

RELATÓRIOS COPPEAD

391

Outubro 2010

CUSTO DO CAPITAL  
PRÓPRIO E  
ADICIONALIDADE EM  
PROJETOS DE ENERGIA  
RENOVÁVEL NO  
MECANISMO DE  
DESENVOLVIMENTO LIMPO  
DO PROTOCOLO DE KYOTO

Felipe Lima Palha de Oliveira  
Celso Funcia Lemme  
Ricardo P. Câmara Leal

**Relatórios COPPEAD** é uma publicação do Instituto COPPEAD de Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

**Editor**

Prof. Mauricio Mittelman

**Editoração**

Lucilia Silva

**Ficha Catalográfica**

Ana Rita Mendonça de Moura

Oliveira, Felipe Lima Palha de.

Custo do capital próprio e adicionalidade em projetos de energia renovável no mecanismo de desenvolvimento limpo do Protocolo de Kyoto / Felipe Lima Palha de Oliveira, Celso Funcia Lemme e Ricardo Pereira Câmara Leal. – Rio de Janeiro: UFRJ /COPPEAD, 2010.  
28 p.; 27cm. – (Relatórios COPPEAD; 391)

ISBN 978-85-7508-079-5

ISSN 1518-3335

1. Finanças. I. Lemme, Celso Funcia Lemme.  
II. Leal, Ricardo Pereira Câmara. II. Título. III. Série.  
CDD – 332

**Pedidos para Biblioteca:**

Caixa Postal 68514 – Ilha do Fundão

21941-972 – Rio de Janeiro – RJ

Telefone: 21-2598-9837

Telefax: 21-2598-9835

e-mail: biblioteca@coppead.ufrj.br

Site: www.coppead.ufrj.br

**CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO  
E ADICIONALIDADE EM PROJETOS DE ENERGIA RENOVÁVEL  
NO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO DO PROTOCOLO DE KYOTO**

Felipe Lima Palha de Oliveira\*  
Celso Funcia Lemme\*\*  
Ricardo P. Câmara Leal\*\*

**RESUMO**

Este estudo analisa o critério de adicionalidade e a prática da estimação do custo de capital próprio em 70 projetos de energia renovável no Brasil. Quarenta projetos comprovaram a adicionalidade por meio de análise financeira e apenas dois empregaram métodos para estimação do custo de capital próprio preconizados pela literatura acadêmica. Foi prática comum usar a taxa SELIC para descontar os fluxos de caixa do projeto, sem a adição de qualquer tipo de prêmio de risco. Não foram encontradas relações fortes entre as características dos projetos e o método de comprovação de adicionalidade. A natureza inovadora ou experimental dos projetos pode ter levado a um menor interesse em refinar o modelo para estimar o custo de capital.

---

\* McKinsey & Co.

\*\*Instituto COPPEAD de Administração

## 1 – INTRODUÇÃO

O final do século XX foi palco de crescente preocupação com o meio-ambiente e, em especial, com o aquecimento global. Em 1988 foi criado o *Intergovernmental Panel on Climate Change*, (IPCC) que lançou, em 1990, um documento contendo a opinião de 400 cientistas apontando que o problema pedia atenção urgente. Este relatório motivou a criação da UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) com o objetivo de estabilizar a concentração de gases do efeito-estufa na atmosfera. Para isso, todos os países signatários se comprometeram a lidar com o aquecimento global, se adaptar aos seus efeitos e reportar as ações tomadas.

Por conta do princípio de igualdade e responsabilidades comuns, mas diferenciadas, aplicado na UNFCCC, os países foram divididos em dois grupos: os chamados “do Anexo I”, que inclui principalmente países desenvolvidos, e os países que não estão pertencem ao “Anexo I”, em sua quase totalidade países em desenvolvimento. A UNFCCC estabeleceu a Conferência das Partes (em inglês, *Conference of the Parties*, COP) como seu órgão máximo, com a responsabilidade de garantir que os objetivos da Convenção fossem atendidos. Na terceira reunião da COP, realizada no ano de 1997 em Kyoto, um conjunto de obrigações foi criado para os países que pertencem ao grupo “Anexo I”, que aceitaram a meta de reduzir suas emissões de gases do efeito-estufa (GEE) a um nível, em média, 5,2% inferior ao observado em 1990, no período de 2008 a 2012. A esse conjunto de compromissos deu-se o nome de Protocolo de Kyoto.

