

**DISSERTAÇÃO DE
MESTRADO PROFISSIONALIZANTE EM ECONOMIA**

**Uma Proposta de Avaliação do Custo do
Capital Próprio para o Setor de Energia
Elétrica Brasileiro**

Ricardo Oliveira L. Serrano

Orientador: Prof. Dr. Ricardo D. Brito

Co-Orientador: Prof. Dr. Arilton C. Teixeira

Membro Externo: Prof. Dr. Carlos Eugênio L. da Costa (EPGE/FGV)

Rio de Janeiro, 23 de dezembro de 2003

Agradecimentos

Para Sonia, Alexandre e Mariana, pela presença.

Agradecimentos especiais

Para a ELETROBRÁS, nas pessoas de Breno Pinto Figueiredo, cujo desassombro tornou possível este mestrado, Pedro Paulo da Cunha pela confiança, e na dos amigos que me apoiaram nestes dois anos.

SUMÁRIO

1 – Introdução	5
2 – Modelos de Avaliação do Custo do Capital Próprio	7
2.1 - Resultados Contábeis Comparáveis (CAE)	7
2.2 - Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	8
2.3 - Capital Asset Pricing Model (CAPM)	9
3 – Esquemas de Regulação por Incentivo e Custo do Capital no Mundo (Inglaterra e Argentina)	10
3.1 - Price Cap	10
3.2 - Custo do Capital Próprio: Inglaterra e Argentina	11
3.3 - O Modelo Inglês	12
3.4 - O Modelo Argentino	13
4 – Histórico da Regulação e Cálculo do Custo do Capital no Brasil	13
4.1 - Histórico da regulação no Brasil	13
4.2 - Custo do Capital: investimentos em distribuição de energia elétrica	17
5 – Metodologia	20
6 – Dados	22
7 – Resultados	23
7.1 – Modelo CAPM	23
7.2 - Modelo Fluxo de Caixa Descontado (FCD)	25
7.3 - Modelo CAE (Resultados Contábeis Comparáveis)	27
7.4 - Modelo Combinado (COE)	29
8 – Conclusões	31
Bibliografia	33

Resumo

Este trabalho estuda o custo do capital próprio do setor elétrico brasileiro segundo três metodologias: Resultados Contábeis Comparáveis (CAE), que utiliza valores históricos na sua mensuração, e Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e o CAPM, elaborados a partir de valores esperados.

Os resultados obtidos pelo método CAE indicaram que o setor elétrico brasileiro não vem sendo remunerado ao nível da sua real necessidade de manutenção e expansão. A partir dessa observação, julgou-se apropriado desconsiderar esse método na metodologia agora proposta, que passa a utilizar apenas a média simples dos modelos CAPM e FCD.

A utilização da média simples dos resultados dos modelos apresenta a vantagem de capturar características específicas a cada um deles, assim como diluir os efeitos de eventuais valores extremos.

O custo do capital próprio obtido neste trabalho foi o valor médio de 19,73% para o período estudado - 1995/2003 (17,12% para 2003), próximo ao resultado obtido pela ANEEL para investimentos em distribuição de energia no Brasil, 17,47%, enquanto que Minardi e Sanvicente (2003) obtiveram 36,06% para o custo do capital próprio da CEMIG em 2002, especificamente.

Palavras Chave: Custo do Capital Próprio, CAPM, Fluxo de Caixa Descontado, Resultados Contábeis Comparáveis, Regulação e ANEEL.

Código JEL: G31

1 – Introdução

Este trabalho oferece uma contribuição ao processo de avaliação do custo do capital próprio das empresas de energia elétrica brasileiras.

Tendo por base Green, Lopez e Wang (2001), propõe-se uma metodologia para cálculo do custo do capital próprio baseada na média simples aplicada a dois resultados: a taxa de desconto implícita no FCD e o retorno esperado obtido a partir do CAPM.

Segundo estabelece a ANEEL em termos de política tarifária, deverão ser realizadas revisões periódicas quinquenais para avaliação do equilíbrio econômico financeiro das empresas do setor de energia elétrica brasileiro. Reveste-se de grande importância,

portanto, o processo do cálculo do custo de capital próprio, de forma a que venha ser definida uma estrutura tarifária que permita a adequada remuneração dos ativos aplicados pelas empresas concessionárias na produção de energia elétrica.

Minardi e Sanvicente (2003) partindo de dados correntes de mercado e de informações atualizadas, estimaram os custos de capital de uma empresa do setor de energia elétrica brasileiro, inferindo a sua respectiva estrutura ótima de capital.

Neste trabalho a estimativa dos custos do capital próprio das empresas do setor de energia elétrica brasileiro será obtida a partir da aplicação da média simples de dois métodos: CAPM e Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

Ao combinar as duas metodologias o método proposto apresenta a vantagem de agregar características específicas a cada uma delas, o que deve emprestar mais consistência ao resultado final. A utilização da média simples, como era de se esperar, permite a suavização dos resultados obtidos, diluindo a influência de resultados extremos. Os dados requeridos não são de difícil obtenção, sem mencionar a larga utilização pelo mercado dos modelos adotados. No caso do modelo CAPM, os dados referem-se ao mercado de capitais da economia brasileira, ao contrário do método sugerido pela ANEEL (metodologia CAPM, com dados da economia americana).

Foram utilizadas as ações Eletrobrás PNB, Cesp PN, Cemig PN e Copel ON. O retorno do mercado foi quantificado através do Ibovespa, e a taxa livre de risco adotada foi o CDI-30. As demais informações requeridas, tais como lucro líquido, patrimônio líquido e dividendos pagos foram obtidos através das demonstrações financeiras das empresas em questão, ou seja, foram utilizadas informações do conhecimento do mercado.

O método combinado, Cost on Equity (COE) aponta o valor médio de 19,73% para o custo do capital próprio no período considerado (1995-2003) e desvio padrão de 5,66%. O resultado do modelo CAE não foi incorporado à metodologia original, uma vez que ao retratar exclusivamente a série histórica, indicou que o setor elétrico não está sendo eficientemente remunerado - o custo do capital próprio médio obtido para o período 1995/2003, foi apenas 1,77%.

Além desta introdução, a seção 2, apresenta os modelos de avaliação do custo do capital empregados neste estudo. A seção 3 apresenta brevemente os esquemas de regulação por incentivo e um resumo dos modelos de cálculo do custo do capital próprio na Inglaterra e na Argentina.

Na seção 4 é apresentado um painel histórico do ambiente regulatório no Brasil, bem como a metodologia de cálculo do custo do capital próprio em investimentos de distribuição no Brasil. Na seção 5 é definida a metodologia adotada neste trabalho através da adaptação para o setor elétrico brasileiro da proposta contida no estudo de Green, Lopez e Wang (2001). Na seção 6 são apontados os dados utilizados no presente trabalho. Os resultados alcançados encontram-se explicitados na seção 7, e na seção 8 são apresentadas as conclusões finais.

2 – Modelos de Avaliação do Custo do Capital Próprio

Um dos conceitos envolvendo a avaliação do custo do capital próprio depende da linha de negócio da empresa e da proporção dívida/capital. Empresas envolvidas em atividades mais expostas ao risco, devem apresentar um custo de capital próprio mais alto.

Os modelos considerados neste trabalho são usados rotineiramente. Considerando a sua aplicação na metodologia proposta, tanto o FCD, utilizado pelo mercado, principalmente, para determinação do valor efetivo de um ativo, quanto o CAPM, empregado no cálculo da taxa de retorno requerida na avaliação de projetos, funcionam como ferramentas para a obtenção do custo do capital próprio específico ao setor de energia elétrica do Brasil.

