qualquer tipo de competição por recursos), a decisão racional de investimento vem à tona como uma premissa inegociável que, por seu turno, se torna cada vez menos tolerante com estimativas de risco não muito precisas.

Ao se analisar o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, setor este estratégico e fundamental para o desenvolvimento econômico e social da nossa sociedade, erros na apuração do custo do capital próprio, rebatem, imediatamente na tarifa a ser paga por todos os brasileiros e no retorno de todas as concessionárias de distribuição do país.

Vale mencionar que por impactar o retorno das concessionárias de distribuição do país, influencia a composição do portfólio de investimentos das mesmas.

Neste contexto em que erros podem gerar um custo econômico e social alto por se tratar do fornecimento de um serviço público de caráter essencial, é interessante observar como seriam os resultados obtidos com o uso de um modelo como o APT que calcule o custo do capital próprio respeitando as especificidades do setor, estabelecendo a relação do retorno dos ativos do setor com os múltiplos fatores de risco macroeconômicos que influenciam a performance dos mesmos.

Com base no exposto nos parágrafos anteriores esta dissertação utilizou o modelo APT e sua abordagem multifatorial para efeito do cálculo do custo do capital próprio do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Não foi utilizado o CAPM com dados da economia brasileira (nem mesmo para comparação com os resultados obtidos pela ANEEL), pelo fato de que ao trabalhar com dados da economia brasileira o beta seria calculado medindo a correlação com a Bolsa de Valores de São Paulo que é muito influenciada pelas ações de Petrobrás e Vale, de modo que não refletiria a correlação com a economia brasileira de forma aceitável e sim, bastante enviesada pelas duas empresas citadas.

4.4. Fatores escolhidos para o cálculo de custo de capital próprio pelo APT

A estrutura do APT, conforme demonstrada no capítulo anterior é calcada na premissa da existência de fontes macroeconômicas geradoras do risco sistemático, que uma vez elencadas são correlacionadas em distintos cenários ao desempenho do ativo em estudo, para a apuração de betas, que visam expressar a sensibilidade do ativo em relação a cada fator e se chegar ao retorno exigido por um acionista por investir neste ativo.

O primeiro grande desafio, portanto, consiste, em escolher os fatores macroeconômicos mais apropriados que irão compor o modelo multifatorial do APT, ou seja, os fatores que constituem em essência as fontes geradoras de risco sistemático do ativo financeiro em análise.

O primeiro fator macroeconômico que deve ser destacado como de fundamental impacto sobre o desempenho do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil é o Produto Interno Bruto (PIB) do país, ou seja, o indicador que representa a soma (em valores monetários) de todos os bens e serviços finais produzidos no país durante um período determinado.

Vale lembrar que o PIB é um dos indicadores mais utilizados na macroeconomia com o objetivo de mensurar a atividade econômica de uma região.

A relação entre a evolução do PIB e o negócio distribuição de energia elétrica é consideravelmente positiva, ou seja, se há indícios de crescimento na produção de bens e serviços na economia no período, é praticamente certo que o negócio distribuição de energia elétrica, também apresentará bons resultados e, quando a produção nacional apresenta retração ou estagnação no período em análise, o setor de distribuição de energia elétrica também acusa um mau desempenho. Muitas vezes o impacto ainda se faz presente por um período após a expansão ou retração do PIB, por conta de efeitos inerciais das cadeias produtivas.

De acordo com Leite, Antônio Dias (2007, p. 517) falando sobre a relação PIB x crescimento do setor elétrico:

“Sob o ponto de vista de um país insuficientemente desenvolvido, como o Brasil, há que se levar em conta que, para estes, requer-se prudente antecipação da oferta de energia em relação à expectativa de demanda. Caso contrário, na hipótese de se concretizar forte impulso de crescimento econômico que provoque elevação inesperada da demanda, não haverá tempo para ampliar a oferta de energia [...]”.

Segundo Castro e Rosental (2008, p. 01):

“Do ponto de vista conceitual, a elasticidade renda da demanda de energia elétrica mostra, grosso modo, quanto de energia elétrica é necessária para suportar cada 1% a mais de PIB. Isto porque a oferta de energia elétrica é uma variável dependente, função do PIB, ou seja, é o crescimento do PIB que determina uma maior ou menor demanda de energia elétrica”.