O Protocolo não especificou as modalidades que poderiam ser utilizadas para ajudar as partes a atingirem suas metas. Somente na sétima COP, realizada em Marrakesh, em 2001, os países participantes chegaram a um acordo sobre a forma de operacionalizar o Protocolo e os mecanismos para auxiliar os países a alcançarem suas metas. O documento dessa Conferência foi chamado de Acordo de Marrakesh e estabeleceu três mecanismos de flexibilização do Protocolo de Kyoto, com o objetivo de ajudar os países que pertencem ao grupo “Anexo I” a alcançarem suas metas de redução das emissões a custos mais baixos:

- *International Emissions Trading*, permitindo que os países transfiram a outros permissões de emissões equivalentes ao volume de GEE que eles consigam evitar além da meta;
- *Joint Implementation*, autorizando os países que pertencerem ao grupo "Anexo I" e que fizerem investimentos em outros países do Anexo I sejam titulares das reduções das emissões de GEE decorrentes desses investimentos;
- *Clean Development Mechanism* (em português, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, MDL), possibilitando que projetos que contribuam para o desenvolvimento sustentável de países em desenvolvimento e reduzam emissões de GEE gerem Reduções Certificadas de Emissões (RCE). As RCE são conhecidas como "créditos de carbono" e podem ser comercializadas, ajudando países do Anexo I a alcançar suas metas de redução de emissões a custos inferiores.

O MDL foi o alvo desta pesquisa por envolver os países em desenvolvimento no esforço contra o aquecimento global, sendo relevante para o desenvolvimento sustentável no Brasil e gerando oportunidades de atuação para as empresas brasileiras. A operacionalização do MDL, no entanto, apresenta algumas dificuldades, entre as quais a determinação do custo de capital (taxa de desconto) utilizado para avaliação de projetos e o impacto da exigência da adicionalidade na avaliação financeira dos projetos. Os leitores interessados em conhecer o MDL em profundidade podem consultar o relatório "O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Guia de Orientação 2009" (FRONDIZI, 2009).

O objetivo desta pesquisa foi analisar a prática das empresas na estimação do custo de capital próprio (custo dos recursos dos acionistas) em projetos de energia renovável apresentados à UNFCCC para a obtenção de RCE no âmbito do MDL, comparando-a com o que é recomendado pela literatura acadêmica. Buscou-se, adicionalmente, verificar de que forma a exigência da adicionalidade afeta a análise financeira do projeto. O setor de energia renovável foi escolhido pelo seu potencial de contribuição ao desenvolvimento econômico e à redução dos níveis de GEEs. Para o

desenvolvimento do trabalho foi essencial a parceria com a empresa de consultoria EcoSecurities do Brasil.

O restante do texto está organizado da seguinte forma: o item 2 faz uma breve revisão da literatura, enquanto o item 3 apresenta a metodologia utilizada na pesquisa, estando os resultados no item 4 e as considerações finais no item 5.

## 2 – REVISÃO DA LITERATURA

Para analisar o impacto causado pela exigência da adicionalidade na avaliação dos projetos voltados para o MDL, é preciso entender o ciclo de vida do projeto, da formulação à certificação e emissão dos RCE. O processo de análise é supervisionado pelo Conselho Executivo (CE) da UNFCCC, que delega a organizações independentes, chamadas de Entidades Operacionais Designadas (EOD), a validação e fiscalização dos projetos, bem como a certificação da redução nas emissões através dos RCEs (LEE, 2004). As EODs, em geral, são empresas privadas, consultorias e empresas de auditoria e contabilidade.

A formulação do projeto é o primeiro passo no ciclo de vida, devendo ser redigido um Documento de Concepção do Projeto (DCP), com base no qual o CE fará uma avaliação da elegibilidade para o MDL. Projetos de pequena escala podem apresentar um DCP simplificado, mas, nos itens relevantes para esta pesquisa, os DCPs desses projetos possuem as mesmas exigências. O DCP deve obter a validação de uma EOD, que tem como papel realizar uma análise independente (Ministério de Ciência e Tecnologia, 2007).

Após a validação pela EOD, o DCP segue para aprovação da Autoridade Nacional Designada (AND), que deve ser estabelecida para que o país seja capaz de participar em projetos de MDL. No Brasil, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) faz o papel da AND, analisando o relatório de validação da EOD e a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável do país (Ministério de Ciência e Tecnologia, 2007).

Se o DCP obtiver a validação da EOD e a aprovação da AND, poderá, então, ser apresentado ao CE para registro. Nesse ponto, todo projeto passa um período de um a dois meses no *website* da UNFCCC, para que membros do CE ou do país em que será realizado possam fazer comentários ou pedir esclarecimentos.

O CE examina o DCP, verificando a adequação às exigências do Protocolo, em especial a adicionalidade do projeto e a metodologia utilizada. Depois de registrado, o projeto segue para a fase de monitoramento. A EOD deve realizar auditorias periódicas, verificando se os cálculos sobre a redução na emissão de GEE de fato correspondem ao relatado pelos participantes do projeto. Deve, também, enviar relatório que confirma o nível de redução para o CE. Após se certificar de que as reduções de emissões de GEE decorrentes das atividades de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo, o CE emite os RCE, correspondentes à redução obtida pelo projeto (Ministério de Ciência e Tecnologia, 2007).