Resultados Contábeis Comparáveis (CAE)

Na utilização deste modelo, para cada empresa de energia elétrica é determinado o retorno do patrimônio líquido (ROE), definido da seguinte forma:

$$\text{ROE} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}}$$

É estabelecida a média simples das estimativas dos ROE referentes a cada uma das empresas consideradas, para em seguida, obter-se a média (simples) dos ROE das quatro empresas consideradas. A estimativa do CAE obedece à seguinte fórmula:

$$\text{CAE}_n = (\text{ROE}_{n-1} + \text{ROE}_{n-2} + \text{ROE}_{n-3} + \text{ROE}_{n-4} + \text{ROE}_{n-5}) / 5$$

Na interpretação do comportamento anterior do ROE de uma firma ou projetando o seu valor futuro, deve-se prestar especial atenção ao conjunto dívida-capital e à taxa de juros dessa dívida. A relação entre ROE e alavancagem é expressa por:

$$\text{ROE} = (1 - \text{taxa de impostos})[\text{ROA} + (\text{ROA} - \text{taxa de juros}) \text{ Dívida/Capital}],$$

onde $\text{ROA} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Ativo Total}}$ é o retorno dos ativos.

Uma das deficiências do método CAE é basear-se em valores contábeis. O uso de valores históricos pode significar um distanciamento em relação aos valores economicamente relevantes para a determinação da taxa de retorno esperada. A agregação, portanto, de métodos de projeção do capital próprio ao CAE, mitigaria os problemas vinculados à utilização de dados contábeis. Esses métodos são brevemente apresentados a seguir.

Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

O Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é um método bastante utilizado, onde o preço da carteira de ações corresponde ao valor descontado de todos os dividendos futuros esperados. A formulação matemática do modelo é a seguinte:

$$P_0 = \frac{\sum_{t=1}^{\infty} D_t}{(1+r)^t}$$

Onde P_0 é o preço corrente por ação do capital, D_t é o dividendo esperado no período t e r é o custo do capital próprio.

Não é tarefa fácil a projeção de dividendos para todos os períodos futuros esperados. Para simplificar o problema, geralmente se assume que os dividendos crescem a uma taxa constante, g . Este modelo, também conhecido como modelo de crescimento de Gordon, apresenta-se da seguinte forma:

$$P_0 = \frac{D_1}{r-g}$$

A fórmula acima pode ser utilizada quando g , a taxa de crescimento antecipada, for inferior a r , a taxa de desconto. À medida que g se aproxima de r , o preço das ações tende ao infinito. Obviamente, r deve ser superior a g .

A fórmula de renda crescente perpétua expressa P_0 em termos do dividendo esperado (D_1) para o próximo ano, da tendência de crescimento, g , e da taxa de rentabilidade esperada de outros títulos de risco equivalentes, r .

A fórmula pode ser utilizada para se obter uma alternativa de r a partir de D_1 , P_0 e g :

$$r = \frac{D_1}{P_0} + g$$

A taxa de capitalização do mercado é igual à remuneração das ações por dividendos, mais o crescimento.

Capital Asset Pricing Model (CAPM)

O CAPM é largamente utilizado nas estimativas do custo do capital próprio, o qual é determinado pelo risco sistemático a afetar a empresa. A equação básica é a seguinte:

$$r = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

onde r é o retorno esperado do capital, r_f é a taxa livre de risco, r_m é o retorno esperado do portfólio de mercado e β estabelece a sensibilidade do retorno do capital da firma em relação ao retorno do mercado.

O estudo empírico clássico do CAPM foi conduzido por Black, Jensen e Scholes (1972) e atualizado por Black (1993), e mostraram a existência de alguns problemas, como por exemplo, o prêmio de risco no beta é menor que o prêmio de risco do mercado, e que os investidores requerem um retorno adicional para assumir o risco.

Apesar das controvérsias existentes a respeito da utilização do CAPM, o modelo é considerado como padrão e largamente aceito.

Um elemento básico do CAPM é a estimação do beta relativo ao portfólio de mercado. Um dos seus aspectos mais importantes é a escolha entre a estimativa dos betas utilizando todos os anos disponíveis ou um período curto de dados mais recentes. O primeiro é o chamado beta cumulativo, e o segundo beta móvel. Neste trabalho foram utilizados betas móveis, estimados para cada ano, em relação aos últimos 48 meses. Uma das principais justificativas para a utilização de betas móveis é a captura da variação do tempo sobre o risco sistemático que afeta as empresas.

3 – Esquemas de Regulação por Incentivo e Custo do Capital no Mundo (Inglaterra e Argentina)

Custo do Serviço

Historicamente o método mais importante de regulação de preços em setores tais como energia e telecomunicações é o custo do serviço.

Após a determinação do custo do serviço deve-se definir o preço médio global que deverá equilibrar a despesa e a receita requerida e determinar a estrutura dos preços relativos (classes tarifárias).

O estabelecimento da receita requerida envolve controvérsias a respeito de quais custos do montante do estoque de capital seriam autorizados, e questões de discriminação de preços e alocação dos custos à linha de produção.

Alguns custos são vinculados facilmente a alguns produtos. Outros “custos comuns” como por exemplo o custo de capital da capacidade de geração de energia elétrica, não estão associados a um único produto.

Os preços uma vez determinados são fixados até a próxima revisão regulatória, podendo ser indexados à inflação, preço dos insumos, etc.

Uma questão básica na determinação dos incentivos inerentes à regulação através do custo do serviço é o período de tempo durante o qual os preços permanecem fixos.

O custo do serviço, tendo em vista a sua característica histórica, traduzida pela utilização de informações contábeis, pode ser vinculado ao CAE, baseado na relação histórica entre o Lucro Líquido e o Patrimônio Líquido.

Price Cap

A regulação por price cap não faz uso específico de dados contábeis. O regulador estabelece limite (teto) de preços para todos os produtos ou uma cesta de produtos (preços médios ou ponderados), e à empresa é dada a escolha de definir seus preços no limite ou abaixo dele, ficando claro que o regulador precisa dispor de bons conhecimentos a respeito das condições de custo e demanda. Uma cláusula de indexação ajusta o limite durante o período regulatório; similarmente ao custo do serviço, porém existem três diferenças:

- Nesta modalidade o foco da regulação é mais prospectivo do que retrospectivo;

- A empresa dispõe de flexibilidade para reduzir os seus preços, particularmente para ajustar a estrutura de preços relativos;
- A frequência das revisões regulatórias é definida exogenamente.

Para responder à uma mudança de ambiente ou um aumento na produtividade, à empresa é permitido definir a estrutura de preços dentro de cada cesta, mas não o aumento do preço médio da cesta por mais do que uma porcentagem estipulada a cada ano, o assim chamado Fator X, ou seja, a taxa de crescimento dos preços deduzida de uma taxa de progresso tecnológico.

O regime Price Cap, ao contrário do Custo do Serviço, ao considerar a receita permitida, apresenta características prospectivas, sendo, portanto, adequada a sua associação aos modelos CAPM e FCD, vinculados a valores esperados. Talvez seja este mais um elemento a reforçar a consideração de que ao utilizar a média simples dos resultados dos dois modelos, seja possível capturar características inerentes a cada um deles, que de uma outra forma não seriam consideradas.

Custo do Capital Próprio: Inglaterra e Argentina

Durante os primeiros anos do processo de privatização a principal preocupação dirigia-se à transferência de ativos do setor público para o privado, e o estabelecimento de contratos regulatórios. Posteriormente, foi sendo desenvolvida uma maior atenção ao que diz respeito à formação de instituições regulatórias.

Reguladores devem definir preços que permitam taxas de retorno correspondentes ao custo do capital. Nos EUA, por exemplo, a regulação da taxa de retorno estabelece que a firma recebe uma taxa fixa de retorno, enquanto que na Inglaterra, na modalidade de regulação pelo “price cap”, é definido um nível de preço no qual os ganhos e a taxa esperada de retorno igualam-se ao custo do capital.