A série do PIB utilizada para ser correlacionada com a evolução dos ativos do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil para confecção de um beta que expresse tal sensibilidade foi a do PIB anual do país desde 1999, ano a partir do qual as séries relativas ao valor do setor elétrico brasileiro se tornam consistentes, até o ano de 2007.

No que tange aos cenários, foram construídos três simulações, a saber: expansão, estagnação e retração da economia. O cenário de estabilidade foi tratado com 50% de probabilidade de ocorrência e os cenários de retração e expansão com 25% cada. A escolha da probabilidade de ocorrência dos cenários buscou dar um perfil de normal à situação de estabilidade e se baseou no trabalho Métodos para

Avaliações Econômicas sob Condições de Risco de Sobreiro, Almeida, Tachibana e Rebelatto publicado na Revista Ciências Administrativas em 2007.

A média aritmética do período destacado acima foi utilizada como parâmetro de PIB para o cenário de estagnação ou estabilidade da economia, já a média aritmética de todos os anos nos quais o PIB revelou-se positivo foi utilizada como parâmetro de PIB para o cenário de expansão da economia e, finalmente, a média aritmética de todos os anos da série, nos quais o PIB revelou-se negativo foi utilizada como parâmetro de PIB para o cenário de retração da economia brasileira.

O segundo fator macroeconômico que deve ser destacado como de relevante impacto sobre o desempenho do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil é a Inflação do país.

A inflação exerce grande influência sobre o desempenho do setor elétrico nacional, uma vez que, a cláusula de equilíbrio econômico-financeiro inclusa nos contratos de concessão assegura que a inflação verificada nos contratos de compra de energia, seja repassada aos consumidores anualmente quando o órgão regulador realiza os reajustes tarifários do setor.

O ponto destacado acima tem impacto direto no padrão de consumo de energia elétrica do chamado cliente cativo, que por ser obrigado a somente comprar energia da empresa que possui a concessão da distribuição na área em que ele consome, acaba por sentir, invariavelmente, os impactos dos reajustes tarifários anuais em seu orçamento doméstico.

Todavia, se por um lado o repasse dos custos de compra de energia e suas correções inflacionárias, conforme rezam os contratos de concessão, são um importante instrumento na perseguição do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, por outro lado, acabam por rebater no incremento e ou manutenção da inadimplência (montante da receita faturada e não recebida pela distribuidora) e dos elevados índices de roubo de energia, dois problemas crônicos do negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil e que são precificados pelos investidores ao analisarem os ativos do setor.

A título de ilustração sobre o tema inadimplência, segundo o Instituto Acende Brasil em sua publicação Cadernos de Política Tarifária (dez. 2007, p. 03):

“Estima-se que as contas vencidas e irrecuperáveis do setor correspondam a 1,2% do faturamento, o que totaliza aproximadamente R\$1 bilhão ao ano [...] observa-se ainda que após nove meses o nível de inadimplência se estabiliza, indicando grande dificuldade para sua recuperação [...] constata-se ainda uma grande diferença entre as classes de consumo, sendo o setor público a classe que relativamente mais contribui para o aumento do nível de inadimplência”.

No que tange às perdas de energia vale atentar para os alarmantes números apresentados pela ANEEL na Nota Técnica nº 290/2008 – SER/ANEEL (25/09/2008, p. 02):

“[...] a exemplo da reunião realizada na ANEEL com representantes das distribuidoras federalizadas em março de 2007, quando foi reportada a estimativa de perdas não técnicas no país equivalendo a cerca de R\$5 bilhões anuais, impactando na modicidade tarifária, no equilíbrio econômico-financeiro das concessões e no desperdício efetivo que representa. A dimensão do tema de combate às perdas de energia também pode ser aquilatada por meio de recente relatório da EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Estatística e Análise do Mercado de Energia Elétrica – Boletim Mensal de Dezembro/2006), que aponta a perda total de energia elétrica no país em 2006 já sendo da ordem de 17,6% (considera perdas no transporte e perdas não-técnicas)”.