É importante ressaltar que, após a validação do DCP pela EOD e a aprovação pela AND, o CE verifica, basicamente, três requisitos:

- a redução nas emissões deve ser adicional à que ocorreria na ausência do projeto;
- a receita obtida com os RCE deve ser essencial para a viabilidade do projeto. A análise financeira do projeto deve mostrar que ele não é a melhor opção de investimento sem os RCE e que a receita dos RCEs o torna mais atraente. Outra possibilidade é demonstrar que há barreiras significativas à implantação do projeto, que podem ser superadas com o enquadramento no MDL;
- o projeto deve auxiliar no desenvolvimento sustentável do país em que é realizado.

Aos dois primeiros critérios se dá o nome de adicionalidade. Para provar a adicionalidade, as emissões geradas no projeto devem ser comparadas ao que ocorreria sem a sua implantação. A esse cenário dá-se o nome de linha de base. A linha de base deve incluir todos os GEE e ser

uma projeção razoável das emissões antrópicas de GEE que ocorreriam na ausência do projeto (HAUSER, 2006).

O projeto, além de gerar reduções adicionais nas emissões de GEE, deve ter adicionalidade financeira, ou seja, é preciso demonstrar que a atividade do MDL, com a emissão de RCE, é essencial para tornar o projeto financeiramente atraente ou para superar barreiras de ordem prática, que de outra forma impediriam a implantação (MENDIS & OPENSHAW, 2004).

O objetivo dessas exigências é garantir que os projetos que recebam receitas vindas da comercialização de RCE estejam, de fato, gerando redução de emissões que não ocorreriam na ausência do MDL. Isso pode criar uma situação paradoxal para o empreendedor, que estaria, na ausência dos RCE, escolhendo um projeto sub-ótimo para implementação, contrariando a literatura financeira, que recomenda a seleção dos projetos que apresentem maior valor presente líquido.

Para entender o ponto-de-vista do empreendedor, é importante observar que os dois indicadores mais usuais para a avaliação financeira de projetos dependem de um custo de capital (taxa de desconto). A Taxa Interna de Retorno (TIR) compara o custo de capital com a TIR encontrada para o projeto. Já o método do Valor Presente Líquido (VPL) utiliza o custo de capital para descontar os fluxos de caixa do projeto. Em ambos, a taxa utilizada deve refletir o risco dos fluxos de caixa do projeto (BREALEY & MEYERS, 2003).

Quanto mais incertos os fluxos de caixa, maior a taxa utilizada. O retorno esperado do projeto deve compensar o investidor pelo risco corrido, seja ele um credor da empresa ou um acionista. Como cada classe de investidor enfrenta um nível diferente de risco, as taxas exigidas por cada um são diferentes. O custo de capital da empresa como um todo costuma ser uma média ponderada dos custos do capital próprio (do acionista) e de terceiros (dos credores), à qual se dá o nome de WACC (do inglês, *Weighted Average Cost of Capital*, ou seja, Custo Médio Ponderado de Capital) que é válido sujeito a certas suposições acerca do endividamento da empresa, cujo detalhamento transcende o propósito deste artigo, porque aqui concentramos a atenção no custo do capital próprio, ou seja, no ponto-de-vista do empreendedor (acionista) e não daquele que empresta recursos financeiros (credor).

O modelo empregado com mais frequência para estimar o custo de capital próprio é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) que foi desenvolvido, na sua forma mais empregada, por Sharpe (1964). A versão mais simples do modelo considera que o retorno esperado do ativo de interesse (seu custo de capital próprio) é a soma da taxa livre de riscos a um prêmio de risco do ativo que, por sua vez, é função da correlação entre o ativo e uma carteira bem diversificada de ativos de risco, chamada de carteira de mercado, do risco do próprio ativo, do risco desta carteira de mercado e do valor esperado para o prêmio de risco da carteira de mercado. O risco, neste contexto, é medido pelo desvio padrão dos retornos do ativo de interesse e da carteira de mercado. O uso deste modelo em finanças, contudo, não é uma unanimidade. Apesar de ser o modelo de estimação do custo de capital próprio mais utilizado, o CAPM enfrenta diversas críticas (HAUGEN, 2001) e, na sua aplicação prática, depende de informações sobre o desempenho das ações das empresas em bolsas de valores, que não são disponíveis para as empresas que não abrirem o capital. Contudo, esta não é a principal limitação do CAPM. A carteira de mercado é elusiva porque não se observa uma carteira que contenha todos os ativos de risco na proporção em que eles existem na economia, como exige o modelo. As aplicações da prática costumam empregar um índice de bolsa de valores para representar esta carteira, na esperança que ele seja fortemente correlacionado com a carteira de mercado, que não pode ser observada. Esta grande limitação fez com que muitos autores considerassem que o CAPM não pode ser de fato testado (veja um sumário em HAUGEN, 2001). Sendo assim, pode-se dizer que o que muitos usam na prática de fato não é o CAPM e sim um modelo de um fator de risco, representado pelos retornos da carteira teórica de um índice de mercado.