Se a taxa de retorno é superior ao custo do capital das firmas, existe incentivo ao investimento exagerado. Se a taxa de retorno é menor do que o custo do capital, não haverá incentivo à expansão, e poderá haver um estímulo à contratação e à venda de ativos.

Conseqüentemente, os preços são estabelecidos com vigência durante determinado período, e periodicamente revisados. O princípio é que as firmas podem auferir rendimentos acima das taxas normais de retorno durante os cinco anos, se elas operarem de maneira eficiente em relação ao previsto no início do período regulatório.

Tendo em vista que a transformação nos setores de energia elétrica caracterizou-se por um processo de mudança praticamente constante nos últimos vinte anos, é cada vez maior o consenso no sentido da adoção de métodos padronizados consistentes, resultado de fórmulas matemáticas cujas variáveis são claramente explicitadas, tornando a determinação arbitrária ou fixa do custo do capital cada vez menos utilizada.

A vantagem dos métodos padronizados é que são transparentes e oferecem maior certeza sobre quais são os elementos determinantes da taxa de retorno e a maneira como a influenciam. Dos métodos padronizados, o de maior consenso é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), em combinação com o CAPM.

O Modelo Inglês

O modelo para estimação da taxa de retorno requerida é o do custo médio ponderado de capital – WACC.

No documento OFFER¹ (1998-2000) constata-se que a maioria das distribuidoras apoiava a utilização do modelo CAPM para estimação do custo do capital.

A taxa livre de risco utilizada no CAPM foi a mesma empregada para estimar o custo de capital de terceiros (intervalo de 2,25% a 2,75% para a taxa livre de risco). Foi necessário estimar adicionalmente o prêmio de risco das ações, onde foram considerados 2 fatores: o prêmio de risco das ações para o mercado como um todo e o nível de risco da empresa relativamente ao mercado (o beta). O debate foi criado em torno dos seguintes aspectos: se o prêmio de risco das ações deveria ser baseado em valores históricos, em pesquisa sobre expectativa dos investidores, ou em uma combinação de estimativas do retorno de dividendos e de crescimento real de dividendos.

Considerando várias estimativas sobre expectativas correntes de instituições de investidores, a OFFER chegou ao intervalo entre 3,0% e 4,2%. Com relação ao beta, que reflete o risco sistemático da empresa relativo ao mercado, os cálculos desenvolvidos utilizaram valores históricos.

A OFFER considerou também que muitas distribuidoras sofreram mudanças de controle desde a última revisão tarifária, geralmente sendo controladas por grupos maiores, o que poderia reduzir o beta. Para evitar esses desvios, a OFFER optou por fazer uma estimativa dos betas de diversas concessionárias (não apenas de energia elétrica) do Reino Unido.

¹ Office of Electricity Regulation. Até 1999 o nome da agência reguladora no Reino Unido, quando o seu nome mudou para OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets.

O custo do capital próprio, estimado pela OFFER, após o pagamento de impostos, situou-se no intervalo entre 5,5% e 6,5%.

O Modelo Argentino

O modelo do WACC também foi usado pelo Ente Nacional Regulador de la Electricidad – ENRE, e pelo Ente Regulador de Gas – ENARGAS, levando em consideração na taxa de retorno, os benefícios fiscais sobre juros pagos sobre os empréstimos.

O modelo utilizado para o cálculo do capital próprio foi o CAPM, acrescido do risco país:

$$r = r_f + \beta (r_m - r_f) + \text{risco Argentina}$$

O cálculo do risco país foi estabelecido no cálculo do custo da dívida. O coeficiente beta não pôde ser estimado diretamente porque havia apenas duas empresas no subsetor negociadas em bolsa, e ambas tinha pouca liquidez. O beta utilizado foi então de empresas comparáveis. Foram estimados os betas das empresas do mesmo subsetor dos EUA e depois esses betas foram corrigidos para levar em consideração a diferença entre os regimes regulatórios, estimada a partir de empresas do setor de telecomunicações, que têm o mesmo tipo de diferença entre regimes de regulação.

4 – Histórico da Regulação e Cálculo do Custo do Capital no Brasil

Histórico da Regulação no Brasil

Até 1930 a regulação tarifária no Brasil era muito limitada e dispersa, resumindo-se a acordos isolados entre as poucas concessionárias e os municípios que detinham o poder de concessão dos serviços de eletricidade. Essa situação foi alterada com a edição do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10.07.34), que definiu a indústria de energia elétrica como um serviço público, assim como as bases do novo marco regulatório:

- A União passava a assumir o poder concedente;
- A União deveria estabelecer os critérios de concessão da exploração dos recursos hídricos pela iniciativa privada (desvinculados da propriedade do solo e incorporados ao patrimônio nacional);
- O estabelecimento do regime tarifário pelo custo do serviço, com uma taxa de retorno máxima de 10% sobre o custo histórico;

- Fiscalização técnica, financeira e contábil nas empresas concessionárias.

Tendo em vista a fragilidade dos mercados acionário e financeiro no país, foi criado através da Lei 2.308/54, o Fundo Federal de Eletrificação – FFE, que iria financiar instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o parque industrial associado. A fonte de receita desse fundo, o Imposto Único de Energia Elétrica – IUEE, era calculado como fração da Tarifa Fiscal².

O Código de Águas foi regulamentado através do decreto 41.019/57, cujo principal objetivo era a cobertura do custo de serviço pelas tarifas, devendo os recursos para novos projetos ser obtidos através de aumentos de capital pelos acionistas, no mercado de ações ou pela tomada de empréstimos.

Também havia sido criado o Empréstimo Compulsório - EC (Lei 4.156/62), com recolhimento obrigatório para consumidores industriais com consumo superior a 2 MWh/mês, e destinado à expansão do sistema.

A correção monetária (Lei 4.357/64), contribuiu para a recomposição da capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica, deteriorada pela remuneração a partir do custo histórico dos ativos. A correção monetária obrigatória sobre o valor original do ativo imobilizado das concessionárias (Decreto-Lei 54.936/64), levou à recuperação das tarifas, já que este era o item mais expressivo do custo do serviço das empresas.

O Decreto 62.724/68 definiu que a estrutura tarifária deveria basear-se no princípio do custo marginal, a fim de viabilizar um esquema que viesse a refletir os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor. Apenas a partir de 1981 é que este critério começou a ser adotado, apenas, entretanto, para tarifas de alta tensão, haja vista a dificuldade de estimativa de custos para o caso das outras tarifas.

A Lei 5.655/71 elevou as taxas de retorno permitidas de 10% para 12%, garantindo um retorno mínimo de 10% e estabelecendo que insuficiências ou excessos de remuneração passariam a ser registrados contabilmente na Conta de Resultados a Compensar – CRC, cujos recursos deviam compensar as perdas de algumas concessionárias com os recursos gerados por outras.

Foi promulgado o Decreto-Lei 1.383/74 que estabeleceu a equalização tarifária em todo o país, e as tarifas passaram a ser iguais para as mesmas classes de consumo em todos os estados.

² Valor médio de todas as tarifas cobradas no trimestre anterior ao recolhimento do IUEE pelo DNAEE.

Como as concessionárias apresentavam diferentes estruturas de custos e atuavam em mercados heterogêneos, a nova legislação criou um fundo de equalização, a Reserva Global de Garantia – RGG, composta de depósitos efetuados na CRC pelas empresas superavitárias, cujo valor era calculado pelo DNAEE, que determinava o valor das contrapartidas passíveis de saques pelas empresas deficitárias.

A nova lei também criou a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, para rateio entre as empresas dos sistemas interligados, do custo do combustível consumido nas termelétricas.

A crise que atingiu a economia brasileira a partir da 2^a metade da década de 70 afetou bastante o modelo de financiamento do setor elétrico, baseado no autofinanciamento (tarifas reais), recursos da União (IUEE e EC), dotação orçamentária, e financiamento externo, captado com custos inferiores às taxas de retorno dos investimentos setoriais.