É oportuno destacar que as perdas de energia podem ser separadas em perdas técnicas e perdas não técnicas.

As chamadas perdas técnicas segundo definição da ANEEL na Nota Técnica nº 290/2008 – SER/ANEEL (25/09/2008, p. 06):

“constituem a quantidade de energia elétrica, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de energia nas instalações consumidoras ou distribuidoras supridas. Essa perda é decorrente das leis da Física relativas ao processo de transporte [...]”.

Por outro lado as ditas perdas não técnicas também segundo definição da ANEEL na Nota Técnica nº 290/2008– SER/ANEEL (25/09/2008, p. 07):

“apuradas pela diferença entre perdas totais e as perdas técnicas, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc.”.

As perdas não técnicas, devido ao fato de terem como principal combustível a variável ligação clandestina de energia é que merecem atenção ao se analisar os impactos de elevações de tarifas no furto de energia.

É óbvio que a inflação que anualmente reajusta as tarifas de energia elétrica, não é o único fator que leva os consumidores a não pagar suas faturas de energia ou a roubar energia elétrica.

Impunidade, violência, nível de escolaridade, facilidade de realizar o roubo, regras comerciais estabelecidas pelo órgão regulador que tornam lentas as atividades de cobrança das distribuidoras e até mesmo aspectos culturais permissivos com a informalidade, ajudam a forjar o comportamento do consumidor de energia elétrica quanto à inadimplência e ao roubo de energia, mas, não há dúvidas de que os reajustes anuais de inflação impactam a tarifa e conseqüentemente o bolso do consumidor cativo e seu comportamento, de sorte que a inflação acaba por ter um impacto que não pode ser negligenciado sobre a performance do negócio distribuição de energia elétrica no Brasil sob o atual modelo de regulação do setor.

Com base no que foi exposto nos parágrafos anteriores, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IPCA-IBGE) foi utilizado para ser correlacionado com a evolução dos ativos do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil para confecção de um beta que expresse a relação entre ambos.

A série do IPCA-IBGE utilizada foi a série mensal desde 2003, após o boom inflacionário gerado no ano de 2002 por conta da eleição do presidente Luis Inácio Lula da Silva, até o ano de 2007.

No que tange aos cenários, a exemplo do PIB, foram construídas as mesmas três simulações com as mesmas probabilidades de ocorrência pelos mesmos motivos, a saber: expansão, estagnação e retração da economia. O cenário de estabilidade foi tratado com 50% de probabilidade de ocorrência e os cenários de retração e expansão com 25% cada. Mais uma vez buscou-se valorizar o cenário de estabilidade.

A média aritmética mensal do período destacado acima foi utilizada como parâmetro de inflação para o cenário de estagnação ou estabilidade da economia, já a média aritmética de todos os anos nos quais a inflação revelou-se acima da média foi utilizada como parâmetro de inflação para o cenário de retração da economia (entendendo que a inflação é inibidora do consumo) e, finalmente, a média aritmética de todos os anos da série,

nos quais a inflação revelou-se abaixo da média foi utilizada como parâmetro de inflação para o cenário de expansão da economia brasileira (entendendo que um movimento de pouco crescimento de preços incentiva o consumo e por sua vez gera uma maior demanda por energia elétrica).

O terceiro fator macroeconômico que impacta de forma relevante o desempenho do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro é justamente o nível das taxas de juros do país.

Uma vez que, a taxa de juros determina o valor do “aluguel” do dinheiro na economia, o preço do dinheiro por certo tempo, o valor pago a quem disponibiliza recursos por um determinado tempo para quem irá utilizá-los (terceiros), pode-se dizer que esta taxa influencia drasticamente a disponibilidade de crédito na economia em estudo.

Quanto maior a facilidade à captação de recursos, quanto mais barato estes estiverem, maior será o incentivo à expansão econômica, ao emprego, ao crescimento das atividades industriais e ao consumo o que tende a fomentar um bom desempenho no setor de distribuição de energia elétrica.

Por outro lado quanto mais restrito estiver o crédito, o que ocorre com taxas de juros elevadas, menor o incentivo à expansão econômica, ao consumo, à atividade industrial e maior o incentivo às atividades de cunho meramente especulativos, o que não afeta de forma positiva o setor de distribuição de energia elétrica.