Para a estimação do custo de capital próprio de projetos para os quais não há informações completas do mercado de capitais, Ehrhardt (2001) aponta dois grupos de técnicas, as baseadas em dados contábeis e as que utilizam referências indiretas de mercado. Neste último caso, temos duas abordagens: o *pure-play approach* e o método de regressão múltipla.

A abordagem *pure-play* (Ehrhardt, 2001) consiste em encontrar empresas com tamanho e atividade similares ao projeto e com ações negociadas em bolsa, obtendo-se, com base nelas, estimativas para o custo de capital para o ativo de interesse assemelhado. Bowman & Bush (2006)

encontraram evidências de que o método *pure-play* pode resultar em boas estimativas do custo de capital próprio, com a ressalva de que é preciso utilizar empresas de tamanho semelhante na comparação. O método, porém, pode ser inviável, pela inexistência de empresas de capital aberto similares ao projeto analisado.

O método de regressão múltipla presume que o risco sistêmico de uma determinada linha de negócio seja idêntico para todas as firmas e independente de características específicas de cada uma. O método consiste em se identificar as proporções do resultado de cada empresa que venham de cada linha de negócio e montar um indicador do desempenho desta linha de negócio entre as diversas empresas, para daí derivar um coeficiente que multiplicado pelo prêmio de risco esperado para a carteira de mercado resulte em um prêmio de risco para a linha de negócio. Ehrhardt & Bhagwat (1991) realizaram testes empíricos do método, concluindo que a metodologia explica grande parte das informações nos EUA e que, apesar de incluir diversas hipóteses simplificadoras, a precisão é maior do que a de métodos alternativos. Alves (2002) realizou teste empírico do modelo com dados de empresas brasileiras, concluindo que não foi possível obter estimativas significativas ao nível de 5% para todos os setores examinados, sugerindo alguma falta de precisão do modelo.

No grupo de técnicas que utilizam dados contábeis, Damodaram (2002) apresenta metodologia que consiste em estimar betas contábeis, regredindo a variação dos lucros contábeis da empresa analisada contra a variação dos lucros das empresas do índice de mercado. Esta alternativa não é viável diante da natureza dos projetos apresentados e do fato de que não tratam de empresas de capital aberto com longas séries de lucros divulgadas publicamente. Outra alternativa, para o caso de pequenos negócios, é utilizar um beta probabilístico baseado nas estatísticas de sobrevivências das empresas (CHEUNG, 1999).

Graham e Harvey (2002) compararam as recomendações da teoria financeira com a prática nos Estados Unidos por meio de um questionário enviado a 4.400 empresas. Além de outras questões, investigaram a prática na estimação do custo de capital próprio e constataram que a grande maioria das empresas declara usar o CAPM com frequência. Os resultados também apontaram que empresas abertas e as de maior porte são mais

propensas a utilizar o CAPM. Por outro lado, as empresas menores usam significativamente mais do que as empresas maiores uma taxa ditada por seus investidores, possivelmente refletindo o que sócios de empresas de *private equity* ou outros sócios pessoa jurídica determinam e denotando uma certa falta de sofisticação para calcular uma taxa por si sós. No Brasil, a pesquisa foi replicada por Benetti, Decourt e Terra (2007), que detectaram uma utilização menor do CAPM de um fator entre empresas brasileiras e uso mais intenso do CAPM com a adição de fatores adicionais de risco. Os autores consideraram que esses resultados eram consistentes com a maior presença de empresas fechadas e com a herança cultural deixada por períodos de forte volatilidade na economia e nas taxas de inflação. Eles também revelam que as empresas menores tendem a empregar a taxa ditada por seus investidores.

Brounen, Jong e Koedijk (2004) replicaram a pesquisa norte-americana para Grã-Bretanha, França, Holanda e Alemanha. Seus resultados também apontaram maior popularidade do CAPM nos países europeus, embora em proporção menor que nos EUA. Um dos motivos citados para justificar a diferença foi o fato de haver maior proporção de empresas fechadas na amostra do estudo europeu. A pesquisa concluiu que empresas maiores são mais propensas a utilizar o método. Por outro lado, há uma incidência muito maior nestes países de empresas que usam a taxa que seus investidores determinam. Embora os autores não examinem esta resposta segundo o tamanho das companhias, pode ser que haja mais empresas com propriedade concentrada na Europa, cujos acionistas sejam outras empresas ou gestores de investimentos que demandem certas taxas de retorno.

Com os parágrafos anteriores tendo buscado esclarecer o ciclo de vida de um projeto do MDL, o significado do critério de adicionalidade e as alternativas para determinação do custo de capital próprio na avaliação de projetos, é necessário um breve exame do setor de energia renovável no Brasil, concluindo a revisão dos conceitos fundamentais que suportaram essa pesquisa.