A Lei 8.631/93 introduziu três inovações importantes: eliminou o regime de equalização tarifária, estabeleceu um amplo encontro de contas entre as empresas devedoras e credoras do setor e definiu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras. Segundo essa Lei, as geradoras e as distribuidoras passariam a propor ao DNAEE tarifas que cobrissem seus respectivos custos de serviço, que seriam homologadas automaticamente se o regulador não se pronunciasse em 15 dias, permanecendo o órgão regulador com a função de supervisionar e aprovar tanto as tarifas de suprimento quanto as de fornecimento. A nova legislação concedeu, ainda, um grau de liberdade para que a concessionária modificasse os seus preços relativos, desde que mantivesse o valor médio da tarifa.

Quanto à inadimplência setorial, a Lei 8.631/93 promoveu um amplo encontro contábil de contas a receber e a pagar das empresas do setor elétrico, eliminando os créditos das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais, e o Tesouro Nacional, como consequência, absorveu cerca de US\$ 20 bilhões relativos às dívidas das empresas nesse encontro de contas.

Entre as inovações institucionais introduzidas pela reforma no setor ao final dos anos 90, destacam-se o livre acesso à rede de transmissão, a constituição de um mercado livre na geração e na comercialização de energia, que passou a ser um novo segmento da cadeia produtiva de energia elétrica. As tarifas passam a ser livres na geração e comercialização e regulamentadas na transmissão e distribuição.

No caso do transporte da energia gerada por novos empreendimentos, a Portaria 459, de 10.11.97, estabeleceu tarifas de referência para os encargos de uso da rede e os custos de conexão, com base nas características das regiões em que se conectarem os geradores e consumidores.

De maneira semelhante ao modelo inglês, através da Lei 9.648, de 27.05.98, foi criado um Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, onde ocorrerão livremente as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados. As atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados são da responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, entidade privada composta por representantes de diversos agentes do setor, dos consumidores e do poder concedente.

As tarifas nos segmentos de transporte permanecerão como monopólio legal e serão regulados pelo critério revenue cap, baseado na receita permitida, estabelecida pelo regulador para cada uma das empresas, incidindo sobre ela um fator de eficiência.

O revenue cap³ é a receita que o setor regulado pode obter a partir de um determinado nível inicial. A fórmula básica para reajustes é a seguinte:

$$RA_t = RA_{t-1} (1 + \Delta IGP * E), \text{ onde:}$$

RA_t = receita autorizada no ano t;

RA_{t-1} = receita autorizada no ano t – 1;

ΔIGP = variação em um índice geral de preços;

E = índice de ganhos de eficiência.

Observa-se que existe um incentivo para que os agentes obtenham ganhos de eficiência superiores aos previstos na fórmula. Ao término de um determinado período - o chamado período regulatório – a receita autorizada é revista de modo a repartir os ganhos de eficiência adicionais aos previstos no índice E, entre usuários e prestadores de serviço.

No caso da distribuição de energia para os consumidores cativos, os valores das tarifas iniciais vêm sendo definidos nos novos contratos de concessão, e o método tarifário adotado tem sido o price cap. Nas revisões das tarifas, a partir de 2003, será introduzido o revenue cap.

³ Born e Almeida (COPEL)

A vantagem do método revenue cap é a maior liberdade que as concessionárias terão para alterar a estrutura tarifária, tendo em vista que o controle regulatório é sobre a receita total e não sobre o nível das tarifas. As empresas poderão variar as tarifas sempre que houver modificação nos custos.

Como a fórmula de composição da receita permitida inclui parcelas de custo padrão e de preços de referência, o regulador tem maior precisão na determinação de sistemas de incentivo para melhoria da eficiência da concessionária, como por exemplo o custo de aquisição de energia, parcela relevante.

Além disso o fator E de ajuste da receita, contribui para reduzir as incertezas dos investidores ao permitir ao regulador ressarcir eventuais diferenças entre a receita observada e a permitida, podendo beneficiar os consumidores no período subsequente ao ajuste, no caso do regulador reduzir o nível da receita permitida quando esta for superior à efetiva.

Para concluir este breve resumo da regulação no Brasil, é possível perceber durante a evolução do processo regulatório, a transição do regime do custo do serviço para o price cap e, a partir de 2003, para o revenue cap. Criaram-se, portanto, as condições para a utilização de modelos quantitativos padrão, tais como o CAPM e o FCD na estimativa do custo do capital próprio do setor de energia elétrica brasileiro, uma vez que se consubstanciou a transferência da ótica das informações históricas, até mesmo arbitrárias, para um cenário vinculado a valores esperados, compatível com o atual cenário regulatório.

Custo do Capital: Investimentos em Distribuição de Energia Elétrica

De acordo com a Nota Técnica n.º 041/2003/SRE/ANEEL, o modelo CAPM aplicado aos mercados de capitais da economia dos EUA, onde existem grande liquidez e ativos com diversas durações, para todos os efeitos, sem risco, é o ponto de partida para a determinação do custo do capital na maioria dos casos. Neste modelo padrão são incorporados prêmios de risco adicionais associados às especificidades do Brasil: os prêmio de risco país, de risco cambial e o risco regulatório. O beta da expressão tradicional do CAPM está alavancado pela estrutura de capital da empresa *i* do setor de energia dos EUA. Este valor deve ser realavancado pela estrutura de capital ótima das empresas brasileiras, chegando-se ao β que reflete os riscos de negócio e financeiro brasileiros. Ao CAPM dos EUA devem ser adicionados os prêmios de risco Brasil (r_B), o prêmio de risco

cambial (r_X) e o prêmio de risco regulatório (r_R). A expressão do custo do capital próprio é dada por:

$$r_P = r_f + \beta(\overline{r_M} - r_f) + r_B + r_X + r_R$$

A taxa livre de risco é definida como o rendimento de um bônus do governo dos EUA com vencimento em cerca de 30 anos. Um bônus do governo dos EUA com prazo de 10 anos até o vencimento tem uma duration de aproximadamente 8 anos. Esse título de renda fixa foi utilizado para estimar a taxa livre de risco.

A estimativa do prêmio de risco do mercado é obtida por meio da subtração da taxa livre de risco do retorno médio da série histórica dos retornos diários do S&P500.

O prêmio de risco do negócio é calculado desalavancando os betas das empresas da amostra de empresas relevantes de distribuição de eletricidade dos EUA, pela respectiva estrutura de capital. Numa fase posterior calcula-se o beta desalavancado médio do subsetor⁴. A expressão é a seguinte:

$$\beta'_{i,u} = \beta_i \left(\frac{P_i'}{P_i' + D_i'(1-T')} \right)$$

Onde β_i é o beta estimado, $\beta_{i,u}$ é o beta desalavancado, P_i' é o valor do capital próprio e D_i o valor do capital de terceiros da empresa i da amostra de empresas distribuidoras de energia elétrica dos EUA, e T' é a alíquota de impostos de renda dos EUA. A nomenclatura “ ’ ” indica que os dados são da amostra de empresas dos EUA. A partir dos betas desalavancados das distribuidoras dos EUA da amostra, calcula-se o beta desalavancado do setor como a média ponderada dos betas desalavancados das empresas da amostra, cuja ponderação é a participação dos ativos da empresa nos ativos totais das empresas da amostra:

$$\beta'_u = \frac{\sum_{i=1}^I \beta'_{i,u}}{I}$$

⁴ A validade desta metodologia depende da hipótese de que o risco Brasil seja semelhante ao risco do negócio no Brasil (Nota Técnica n.º 041 – ANEEL).