Assim sendo foi usado a Taxa de Juros Selic do Banco Central para ser correlacionada com a evolução dos ativos do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil para confecção de um beta que expressasse a relação entre o desempenho do setor em questão e a taxa de juros da economia brasileira.

A série da Selic utilizada foi a série mensal desde 1999, ano a partir do qual as séries relativas ao valor do setor elétrico brasileiro se tornam consistentes, até dezembro de 2007.

A partir da série mensal da taxa Selic foi calculado a taxa acumulada em cada ano do período para confecção dos cenários.

No que tange aos cenários, a exemplo do PIB e da Inflação, foram construídas as mesmas três simulações, a saber: expansão, estagnação e retração da economia. O cenário de estabilidade foi tratado com 50% de probabilidade de ocorrência e os cenários de retração e expansão com 25% cada. Mais uma vez buscou-se valorizar o cenário de estabilidade.

A média aritmética mensal do período destacado acima foi utilizada como parâmetro de taxa de juros para o cenário de estagnação ou estabilidade da economia, já a média aritmética de todos os anos nos quais a taxa de juros revelou-se acima de 20% foi utilizada como parâmetro de taxa de juros para o cenário de retração da economia e, finalmente, a média aritmética de todos os anos da série, nos quais a taxa de juros revelou-se abaixo da taxa de 20% foi utilizada como parâmetro de taxa de juros para o cenário de expansão da economia brasileira.

É fato que pode-se argumentar que os parâmetros macroeconômicos aqui escolhidos possuem em certa medida uma colinearidade entre si, de modo que um efeito ou outro pode acabar por ser medido mais de uma vez ao se medir o impacto sobre o desempenho do setor de distribuição de energia no Brasil, porém, está é uma limitação quase que inerente à escolha deste modelo e desses fatores e que no entender do autor não exerce impacto a ponto de comprometer as conclusões de trabalho que serão apresentadas, mais adiante.

4.4.1.

Taxa livre de risco para o cálculo de custo de capital próprio pelo APT

A determinação do retorno do ativo livre de risco na economia brasileira tem sido objeto de muito estudo e muita discussão nos meios acadêmicos. Pergunta-se inclusive se há realmente algum ativo livre de risco no Brasil?

Os títulos emitidos pelos governos são em geral utilizados como indicador da taxa livre de risco nos modelos de precificação de ativos sob a premissa de que, como os governos possuem sempre a prerrogativa de aumentar os impostos e garantir desta forma suas receitas, o risco de default por sua parte é reduzido.

Porém, em se tratando de economias emergentes como o Brasil, onde ao se analisar longas séries históricas percebem-se hiperinflações, confiscos, congelamentos de preços e outras atitudes arbitrárias, o risco de calote não pode ser desprezado.

No caso específico do Brasil a ausência de títulos públicos com séries longas para serem usados como referência dificulta ainda mais a utilização destes como indicadores da taxa livre de risco da economia.

A caderneta de poupança, a qual o Governo Federal garante a devolução de até cinco mil reais nela aplicados e é de grande acessibilidade à maior parte dos brasileiros pode ser entendida como o ideal para o parâmetro da taxa livre de risco da economia nacional.

Podemos citar como exemplo de estudo que utilizou a poupança como taxa livre de risco da economia brasileira o trabalho de Barbosa e Borges sobre O Cálculo do Retorno Esperado da Carteira de Mercado e do Retorno do Ativo Livre de Risco para o Brasil (2001).

Por conta das dificuldades descritas acima e das particularidades da caderneta de poupança no Brasil, a média do rendimento anual dos últimos dez anos (janeiro de 1999 a novembro de 2008) foi tratada neste estudo como o indicador dos retornos do ativo livre de risco da economia brasileira.

Buscou-se uma série extensa devido ao fato dos projetos do setor de distribuição energia elétrica serem em geral demandantes de grande período de maturação.

Os dados dos rendimentos mensais da caderneta de poupança no Brasil, que serviram de base para cálculo do rendimento anual foram obtidos através do site da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

4.5.