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1996, que identifica oito diferentes fontes de energia: solar, hidráulica, biomassa, eólica, petróleo, carvão mineral, gás natural e outras fontes. Dessas, apenas três (petróleo, carvão

mineral e gás natural) não são renováveis. Cada uma das fontes renováveis, no entanto, possui características próprias.

A energia hidráulica é a mais utilizada no Brasil na geração de energia elétrica. A tecnologia utilizada varia de acordo com a queda d'água disponível, mas consiste basicamente de turbinas que transformam a energia mecânica da água em energia elétrica (ANEEL, 2005).

Segundo a ANEEL (2005), biomassa é todo recurso renovável, oriundo de matéria orgânica, que pode ser utilizado na produção de energia, sendo uma fonte na qual o Brasil possui vantagens competitivas. O bagaço de cana é um dos recursos de maior potencial para a geração de energia elétrica no Brasil, com a vantagem de que o período de colheita da cana coincide com o de estiagem nos principais reservatórios de hidrelétricas do país. Além do bagaço de cana, em alguns estados existe a possibilidade do uso do óleo vegetal produzido a partir de diversas plantas. Entre os vegetais de maior potencial estão o dendê, o buriti, o babaçu e a andiroba. Casca de arroz, casca de castanha de caju e casca de coco-da-baía também são resíduos agrícolas de grande potencial de utilização.

O aproveitamento da energia eólica se dá através da conversão da energia cinética contida nos ventos em energia elétrica, processo realizado por turbinas eólicas (aerogeradores). Isto depende da disponibilidade de ventos de velocidade mínima de 7m/s, 50 metros acima do solo. Somente 13% da superfície terrestre possuem essas condições, mas mesmo essas áreas não são totalmente aproveitáveis, devido a restrições socioambientais. As principais restrições à instalação de turbinas eólicas são a poluição sonora e visual, além da interferência eletromagnética, que pode gerar problemas para a comunicação e a transmissão de dados a longa distância (ANEEL, 2005).

Os projetos de MDL na área de energia renovável exigem que seja calculada a quantidade de GEE que deixam de ser emitidos com o projeto, obtida multiplicando-se a energia fornecida (ou economizada) pelo projeto por um fator que represente a emissão de GEE por unidade de energia consumida da rede. O sistema para esse cálculo para a rede brasileira foi desenvolvido pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com base na metodologia ACM0002, aprovada pelo CE do MDL.

### 3 – METODOLOGIA

Como já mencionado, o objetivo deste estudo foi avaliar a prática da estimação do custo de capital próprio e a influência da exigência de adicionalidade nos projetos de energia renovável apresentados para certificação no âmbito do MDL no Brasil. Para isso, inicialmente foi preciso identificar os projetos.

Os dados dos projetos foram extraídos dos DCP disponíveis no *website* da UNFCCC, no endereço <<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>> e da base de dados do CD4CDM, disponível em <<http://cdmpipeline.org/publications/CDMpipeline.xls>>. Também foram realizadas entrevistas não-estruturadas com os gerentes de implementação de projetos de MDL da EcoSecurities Brasil.

Selecionamos os DCP dos projetos que foram classificados nos seguintes tipos na base de dados do CD4CDM, acessada em 25 de maio de 2007:

- biomass energy (Biomassa);
- hydro (Hidrelétrica);
- wind (Eólica);
- landfill gas, sub-tipo "Landfill power" (Aterro sanitário);
- EE industry (Gás industrial);
- EE own generation.

Obtivemos informações sobre 71 projetos, sendo um descartado após a leitura do DCP, por não se tratar de geração de energia elétrica e sim de vapor. Dos 70 DCP restantes, extraímos as seguintes informações básicas:

- se o projeto era parte do negócio central do empreendedor e se o destino principal da eletricidade gerada era o consumo pelo empreendedor ou a venda para a rede ou terceiros. Quando o

projeto possuía dois ou mais sócios, foi considerado que fazia parte do negócio central quando ao menos um deles já tinha negócios no ramo de geração ou distribuição de energia elétrica;

- abordagem para demonstração de adicionalidade, classificando-a em: a) “financeira”, quando a adicionalidade foi demonstrada através da análise financeira; b) “barreira”, nos casos em que não houve análise financeira na seção específica ou na seção voltada para análise de barreiras; e c) “investment barrier”, nos casos em que a análise financeira foi feita juntamente com a análise de barreiras;
- procedimento adotado (se houve algum) para estimar o custo de capital próprio, com as possíveis razões para sua escolha;
- taxa de desconto (custo de capital) utilizada para calcular o VPL ou comparar com a TIR do projeto;
- TIR calculada para o projeto, com e sem a receita dos RCE;
- se o DCP foi apresentado na forma completa (padrão) ou como um projeto de pequena escala (*small scale*).