Onde I é o número de empresas de distribuição de energia elétrica dos EUA da amostra. Definindo-se este beta médio por β_u , o risco do negócio é representado por:

$$r_N = \beta_u (r_M - r_f)$$

Onde r_N é o risco do negócio, r_M é o retorno médio amostral do S&P500 e r_f o retorno do ativo sem risco.

Na estimação dos prêmios de risco do negócio e financeiro, realavanca-se o beta de acordo com a estrutura ótima de capital prevista (50% de capital de terceiros no ativo total) e as alíquotas de IRPJ e CSLL. Representando por T a soma do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) com a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL), o beta realavancado é obtido por:

$$\beta = \left(\frac{P + D(1-T)}{P} \right) \beta_u$$

Onde o valor sem “ ’ ” indica que os dados pertencem à amostra de empresas do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro. O risco financeiro é então:

$$r_f = \left(\frac{D(1-T)}{P} \right) \beta_u [r_M - r_f]$$

O prêmio de risco país é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil, sendo que o prêmio de risco soberano é o spread que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA. O prêmio de risco de crédito do Brasil representa o spread sobre a taxa livre de risco (EUA) que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos Estados Unidos, com classificação de risco idêntica à do Brasil.

Representando por r_s o prêmio de risco soberano e por r_C^B o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco Brasil - r_B - é dado por :

$$r_B = r_s - r_C^B$$

O risco cambial é o risco de que, no momento das movimentações financeiras que envolvam troca de moeda, a taxa de câmbio não reflita uma situação de equilíbrio, ou seja:

$$r' = r + (F - S) + r_B$$

Onde:

r é a taxa de juros doméstica;

r' a taxa de juros externa;

F é o valor futuro do dólar;

S é o valor do dólar hoje;

r_B é o prêmio de risco Brasil.

Para o cálculo do prêmio de risco regulatório, considerou-se que o risco regulatório dos EUA estava refletido no beta daquele mercado. Reconhece-se, entretanto, que o regime de regulação por “preços máximos” apresenta riscos maiores que o da taxa de retorno adotado nos EUA. Nesse caso, é necessário determinar o risco adicional derivado do regime de regulação brasileiro. Deve-se considerar, ainda, que há uma fonte adicional de risco associada à maior incerteza do ambiente regulatório brasileiro frente ao dos EUA.

Considerando que o risco regulatório inglês é semelhante ao risco regulatório brasileiro, o prêmio de risco regulatório do Brasil acima dos EUA deve ser igual a:

$$(\beta_{RU} - \beta_{EUA}) \times (r_M - r_f) = r_R$$

O resultado final obtido pela ANEEL aponta para um custo do capital próprio da ordem de 17,5%.

5 - Metodologia

Os três métodos utilizados para cálculo do custo de capital são baseados em diferentes critérios e características, modelos, conjunto de informações e fontes. A questão de qual deles é “correto” ou “mais correto” é difícil de ser respondida diretamente. Modelos são simplificações da realidade, passíveis de especificação incorreta, e, em consequência, seus resultados podem não ser uma boa medida da realidade.

Apesar de relacionados, os modelos aqui considerados - CAPM, Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Resultados Contábeis Comparáveis (CAE) - não conduzem a estimativas idênticas, basicamente porque cada um deles reflete determinada imprecisão de mensuração. Os dados contábeis utilizados no cômputo do ROE não necessariamente

traduzem as quantidades que são economicamente relevantes em princípio, dada a sua característica retrospectiva. Os fluxos de caixa projetados utilizados no FCD, dependendo dos critérios utilizados, podem embutir incorreções de avaliação, e o portfólio de mercado assumido pelo CAPM é uma construção teórica, que não deve ser efetivamente vinculada a um portfólio de “securities” efetivamente negociado no mercado.

Um conceito a ser abordado envolve a ponderação atribuída a cada empresa para determinação do custo do capital próprio, sendo que, neste caso, foi aplicada a mesma ponderação às empresas envolvidas. Uma alternativa seria a atribuição de ponderação diferenciada, ou seja, multiplicar cada custo do capital próprio pelo valor de mercado das suas ações, e , então, dividir a soma desses custos pelo valor total de mercado da amostra considerada. Outras alternativas como ponderar as empresas de acordo com a proporção entre seus balanços e o total dos ativos poderiam ser consideradas.

Se cada projeto de investimento é implicitamente apreçado com erro, e se tais erros são independentes e identicamente distribuídos, a melhor estimativa do valor de um projeto seria a atribuição de ponderação não diferenciada aos seus respectivos valores de mercado.

Uma outra razão para a ponderação única seria a mitigação de algumas impropriedades nos procedimentos de mensuração adotados, uma vez que os efeitos decorrentes de posições extremas na performance do mercado financeiro, seriam amenizados.

A proposta, portanto, é calcular o custo do capital próprio das empresas do setor elétrico brasileiro através da incorporação dos três métodos: CAPM, FCD e CAE.

A prática de combinar diferentes previsões econômicas é relativamente comum na literatura prática e acadêmica, e tem sido considerada como um processo mais coerente de combinar conjuntos de informações cujos períodos não são coincidentes.

A proposta consiste em ponderar os métodos que geram, para o setor elétrico brasileiro, estimativas sensatas do custo do capital. Como o valor obtido pelo CAE (uma média do retorno passado recente) seria insustentável para o setor, optou-se pela ponderação dos outros dois (medidas do retorno esperado no futuro) apenas. No caso geral, o indicado é ponderar os três métodos, como em Green, Lopez e Wang (2001).

Foram utilizados, portanto, nesta proposta, apenas o FCD e o CAPM, como se observa a seguir:

$$\mathbf{COE_{combinado} = 1/2 COE_{FCD} + 1/2 COE_{CAPM}}$$

6 – Dados

Foram utilizadas as seguintes ações: Eletrobrás PNB, Cesp PN, Cemig PN e Copel ON. O retorno do mercado foi quantificado através do Ibovespa, e a taxa livre de risco adotada foi o CDI-30 (taxa efetiva). As demais informações requeridas, tais como lucro líquido, patrimônio líquido e dividendos pagos foram obtidos nas demonstrações financeiras das empresas em questão, ou seja, foram utilizadas informações do conhecimento do mercado e do público em geral. As informações foram pesquisadas na base de dados da Economática.

As informações relativas aos dividendos pagos, utilizadas no método do fluxo de caixa descontado (FCD), estão apresentadas abaixo.

Tabela 1: Dividendo por Ação (Em R\$)

Ano	Dividendo Pago por Ação			
	Eletrobrás PNB	Cemig PN	Cesp PN	Copel ON
1995	0,0010	0,0002	0,0000	0,0002
1996	0,0036	0,0018	0,0000	0,0015
1997	0,0039	0,0026	0,0022	0,0005
1998	0,0055	0,0070	0,0019	0,0009
1999	0,0074	0,0037	0,0010	0,0010
2000	0,0039	0,0018	0,0045	0,0008
2001	0,0036	0,0008	0,0000	0,0004
2002	0,0004	0,0025	0,0000	0,0008
2003	0,0041	0,0024	0,0015	0,0008

Fonte: Economática

As informações que traduzem o lucro líquido e o Patrimônio Líquido das empresas, empregados no método CAE, são as seguintes:

Tabela 2: Lucro Líquido e Patrimônio Líquido (Em R\$)

Ano	ELETROBRÁS		CEMIG		CESP		COPEL	
	Lucro Líquido	Patrimônio Líquido						
1995	756.932	68.429.771	217.068	8.601.955	-193.673	12.564.991	100.875	4.013.650
1996	2.393.485	59.644.584	210.982	8.753.034	-513.933	12.706.246	193.948	4.056.422
1997	3.378.212	61.646.875	310.112	7.951.358	1.251.513	14.358.732	302.568	4.860.444
1998	1.994.178	59.995.657	482.780	8.012.451	861.372	15.861.323	403.265	4.458.921
1999	580.589	59.437.068	33.719	7.588.983	29.199	10.915.920	277.165	4.627.551
2000	2.455.813	62.136.331	414.959	7.817.533	-414.299	10.692.641	430.603	4.898.154
2001	3.251.336	64.285.524	477.929	6.902.056	-813.319	9.896.373	475.310	5.045.397
2002	1.100.340	66.550.862	-1.001.833	5.680.883	-3.417.524	6.478.849	-320.019	4.726.074

Fonte: Economática

A estimativa dos dividendos para 2003, utilizada na estimativa do prêmio de risco do mercado, foi conseguida através de pesquisa no International Brokers Estimation System - I/B/E/S

7 – Resultados

A metodologia proposta para cálculo do custo do capital próprio das empresas do setor elétrico brasileiro fundamenta-se na ponderação dos métodos que geram estimativas sensatas do custo do capital. Tendo em vista que o valor obtido pelo CAE seria inviável para o setor, optou-se pela ponderação dos métodos DCF e CAPM, apenas.