Escolha das empresas de distribuição para representar o setor

A escolha das empresas pertencentes ao setor elétrico brasileiro (mercado de referência deste estudo) para representar o desempenho do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil, a fim de se apurar os diversos betas mencionados anteriormente (PIB, Inflação e Taxa de Juros) no intuito de compor a estrutura multifatorial do APT, também consistiu numa tarefa complexa e que possui suas limitações.

As principais dificuldades residiram em encontrar fontes de informação com suficiente volume de dados, com transparência adequada, aderência ao que se quer medir e liquidez.

Conforme já mencionado, a opção do órgão regulador nacional e de muitos acadêmicos ao se considerar uma economia madura, no caso o mercado norte-americano, como referência, é de se obter o desempenho em bolsa das ações de empresas de distribuição dos Estados Unidos e realizar ajustes adicionais para se chegar à suposta performance do mercado brasileiro.

A opção deste trabalho por se trabalhar com dados obtidos diretamente do mercado acionário brasileiro possui a vantagem de não necessitar de ajustes adicionais, outro ponto também já mencionado nesta dissertação, de sorte que os resultados já contemplam a evolução da efetiva precificação realizada pelos investidores ao longo do tempo de análise escolhido.

A precificação citada no parágrafo anterior embute entre outras coisas o risco regulatório (não apenas o risco inerente ao modelo de regulação brasileiro *price cap*, mas, também o da qualidade da regulação exercida pela ANEEL), o risco de captação de recursos no Brasil, o risco país, o risco da inadimplência verificada pelo setor no Brasil, além do retorno exigido pelos investidores devido ao risco do flagelo das ligações clandestinas que sangram ininterruptamente o setor de distribuição de energia elétrica do país.

Enfim, reflete tanto os riscos do negócio quanto os riscos financeiros vividos pelo setor em estudo.

A escolha da amostra de empresas para se mensurar o desempenho do setor possui uma dificuldade intrínseca, pois até mesmo nos Estados Unidos, tido como uma das economias mais maduras no setor, a maior parte das empresas constitui-se em conglomerados, de maneira que tanto aqui como lá, é difícil encontrar empresas operando exclusivamente no setor de distribuição. Em geral, as empresas do setor elétrico que possuem ações negociadas em bolsa, operam tanto como distribuidoras, transmissoras e geradoras.

As empresas brasileiras escolhidas foram as que possuem ações negociadas na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (Bovespa), cujas atividades são essencialmente de distribuição e de transmissão de energia elétrica.

Os dados utilizados para confecção do indicador de performance do setor foram do período de dezembro de 1998 até dezembro de 2007.

A relação das empresas escolhidas foi a seguinte:

Tabela 1 – Empresas Escolhidas para Representar o Setor

EMPRESAS	
CELESC	COPEL
CEMIG	COELCE
COELBA	LIGHT

Um segundo ponto importante foi escolher entre os tipos de ações que essas empresas possuem listadas em bolsa (ordinárias e preferenciais), qual iria compor a série.

O critério adotado foi de volume de negócios, priorizando a maior quantidade, de modo que o resultado final obtido foi o seguinte:

Tabela 2 – Ações Escolhidas

EMPRESAS	Código
CELESC PNB	CLSC6
CEMIG PN	CMIG4
COELBA ON	CEEB3
COELCE PNA	COCE5
COPEL PNB	CPLE6
LIGHT ON	LIGT3

Assim sendo, após a escolha das ações a metodologia aplicada foi a de se obter através de consultas no site Economatica a evolução do valor de fechamento de mês das ações de cada uma das 6 empresas destacadas, fazendo os ajustes necessários quanto à quantidade de lotes.

A etapa seguinte consistiu em multiplicar o valor de fechamento de mês de cada uma das ações das 6 empresas escolhidas pela quantidade de ações no fechamento de cada mês correspondente, através de informações obtidas no site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), para então se chegar ao valor de mercado estimado do setor de distribuição, representado por essas empresas, de forma ponderada pelo tamanho e representatividade de cada uma no todo da amostra.