Coletamos, também, as seguintes informações complementares:

- estágio do projeto (aprovado, rejeitado ou em revisão);
- tipo e subtipo da fonte de energia utilizada (por exemplo, tipo: biomassa; subtipo: casca de arroz);
- quantidade média de quilotoneladas de CO<sub>2</sub> que o projeto evita que seja emitida por ano;
- número de anos pelos quais o projeto vai gerar RCE;
- quantidade total de quilotoneladas de CO<sub>2</sub> que o projeto evita que seja emitida até 2012 e até 2030;
- geração de energia do projeto.

Obtidos os dados, o próximo passo foi classificar a amostra por fonte de energia e, em seguida, por estágio do projeto, verificando se havia quantidade significativa de projetos rejeitados ou em revisão. Para os enquadráveis nessas categorias, tentamos entender se a causa da rejeição estava relacionada ao método utilizado para demonstrar a adicionalidade ou ao custo de capital próprio empregado na análise financeira.

O procedimento seguinte foi verificar a distribuição dos projetos por método de demonstração de adicionalidade e por tipo de DCP apresentado, para verificar se havia alguma relação entre as duas distribuições. A seguir, buscamos avaliar a relação entre o método utilizado para comprovar a adicionalidade e o tamanho do projeto, usando a média de redução nas emissões de quilotoneladas de CO<sub>2</sub> e o volume de megawatts gerado para representar o tamanho.

Observamos, ainda, a distribuição dos projetos, levando em conta se eles faziam ou não parte do negócio principal do empreendedor, registrando a relação com o método de comprovação da adicionalidade. Finalmente, examinamos o método utilizado para determinar o custo de capital próprio por fonte de energia.

#### 4 – RESULTADOS

Os 70 projetos analisados estão distribuídos no painel A da Tabela 1, por fonte de geração de energia renovável. Observamos que mais da metade dos projetos desenvolvidos no Brasil usa biomassa como fonte de energia, com a maior parte dos projetos de biomassa utilizando o bagaço de cana. Os métodos utilizados para comprovar a adicionalidade, para cada fonte de energia para todos os projetos também se encontram no painel A da Tabela 1.

As formas mais comuns de comprovar a adicionalidade dos projetos foram o método de barreira, utilizado em 30 dos DCP, e o *investment barrier*, com 29. Apenas 11 DCP demonstraram a adicionalidade por meio de uma análise financeira direta. No entanto, é preciso lembrar que a análise de *investment barrier* também envolve uma análise financeira do projeto,

fazendo com que 40 projetos tenham explicitado no DCP algum tipo de avaliação financeira, contra 30 que fizeram somente análise de barreira.

A preponderância da adicionalidade por barreira foi mais explícita nos projetos de biomassa por bagaço de cana (24 dos 29) e nos de energia eólica (3 dos 4). Entre os de bagaço de cana, isso ocorreu, provavelmente, porque esse tipo de projeto é financeiramente viável mesmo sem a receita de RCE. Nos projetos de hidrelétricas e naqueles que têm como fonte de energia resíduos florestais ou casca de arroz, predominou a adicionalidade por *investment barrier*. Somente nos projetos de geração a partir de gás de aterro sanitário e de gases industriais houve maior participação da adicionalidade por análise financeira. No entanto, dado o pequeno número de projetos em cada uma dessas fontes de energia, é difícil afirmar que os resultados indiquem a existência de uma relação entre essas fontes e a utilização da análise financeira para comprovação da adicionalidade.

Os painéis B e C da Tabela 1 separam os projetos que apresentaram DCP normal e de pequena escala, voltando a examinar os métodos adotados para demonstrar a adicionalidade. Poderíamos esperar que o uso de análise financeira e de *investment barrier* para comprovar a adicionalidade fosse maior entre os projetos de maior escala, pressupondo que a complexidade da análise fosse proporcional ao tamanho do projeto. Curiosamente, no entanto, a proporção dos que comprovaram a adicionalidade através de análise financeira ou *investment barrier* foi maior entre os DCP de pequena escala (69,2%) do que entre os normais (45%), resultado difícil de explicar.

Uma alternativa para verificar a relação entre o tamanho dos projetos e o tipo de análise utilizada para comprovar a adicionalidade é comparar a média de quilotoneladas de CO<sub>2</sub> que os projetos evitarão que sejam emitidas na atmosfera com o método utilizado, como mostrado na Tabela 2. Constatamos que, em geral, a média da redução de emissão de GEE é menor nos projetos que utilizaram o método de barreira para comprovar a adicionalidade. Isso faz sentido se lembrarmos que a emissão de RCE é proporcional à redução na emissão de GEE que o projeto possibilita e que, quando a adicionalidade é comprovada pela análise financeira, deve-se demonstrar que a receita dos RCE é fundamental para a viabilidade financeira do projeto. Para que um projeto que gera uma quantidade menor

de RCE se torne viável com esta receita, é preciso já estar próximo de se tornar financeiramente viável sem ela.