A seguir são apresentados os resultados obtidos através de cada modelo, abrangendo o período de 1995 a 2003, e, por fim, o resultado atingido pela aplicação da metodologia combinada.

Modelo CAPM

O conjunto de informações requerido pelo CAPM inclui as cotações mensais das ações mais negociadas em bolsa das empresas acima citadas. O Ibovespa foi assumido como a taxa representativa do mercado, e o CDI-30 (taxa efetiva), a taxa livre de risco. O retorno esperado do mercado resultou da média dos retornos mensais do mercado no período 1996-2003.

O método CAPM para estimativa do custo de capital baseia-se na construção de um portfolio de ações das empresas envolvidas no processo, e na determinação da sua sensibilidade em relação ao mercado. A equação para o modelo é:

$$E(r_i) = r_f + \beta_i [E(r_m) - r_f], \text{ onde,}$$

$E(r_i)$ = taxa de retorno exigida da ação i , ou seja, custo de capital para investidores em ações da empresas i ;

r_f = taxa de retorno do ativo livre de risco;

$E(r_m)$ = taxa de retorno esperado da carteira de mercado, m ;

β_i = coeficiente da ação i , ou seja, o risco sistemático da ação.

Os betas, coeficientes que determinam o risco das ações face ao mercado, foram calculados para cada ano, considerando a série dos últimos 48 meses relativamente ao ano

escolhido. Os betas calculados foram comparados aos pesquisados na base de dados da Economática, permanecendo estes próximos daqueles. As ações representativas das empresas foram as mais líquidas negociadas na Bovespa. Foram usados os retornos mensais na forma $r_t = \ln(P_t/P_{t-1})$. A carteira de mercado foi representada pelo Ibovespa, e os retornos do índice foram calculados de forma similar.

Inicialmente, conforme a proposta original a equação do CAPM capturou o prêmio do mercado da seguinte forma:

$$E(r) = r_f + \beta [E(r_m - r_f)]$$

Onde $E(r_m - r_f)$ é o prêmio do mercado esperado, expresso através da média dos valores mensais correspondentes aos excessos do mercado observados no período pós real, 1995/2003. Entretanto, o valor anual encontrado foi negativo (-6%), o que não pode ser considerado razoável, tendo em vista que qualquer empresário não cogitaria investir, uma vez colocado tal contexto.

Para solucionar este problema, foi adotada a metodologia formulada por Minardi e Sanvicente (1999), onde o retorno do mercado foi estimado através das projeções de analistas, disponíveis no I/B/E/S.

O retorno do mercado foi estimado através da expressão:

$$r_m = \frac{D_1}{P_0} + g$$

A estimativa dos dividendos para 2003 (D_1), representada pela média das estimativas efetuadas pelos analistas para cada ação, foi obtida no I/B/E/S. O preço da ação em 2002 (P_0), assim como os dividendos relativos a 2002 (D_0), foram pesquisados na Economática. A taxa de crescimento dos dividendos referentes a cada ação foi estimada como sendo $[(D_1/D_0)-1]$.

A pesquisa no I/B/E/S resultou numa amostra de 76 empresas, sendo que dessas, 25 constavam da amostra pesquisada por Minardi e Sanvicente (1999).

Foi montada, então, uma amostra de 43 empresas, envolvendo além das 25 pesquisadas por Minardi/Sanvicente, 18 firmas representativas dos setores de serviços, industrial e comercial. Pelo fato de algumas ações refletirem posições extremas nos respectivos preços ou na taxa de crescimento (g), 8 empresas foram desconsideradas, restando um conjunto de 35. A partir dessa amostra foi efetuada a estimativa do retorno do mercado para 2003 – 14,54%.

Uma vez que o retorno livre de risco (CDI-30) em 2003 situou-se em 12,83%, o prêmio de risco do mercado, resultado da aplicação desta metodologia, é 1,71%. Esse valor foi utilizado para o cálculo do custo do capital próprio, através do CAPM, no período em análise (1995/2003).

O ideal teria sido adotar o procedimento acima ano a ano, utilizando a expectativa de início do exercício para o dividendo daquele ano. Infelizmente essas informações não estavam prontamente disponíveis, e por isso utilizou-se a estimativa de 2003 para todos os anos.

Tabela 3: Custo do Capital Próprio – Estimativa CAPM

A n o	B e t a P o r t f o l i o	p - v a l o r B e t a = 1	E s t i m a t i v a C A P M	C D I / 3 0
1995	0,847	0,349	54,51%	53,06%
1996	0,917	0,601	28,68%	27,11%
1997	0,920	0,471	25,80%	24,59%
1998	1,042	0,721	30,35%	28,56%
1999	1,114	0,381	27,04%	25,13%
2000	1,071	0,590	19,15%	17,32%
2001	1,019	0,881	19,03%	17,29%
2002	0,868	0,488	20,59%	19,11%
2003	0,935	0,719	14,43%	12,83%
M é d i a			26,62%	
D P			11,70%	

Fonte: Economática

Como pode ser observado na coluna 4, o custo médio estimado do capital próprio do setor de energia elétrica, para a amostra e período considerados, foi 26,62%, com um desvio padrão de 11,70%. Um dos aspectos a serem destacados é o fato dos betas mostrarem-se superiores a 1 no quadriênio 1998/01. Apesar de inferiores a 1 no restante do período, permanecem bem próximos desse valor, não sendo possível, portanto, rejeitar a hipótese dos betas serem iguais a 1, de acordo com a coluna 3.

O custo do capital próprio obtido através do CAPM em 2003 foi 14,43%. Deve ser lembrado que o valor sugerido pela ANEEL, a partir de dados da economia americana, foi em torno de 17%.

Modelo Fluxo de Caixa Descontado (FCD):

Na utilização do método FCD, o custo do capital próprio é calculado através da resolução do fator de desconto no Modelo de crescimento de Gordon, dados os valores

anuais do preço da ação e a estimativa do dividendo futuro, bem como a estimativa de crescimento a longo prazo dos dividendos.

O dividendo estimado foi obtido resolvendo para D_{t+1} , dividendo estimado para os anos de 2003 e 2004, respectivamente, a seguinte expressão:

$$D_{t-3} + D_{t-2} + D_{t-1} + D_t = D_{t+1} \sum_{t=1}^4 1/(1+g)^t$$

Onde g é a taxa de crescimento de longo prazo estimada.

Como pode se observar, os dividendo estimados foram suavizados, uma vez que os seu cálculo considerou, de acordo com a fórmula anteriormente apresentada, os dividendos pagos nos quatro últimos exercícios.

Segundo Pinheiro (2001), para o PIB crescer a uma taxa média de 5% a.a. o estoque de capital teria de crescer 4,2% a.a., o que significa que a taxa de investimento média em 2001-2020 teria de ser equivalente a 18% do PIB, a preços constantes de 1980.