De posse dos resultados destacados no parágrafo anterior se observou a evolução mensal do valor do setor e foram confeccionados os mesmos três cenários dos parâmetros de risco macroeconômicos: o de retração do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, o de estabilidade e o de expansão. Tendo o cenário de estabilidade 50% de probabilidade de ocorrência e os cenários de expansão e retração 25% de probabilidade de ocorrência cada.

Para a confecção dos cenários foram adotadas as seguintes premissas: a média aritmética do período foi utilizada como parâmetro de desempenho do setor para o cenário de estagnação ou estabilidade, já a média aritmética de todos os meses exceto entre os anos 2000 a 2002 (período que reflete a maxi desvalorização do dólar de 1999 e a crise de fornecimento de energia elétrica – apagão) foi utilizada como parâmetro para o cenário de expansão e, finalmente, a média aritmética de todos os meses entre os anos 2000 e 2002 foi utilizado para o cenário de retração do setor.

O passo seguinte foi realizar a correlação simples com o desempenho do PIB, da inflação e da taxa de juros do país, para se apurar a sensibilidade do setor de distribuição de energia elétrica à cada um dos fatores de risco macroeconômicos citados, ponderados pelas probabilidades de ocorrência de cada cenário.

Vale destacar aqui que em se tratando de variáveis sistemáticas não correlacionadas, por construção do APT, faz-se a correlação simples.

Finalmente, após a apuração de todas as informações descritas nesta seção o próximo passo foi alimentar a estrutura multifatorial do APT para o cálculo do custo de capital próprio no setor de distribuição de energia elétrica do Brasil.

4.6.

Estrutura proposta para o cálculo do custo de capital próprio pelo APT

A estrutura do cálculo do custo de capital próprio do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil, com base em todos os pontos elencados nesta seção, através do modelo multifatorial do Arbitrage Pricing Theory (APT) e que será apresentada no próximo capítulo é a seguinte:

$$R = R_f + (R_{\text{PIB}} - R_{\text{PIBe}}) \times \beta_{\text{PIB}} + (R_{\text{INFLAÇÃO}} - R_{\text{INFLAÇÃOe}}) \times \beta_{\text{INFLAÇÃO}} + (R_{\text{JUROS}} - R_{\text{JUROSe}}) \times \beta_{\text{JUROS}}$$

(13)

Onde:

R_f = Taxa livre de risco

R_{PIB} = Taxa de crescimento do PIB verificada

R_{PIBe} = Taxa de crescimento do PIB esperada

β_{PIB} = sensibilidade do setor elétrico em relação à variação do PIB.

R_{INFLAÇÃO} = Taxa de crescimento da Inflação verificada

R_{INFLAÇÃOe} = Taxa de crescimento da Inflação esperada

β_{inflação} = sensibilidade do setor elétrico em relação à variação da Inflação.

R_{JUROS} = Taxa de crescimento da Taxa de Juros verificada

R_{JUROSe} = Taxa de crescimento da Taxa de Juros esperada

β_{juros} = sensibilidade do setor elétrico em relação à variação da Taxa de Juros.

4.7.

Proposta de modelo de apuração do custo de capital de terceiros

O custo do capital de terceiros, conforme mencionado em algumas passagens anteriores deste trabalho requer uma metodologia de cálculo mais simples do que a exigida para o cálculo do custo de capital próprio.

Em tese a facilidade de se calcular tal custo se baseia no fato de que basta analisar o perfil da dívida da empresa ou setor em análise, em termos de taxa de juros e prazos de vencimento, informações contempladas em contratos firmados juntos a instituições financeiras e fornecedores de empréstimos em geral.

Todavia, apesar de em teoria o custo do capital de terceiros ser mais fácil de ser calculado do que outros parâmetros do WACC, algumas dificuldades que não podem ser menosprezadas se impõem.

Vale destacar que ao se calcular o custo do capital de terceiros de um setor, como o de distribuição de energia elétrica, é difícil ter acesso a todos os financiamentos e títulos de dívida do setor (quando se trata de uma única empresa tal tarefa pode ser mais fácil).

Outra abordagem é utilizar o CAPM global para o custo de capital de terceiros. Nesta metodologia o ponto de partida é a taxa livre de risco da economia à qual é adicionado o risco de crédito da empresa ou do setor (spread exigido pelo prestador do recurso).