O painel B da Tabela 2 mostra a geração de energia que é outra variável que pode representar o tamanho do projeto. Dado que para diversas fontes de energia (resíduo florestal, casca de arroz, aterro sanitário e gases industriais) não existem projetos que tenham comprovado a adicionalidade pelo método de barreiras, é difícil afirmar que existe relação entre a escolha do método de comprovação de adicionalidade e o tamanho do projeto, medido pela geração de energia. No entanto, podemos observar que a média de megawatts gerados é menor nos projetos que comprovaram sua adicionalidade pelo método de barreiras. A situação é diferente entre os projetos de biomassa, que têm a menor média entre os projetos que comprovaram a adicionalidade por *investment barrier*. Isto, porém, se deve à baixa geração de energia dos projetos de resíduo florestal e de casca de arroz, que se concentram nesse método, uma vez que entre os de bagaço de cana a média de megawatts gerados nos que utilizaram o método de *investment barrier* é superior à dos que comprovaram sua adicionalidade por barreiras.

Uma possível explicação para o fato de os projetos que geram menos megawatts utilizarem o método de barreira é a complexidade envolvida em uma análise financeira completa. Os empreendedores desses projetos podem acreditar que não se justifica o tempo e o trabalho envolvidos na realização da análise, optando pelo método de barreira. Outra hipótese para os motivos da escolha do método para demonstrar a adicionalidade é o grau de conhecimento do empreendedor sobre o negócio de geração de energia elétrica. Dado que grande parte dos projetos foi proposta por empreendedores cujo negócio principal está em outro ramo, vale a pena examinar o método de demonstração da adicionalidade dos projetos quando o negócio principal do empreendedor é a geração de energia elétrica e quando não é, o que pode ser visto na Tabela 3.

Houve predominância de análise financeira (propriamente dita ou *investment barrier*) entre os projetos em que a geração de energia fazia parte do negócio principal do empreendedor e uma predominância do método de barreira no outro grupo. Isso sugere que a menor familiaridade do empreendedor com o negócio de geração de energia dificulta a

realização de uma análise financeira. Pode-se imaginar que essa falta de familiaridade também afete a escolha do método de estimação do custo de capital próprio.

É preciso destacar, no entanto, que a quase totalidade dos projetos de biomassa (33 em 37) não fazia parte do negócio principal do empreendedor e que todos os projetos de hidrelétricas são de empreendedores que têm a geração de energia elétrica como parte do seu negócio principal. Além disso, como vimos anteriormente, apenas 4,8% dos projetos de hidrelétricas comprovaram sua adicionalidade pelo método de barreiras, enquanto entre os projetos de biomassa esse percentual foi de 67,6%. Sendo assim, a tendência de utilizar algum tipo de análise financeira, observada nos projetos que faziam parte do negócio principal do empreendedor, com o oposto ocorrendo com os outros projetos, se explica, em sua maior parte, pelos projetos de biomassa e de hidrelétricas, sendo difícil afirmar que se trata de uma característica geral.

Examinadas as abordagens para comprovação da adicionalidade, podemos voltar a atenção para os resultados da segunda parte do estudo, ou seja, os métodos de estimação do custo de capital próprio empregados nos projetos que fizeram algum tipo de avaliação financeira. A Tabela 4 resume esses resultados. No painel A da Tabela 4 podemos observar que dos 40 projetos que fizeram algum tipo de avaliação financeira, propriamente dita ou como *investment barrier*, 27 empregaram a taxa SELIC como custo de capital próprio e, dos 13 projetos restantes, 8 não explicitaram o método utilizado. Nenhum utilizou CAPM, regressão múltipla, beta contábil ou beta probabilístico.

Dada a baixa ocorrência de projetos que usaram algum dos métodos descritos na literatura acadêmica, é interessante relacionar o uso da SELIC com as fontes de energia, o tipo de DCP e o negócio principal do empreendedor. O painel B da Tabela 4 mostra um resultado contra-intuitivo, pois seria de se esperar que projetos com DCP simplificado (pequena escala) tivessem empregassem a SELIC com mais frequência do que os com DCP normal. Outro resultado inesperado encontra-se no painel C da Tabela 4, com maior concentração dos projetos que usaram a SELIC entre os que faziam parte do negócio principal do empreendedor. Isso contrariou as expectativas apresentadas nesse trabalho uma vez que o empreendedor

que já atua no ramo da geração de energia elétrica provavelmente possui mais conhecimento na área, tendo maior capacidade de adotar métodos mais sofisticados para calcular o custo de capital próprio. Essas constatações, no entanto, podem estar sofrendo influência da concentração de hidrelétricas entre os projetos que empregaram a SELIC, como mostra o painel A da Tabela 4.