Quando comparada à taxa de investimento média em 1950-80 (20,6% do PIB) a taxa de 5% parece, segundo o estudo citado, não é somente factível como até modesta. A verdade, porém, é que a sua consecução demandará esforço considerável. Dessa forma, optou-se por uma taxa de crescimento com dois estágios para o país: 3,5% ao ano no período 2003/2006 e, a partir de 2007, 4,5% ao ano.

O modelo de dividendos com dois estágios de crescimento é o seguinte:

$$P_0^* = \frac{D_1}{k - g_1} \left[1 - \left(\frac{1 + g_1}{1 + k} \right)^4 \right] + \left[\frac{D_1 (1 + g_1)^2 (1 + g_2)}{k - g_2} \right] \frac{1}{(1 + k)^4}, \text{ onde}$$

k = custo do capital próprio;

g_1 = taxa de crescimento dos dividendos no período 2003/2006;

g_2 = taxa de crescimento dos dividendos a partir de 2007.

Os retornos (custo do capital próprio) obtidos pelo FCD podem ser observados a seguir:

Tabela 4: Custo do Capital Próprio – Estimativa FCD

D a t a	E s t i m a t i v a F C D	D e s v i o P a d r ã o	C D I / 3 0
1 9 9 5	8 , 3 2 %	5 , 0 9 %	5 3 , 0 6 %
1 9 9 6	1 2 , 8 8 %	3 , 6 5 %	2 7 , 1 1 %
1 9 9 7	1 1 , 2 5 %	4 , 1 9 %	2 4 , 5 9 %
1 9 9 8	1 6 , 5 3 %	7 , 7 7 %	2 8 , 5 6 %
1 9 9 9	1 5 , 5 7 %	1 3 , 0 2 %	2 5 , 1 3 %
2 0 0 0	7 , 4 7 %	3 , 8 3 %	1 7 , 3 2 %
2 0 0 1	5 , 9 0 %	2 , 7 4 %	1 7 , 2 9 %
2 0 0 2	1 7 , 9 4 %	5 , 8 9 %	1 9 , 1 1 %
2 0 0 3	1 9 , 8 1 %	4 , 9 7 %	1 2 , 8 3 %
M é d i a	1 2 , 8 5 %		
D P	4 , 9 4 %		

Fonte: Economática

O custo médio estimado do capital próprio do setor de energia elétrica, observado na coluna 2 do quadro acima, para a amostra considerada foi 12,85%, com um desvio padrão de 4,94%.

Na terceira coluna do quadro acima é apresentado o desvio padrão (cross-section) dos fatores de desconto individuais para cada ano, a título de medida de dispersão. O desvio padrão cross-section é mais elevado no biênio 1998/99, permanecendo nos demais anos na faixa de 3% a 6%.

A estimativa através do FCD, tem a característica de agregar aspectos de projeção a longo prazo, ao contrário do método CAE, que, de uma maneira geral, considera na sua elaboração exclusivamente a série histórica.

Modelo CAE (Resultados Contábeis Comparáveis)

A estimativa do custo do capital próprio aqui utilizada fundamenta-se no CAE. Para cada empresa, é determinado o retorno do patrimônio líquido (ROE), definido da seguinte forma:

$$\text{ROE} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}}$$

Os resultados verificados pelo método foram obtidos a partir da média aritmética simples aplicada sobre o ROE (Return on Equity), observado nos últimos cinco anos, ou seja:

$$\text{CAE}_n = (\text{ROE}_{n-1} + \text{ROE}_{n-2} + \text{ROE}_{n-3} + \text{ROE}_{n-4} + \text{ROE}_{n-5}) / 5$$

Tabela 5: Custo do Capital Próprio – Estimativa CAE

Ano	ROE	CAE	Δ % <i>PIB</i>	CDI-30
1995	1,15%	-2,99%	4,22%	53,06%
1996	1,79%	0,76%	2,66%	27,11%
1997	6,08%	1,28%	3,27%	24,59%
1998	5,96%	2,37%	0,14%	28,56%
1999	1,92%	3,94%	0,78%	25,13%
2000	3,54%	3,38%	4,36%	17,32%
2001	3,30%	3,86%	1,42%	17,29%
2002	-18,88%	4,16%	1,52%	19,11%
2003	-	-0,83%	-	12,83%
Média		1,77%		
DP		2,46%		

Fonte: Economática

As médias móveis introduzidas no cálculo do CAE foram consideradas a fim de reduzir a volatilidade das estimativas, cabendo a observação que tal medida tem por objetivo a eliminação de eventuais valores negativos, o que não foi possível neste caso, tendo em vista os prejuízos observados em 1995 e 2002 (nesse ano das quatro empresas da amostra apenas uma apresentou resultado positivo). Em 1995, 1996, 2000 e 2001, uma delas apresentou prejuízo. Quanto à média dos últimos 5 anos, utilizada para determinação do CAE, não pôde a mesma ser integralmente aplicada na COPEL, uma vez que os dados de balanço pesquisados na base de dados da Economática iniciam-se em dezembro de 1992.

Observa-se na coluna 4 que o valor médio obtido para o ROE apresenta flutuação face ao crescimento do PIB.

A deficiência deste método, por considerar dados exclusivamente históricos na sua elaboração, torna-se especialmente problemática nas ocasiões em que a economia encontra-se recém saída de um período de recessão. Provavelmente é o caso do valor negativo encontrado em 2002, e por conseqüência em 2003, reflexo da crise de energia ocorrida em 2001.

Os resultados obtidos através do método CAE, baseado em valores históricos, indicam de maneira bastante clara que o setor elétrico não vem sendo remunerado ao nível da sua real necessidade de manutenção e expansão, o que explicaria o momento delicado que atravessa.

Esta constatação sugere que para atingir um resultado compatível com a necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro, seria recomendável não considerar no presente trabalho o método CAE na avaliação do custo do capital próprio.

Modelo Combinado (COE):

Apesar de relacionadas, as três metodologias para calcular o custo do capital próprio têm por base diferentes critérios, definições e conjuntos de informação.

Em determinadas situações a eficácia de modelos distintos pode ser comparada tendo em vista os seus resultados. Entretanto, como o custo do capital próprio não pode ser observado diretamente, não é possível concluir com segurança a respeito de qual desses modelos seria o mais recomendável.

Na ausência de um método único que possa englobar diretamente os três conjuntos de informação, a proposta consiste em combinar as metodologias em causa, através da utilização das suas médias simples:

$$\text{COE}_{\text{combinado}} = 1/3 \text{COE}_{\text{CAE}} + 1/3 \text{COE}_{\text{FCD}} + 1/3 \text{COE}_{\text{CAPM}}$$

Onde o COE é a estimativa do custo do capital próprio derivado do processo acima.

Green, Lopez e Wang recomendam pesos iguais para os três métodos, baseados em duas prioridades. Primeiro consideraram oportuno manter alguma continuidade com a prática corrente, e, além disso, desejavam incluir o método CAE na metodologia proposta. Segundo, a variação da série histórica observada durante o período do estudo, não permitiu uma definição conclusiva a respeito de qual dos métodos seria o mais adaptável ao propósito pretendido.

Tabela 6: Custo do Capital Próprio – Método Combinado (COE)

Ano	Custo do Capital Estimado				CDI-30
	CAE	DCF	CAPM	Combinado	
1995	-2,99%	8,32%	54,51%	19,95%	53,06%
1996	0,76%	12,88%	28,68%	14,11%	27,11%
1997	1,28%	11,25%	25,80%	12,77%	24,59%
1998	2,37%	16,53%	30,35%	16,42%	28,56%
1999	3,94%	15,57%	27,04%	15,51%	25,13%
2000	3,38%	7,47%	19,15%	10,00%	17,32%
2001	3,86%	5,90%	19,03%	9,59%	17,29%
2002	4,16%	17,94%	20,59%	14,23%	19,11%
2003	-0,83%	19,81%	14,43%	11,13%	12,83%
Média	1,77%	12,85%	26,62%	13,75%	
DP	2,46%	4,94%	11,70%	3,32%	

Fonte: Económica

Os resultados obtidos através da metodologia combinada, apresentam o valor médio de 13,75% e desvio padrão de 3,32%. Como era esperado, a média simples das três mensurações suaviza bastante o resultado sobre o tempo e fornece séries com menor variação que qualquer uma das três, individualmente.