Conforme demonstrado no capítulo anterior, o órgão regulador do setor elétrico brasileiro ao calcular o custo do capital de terceiros adotou a metodologia do CAPM global, porém, como partiu de parâmetros da economia norte americana teve que implementar alguns ajustes para adaptar o resultado obtido para o retorno exigido em uma economia emergente como a brasileira, ou seja, pelo fato de ter trabalhado com a taxa livre de risco da economia norte americana, adicionou o risco país (no caso do Brasil), o risco cambial (Real frente ao Dólar) e o risco de crédito do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Importante destacar que para o cálculo do prêmio de risco de crédito o órgão regulador adotou como parâmetro a empresa de distribuição de energia elétrica brasileira possuidora do melhor rating junto às agências de risco, no caso a RGE (Rio Grande Energia), que possuía à época o grau Ba2 dado pela Moody's para o Brasil.

Tal atitude discricionária da ANEEL gerou uma série de críticas, em especial da ABRADDEE divulgada na Resposta aos Comentários e Contribuições Recebidos na Audiência Pública nº008/2006 Referentes à Taxa de Remuneração – WACC (2006, p. 33):

“Cada empresa do setor regulado possui uma classificação de risco própria que está diretamente relacionada à sua estrutura de capital. Portanto, para estimar o risco de crédito de uma empresa sintética de referência é necessário que o mesmo seja compatível com a estrutura ótima de capital definida pelo regulador. Considerando que a melhor classificação de risco para a distribuidora brasileira publicada pela Moody’s (Ba2), e que esta empresa tem uma estrutura de capital menos alavancada do que a estrutura de capital proposta pela ANEEL, recomendamos que seja utilizado o spread de risco de crédito associado a empresas que possuem estrutura de capital semelhante àquela recomendada pelo regulador”.

Uma vez que o CAPM gera grandes divergências por conta dos ajustes que faz, principalmente em se tratando do CAPM global, este trabalho adotou como premissa para o cálculo do custo do capital de terceiros do setor elétrico de distribuição de energia elétrica do Brasil, somar os últimos três anos disponíveis (2005, 2006 e 2007) das despesas financeiras contabilizadas nas demonstrações do resultado do exercício na linha de Juros de Empréstimos e Financiamentos de seis empresas do setor elétrico selecionadas (Cemar, Coelce, Coelba, Celpe, Cosern e Light) e dividir tal valor pelo valor contábil somado dos mesmos anos apurados nos Balanços Patrimoniais destas mesmas companhias nas linhas de Empréstimos e Financiamentos de Curto e de Longo Prazo.

A idéia de se trabalhar com os três últimos anos foi de buscar o custo da dívida mais recente que é o que interessa para apuração do custo de capital de terceiros.

Os dados para confecção do cálculo do custo de capital de terceiros (Kd) do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro foram extraídos das demonstrações financeiras das seis empresas escolhidas, divulgadas no site da CVM (Comissão de Valores Mobiliários).

A escolha destas seis empresas foi calcada no fato destas empresas terem declarado de forma explícita no site da CVM as informações acima necessitadas. A maioria das empresas do setor não divulgou a abertura das despesas financeiras na estrutura da DRE divulgada na CVM.

Outro ponto importante no cálculo do custo do capital de terceiros diz respeito ao fato deste ser dedutível de imposto de renda, ou seja, devido à figura do benefício fiscal (dedução das despesas financeiras com juros para composição da base tributável) que permite um maior direcionamento de capital aos financiadores da empresa, é fundamental

estimar a alíquota marginal efetiva de imposto de renda incidente sobre o setor em análise, para composição da fórmula do custo de capital de terceiros, descrita abaixo:

$$\text{Custo da Dívida} = K_d \times (1 - T) \quad (14)$$

Onde “Kd” é o custo da dívida antes de impostos e “T” é a alíquota marginal de impostos que incide sobre a empresa ou setor em análise.

No caso do setor elétrico brasileiro para cálculo da variável “T” deve-se levar em conta o Imposto de Renda Sobre Pessoa Jurídica (25%) e a Alíquota de Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (9%), que somados chegam à alíquota marginal de 34%.

4.8.

Proposta de estrutura de capital ótima para cálculo do WACC setorial.

A determinação da estrutura de capital é de grande importância para a aplicação do custo médio ponderado de capital (WACC), uma vez que determina o peso relativo entre as fontes de financiamento das empresas ou setor, ou seja, a proporção entre o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros.

O primeiro ponto que deve ser percebido é que o custo de capital de terceiros, em geral, é mais barato do que o custo de capital próprio e, devido ao benefício gerado pelos impostos, quanto maior a participação do uso de capital de terceiros em detrimento do uso de capital próprio, menor o valor final do WACC, que é o que as empresas buscam no intuito de aumentar seu valor.

Todavia, apesar do custo de capital de terceiros ser mais barato do que o custo de capital próprio, à medida que a exposição junto às instituições financeiras aumenta, cresce também os juros cobrados por estas, pois passam a perceber as empresas tomadoras de empréstimos como mais arriscadas.

No que tange ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, conforme mencionado na seção anterior, um dos pontos no qual a ANEEL foi criticada no segundo ciclo de revisão tarifária, dizia respeito ao fato da estrutura de capital alvo proposta por ela (56,20% para capital de terceiros e 43,80% para capital próprio) e embutida na confecção do WACC regulatório, não ser condizente com o custo de capital de terceiros também por ela proposto, pois este era demasiadamente barato (pois calcava-se numa empresa pouco alavancada) para a estrutura de endividamento proposta.

Uma segunda crítica à metodologia empregada pelo órgão regulador brasileiro, diz respeito ao fato deste ter utilizado para apuração da estrutura ótima de capital, a estrutura verificada em um determinado grupo de empresas de distribuição de energia elétrica escolhidas de alguns países (Argentina, Chile, Grã-Bretanha, Austrália e Brasil), cujas realidades de taxas de juros são distintas da brasileira.

O fato é que o custo do dinheiro (a taxa de juros) é um dos principais vetores que levam uma empresa a se alavancar muito ou pouco, desta forma, se espelhar no perfil de endividamento, via capital próprio ou via capital de terceiros, de outras empresas em outras realidades econômicas de taxas de juros e assumir que esta cesta de empresas constitui um paradigma a ser perseguido no que tange à estrutura de capital alvo é algo que não necessariamente assegurará o equilíbrio econômico/financeiro do setor elétrico o qual a ANEEL tem como objetivo de zelar.

Com base no que foi exposto nos parágrafos desta seção, a proposta deste trabalho foi a de calcular a estrutura ótima de capital do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro a partir das estruturas reais de capital das empresas do setor.

Foram analisados os perfis de estrutura de capital desde 2005 a fim de ficar consistente com o período escolhido para o cálculo do custo de capital de terceiros e ao final fez-se uma média aritmética para se chegar a estrutura de capital alvo do setor. As empresas selecionadas para compor a série foram:

Tabela 3 – Distribuidoras Escolhidas

EMPRESAS	
CELESC	COPEL
CEMIG	COELCE
COELBA	LIGHT
COSERN	

O cálculo realizado para apuração do percentual de capital de terceiros consistiu no quociente entre Dívida Bruta e Patrimônio Líquido das empresas selecionadas. As informações para tal cálculo foram obtidas na Economática e no site da CVM.

4.9. Cálculo do WACC

Com os dados relativos ao custo do capital próprio, apurados através do modelo APT, o custo de capital de terceiros, apurado através do custo verificado de dívida das empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro selecionadas; a estrutura de capital alvo, verificada através da estrutura de financiamento real das empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro selecionadas e a alíquota de imposto de renda pertinente, o cálculo do custo médio ponderado de capital nominal (WACC) do setor foi feito.

Após o cálculo do WACC nominal, procedeu-se o cálculo do WACC real através da deflação do valor nominal pelo valor relativo à inflação brasileira esperada. Para tal utilizou-se a inflação apurada através da ponderação dos cenários de inflação desenhados no cálculo do custo de capital próprio, que foram, por sua vez, calculados sobre a série mensal do IPCA-IBGE.