Tendo em vista, entretanto, o resultado obtido no CAE, e a constatação de que seria recomendável não comprometer os resultados atingidos através da aplicação das metodologias CAPM e FCD, optou-se por não considerar o CAE no método combinado, ou seja, o modelo objetivo deste trabalho, passaria a ser a média simples dos resultados do CAPM e FCD, desconsiderando, portanto, os valores históricos, que situam as empresas do setor de energia elétrica em um contexto de desequilíbrio econômico, face à insuficiente remuneração do capital observada no período 1995/2003.

Assim, o método combinado passa a refletir a média simples dos modelos DCF e CAPM:

$$COE_{\text{combinado}} = 1/2 COE_{\text{FCD}} + 1/2 COE_{\text{CAPM}}$$

Os resultados podem ser observados no quadro a seguir.

Tabela 7

Custo do Capital Próprio – Método Combinado Adaptado (COE)

Ano	Custo do Capital Estimado			CDI-30
	DCF	CAPM	Combinado	
1995	8,32%	54,51%	31,42%	53,06%
1996	12,88%	28,68%	20,78%	27,11%
1997	11,25%	25,80%	18,52%	24,59%
1998	16,53%	30,35%	23,44%	28,56%
1999	15,57%	27,04%	21,30%	25,13%
2000	7,47%	19,15%	13,31%	17,32%
2001	5,90%	19,03%	12,46%	17,29%
2002	17,94%	20,59%	19,27%	19,11%
2003	19,81%	14,43%	17,12%	12,83%
Média	12,85%	26,62%	19,73%	
DP	4,94%	11,70%	5,66%	

Fonte: Economática

Os resultados apresentam valor médio de 19,73% e desvio padrão de 5,66%. O custo do capital próprio foi obtido pela média dos resultados dos dois métodos, sendo que as diferenças específicas entre a metodologia combinada e os métodos individuais variam entre -23,09% e 23,09% no período considerado. As diferenças médias não podem ser tidas como estatisticamente diferentes de zero. O custo do capital próprio apurado para o

ano de 2003 atinge 17,12%, bastante próximo do valor calculado pela ANEEL para investimentos em distribuição de energia elétrica, 17,5%.

8 – Conclusões

Neste trabalho foram discutidas algumas considerações práticas a respeito dos modelos de apuração do custo do capital próprio e proposta uma metodologia para avaliação desse mesmo custo para as empresas do setor elétrico brasileiro.

O estudo original consiste na média simples de três métodos: Capital Asset Pricing Model (CAPM), Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Resultados Contábeis Comparáveis (CAE).

Os três métodos estimam o custo do capital próprio sob três diferentes perspectivas: a média histórica dos resultados contábeis comparáveis, o valor descontado dos dividendos futuros esperados e o preço de equilíbrio do investimento de risco, através do CAPM.

O custo do capital próprio obtido pelas metodologias que envolvem valores esperados, CAPM e FCD, indicam valores médios no período 1995/2003 de 26,62% e 12,85%, respectivamente, enquanto o método CAE, baseado em valores contábeis históricos (Lucro Líquido e Patrimônio Líquido), apontou para o valor médio de 1,77%. Torna-se bastante claro, portanto, que de acordo com os dados analisados o setor de energia elétrica não está sendo remunerado no nível adequado ao seu equilíbrio econômico-financeiro.

Por esta razão, julgou-se apropriado adaptar a metodologia original à realidade do setor elétrico brasileiro, não considerando na sistemática do cálculo do custo do capital próprio o método CAE. Foram utilizados, apenas, o CAPM e o FCD.

As informações requeridas pela presente metodologia não são de difícil obtenção, uma vantagem que deve ser destacada. A utilização da média simples dos dois modelos, ao considerar dois conjuntos de dados, possibilita a incorporação de eventual informação não incluída no outro, o que conduz à agregação de um espectro mais amplo ao processo de cálculo do custo do capital próprio do setor de energia elétrica brasileiro.

Merece ser mencionada a questão envolvendo a estimativa do retorno do mercado utilizada pelo CAPM. O retorno do mercado calculado a partir da série histórica (Ibovespa para o retorno do mercado e CDI-30 para a taxa livre de risco) teve como resultado um prêmio de risco negativo: -6%.

Para solucionar essa questão foi elaborada uma estimativa do retorno do mercado conforme Minardi e Sanvicente (1999), utilizando as projeções dos dividendos para o período futuro, realizadas por analistas e disponibilizadas no I/B/E/S.

Um aspecto a ser destacado é que o custo do capital próprio, segundo o método COE, obtido neste trabalho, valor médio de 19,73% para o período estudado - 1995/2003 (17,12% para 2003), está próximo ao custo do capital calculado pela ANEEL para investimentos em distribuição de energia elétrica, 17,5%, enquanto que Minardi e Sanvicente (2003) estimaram em 36,06% o custo do capital próprio da CEMIG para 2002, especificamente.

O resultado apresentado pela ANEEL resultou do CAPM aplicado aos mercados de capitais da economia dos EUA, onde existe grande liquidez e ativos, para todos os efeitos, livres de risco, constituindo-se em ponto de partida para a determinação do custo do capital pela Agência. Para atingir o resultado mencionado, foram incorporados à metodologia ANEEL prêmios de risco adicionais associados às especificidades do Brasil, os prêmios de risco país, cambial e regulatório.

Segundo informações veiculadas no XI Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico - SEPEF, realizado em outubro de 2003, em termos práticos, o valor médio da taxa de retorno para as empresas de distribuição de energia, situa-se atualmente em cerca de 12%, enquanto que a ANEEL considera essa taxa como sendo de, aproximadamente, 15%.

Para concluir, é importante destacar que o modelo que está sendo proposto ajusta-se consideravelmente bem a setores industriais regulados.

Bibliografia:

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Metodologia e cálculo do custo de capital de concessionárias de energia elétrica no Brasil. Nota técnica n.º 041. Brasília, 2003.

BLACK, F. Beta and return. *Journal of Portfolio Management*. New York, n.20, p. 8-18. 1993.

BLACK, F.; JENSEN, M.; SCHOLES, M. The capital asset pricing model: some empirical tests. *Studies in the theory of capital markets*. Praeger Publishing Inc., New York, United States of America, 1972.

BORN, P. H.; ALMEIDA, A. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. *Revista de la CIER*, n. 26, dez. 1998.

GREEN, E. J.; LOPEZ, J. A.; WANG, Z. The federal reserve bank's imputed cost of equity capital. *Working Papers in Applied Economic Theory 2001-01*. Federal Reserve Bank of San Francisco, 2001.

OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION - OFFER. Distribution price control review: draft proposals. *Reviews of public electricity suppliers 1998 to 2000*. London, 1999.

PINHEIRO, A.C. Em busca de um consenso pós-liberal, versão preliminar. Para um projeto nacional de consenso. 2001.

SANVICENTE, A.Z.; MINARDI, A. Problemas de estimação do custo do capital no Brasil. *Finance Lab Working Paper n.º 9*, www.ibmec.br. 1999.

SANVICENTE, A.Z.; MINARDI, A. Estimação do custo médio de capital de empresas sob processo de regulação econômica no Brasil. 2001. Trabalho apresentado no 3º Encontro de Finanças, Sociedade Brasileira de Finanças, São Paulo, jul. 2003.