## 5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho pesquisou os métodos empregados para demonstrar a adicionalidade em projetos de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) de geração elétrica por meio de fontes renováveis no Brasil. Entre os projetos que fizeram alguma análise financeira, procurou-se identificar as práticas na estimação do custo de capital próprio.

Os resultados para a maioria dos projetos contrariam as recomendações da literatura acadêmica. Projetos de geração de energia de diversas fontes foram avaliados segundo a taxa básica de juros da economia brasileira, a SELIC, o que vai contra o princípio da teoria de finanças de que os investidores devem ser compensados pelo risco envolvido nos fluxos de caixa do projeto. É difícil crer que os fluxos de caixa de um projeto de geração de energia renovável apresentem o mesmo nível de risco que títulos do governo brasileiro, mesmo que não se suponha que a taxa SELIC é livre de riscos.

Diversos projetos que usaram a SELIC como custo de capital próprio fizeram algum comentário reconhecendo que o risco do projeto e da SELIC eram diferentes. Contudo, eles empregaram uma taxa que não levava em conta os riscos do projeto, distorcendo a análise financeira e indicando a existência de grande espaço para aperfeiçoamento na avaliação de projetos do MDL. Cabe comentar que, dado que a grande maioria dos projetos foi feita por empresas pequenas e de capital fechado, podemos concluir que os resultados encontrados são consistentes com a tendência apontada nas pesquisas de Graham e Harvey (2002), Brounen, Jong e Koedijk (2004) e Benetti, Decourt e Terra (2007) de que as empresas menores acabam empregando as taxas ditadas por seus investidores, sugerindo que

muitos destes investidores se satisfariam com um retorno compatível com a taxa básica da economia para prestarem contas a seus próprios investidores, ou acionistas. Talvez pelo fato dos projetos terem um cunho de responsabilidade social e ambiental, serem em muitos casos pequenos e, talvez, algo inéditos, levem as partes interessadas a se satisfazerem com a taxa de retorno básica da economia. Poderia ser argumentado que a intenção ao se empregar uma taxa mais baixa é de forçar um VPL positivo para o projeto. Contudo, isso não faria sentido uma vez que a intenção é buscar o benefício do MDL e uma taxa de desconto mais elevada facilitaria a demonstração da necessidade do benefício.

Prosseguindo no confronto com a literatura acadêmica, a estimação do custo de capital próprio por meio do modelo CAPM, com base no desempenho das ações da empresa que implementa o projeto, não seria recomendada em nenhum dos projetos analisados, uma vez que não observamos projetos de empresas de capital aberto cujo negócio principal fosse a geração de energia renovável. Seria possível empregar o *pure-play approach* para os projetos, se definirmos o negócio de forma abrangente o suficiente, como "geração de energia elétrica", sem distinguir entre as fontes e encontrarmos uma empresa com ações negociadas em bolsa que tenha a quase totalidade de suas atividades nesse negócio.

Não sendo possível encontrar a empresa exigida pelo método *pure-play*, haveria a opção do método de regressão múltipla. Para isso, seria preciso encontrar empresas com alguma parte de seus negócios no mesmo ramo que o projeto a ser avaliado. Como essas empresas não precisariam ter todos os negócios no mesmo ramo do projeto, poderia ser tentada uma definição menos abrangente do que "geração de energia elétrica". Para calcular o custo de capital de um projeto de hidrelétrica, por exemplo, se poderia definir o negócio como "geração de energia hidrelétrica".

Esta solução não seria aplicável nos casos de geração por biomassa, gás de aterro sanitário e gases industriais, uma vez que o aproveitamento dessas fontes de energia ainda é pouco comum. Nesses casos, a melhor opção seria manter a definição mais abrangente do negócio para aplicar o método. Isto seria um avanço em relação ao uso da SELIC, permanecendo a dúvida, por exemplo, sobre a semelhança entre o nível de risco da geração de energia por meio de biomassa e por outras fontes.

Como alternativa, pode-se considerar que a geração por bagaço de cana depende do ciclo de colheita e processamento da cana-de-açúcar. Uma possível solução para esse caso seria empregar o custo de capital do negócio de cana-de-açúcar, considerando que a geração de energia elétrica por bagaço de cana está mais ligada ao negócio da cana do que ao da energia elétrica propriamente dita. Essa opção parece mais viável para o caso de projeto que pretenda consumir toda a energia gerada no próprio negócio.

Para os outros casos, as opções que restam são tentar estimar um prêmio de risco. Esta estimativa provavelmente será bastante arbitrária porque as demais alternativas, como calcular um beta probabilístico ou um beta contábil são inviáveis. O beta probabilístico possui a limitação da disponibilidade de dados sobre a taxa de sobrevivência de projetos semelhantes, que somente o tempo revelará. Por outro lado, como se deseja estimar um beta para um projeto que ainda será iniciado, não há demonstrações contábeis para calcular o beta contábil, a não ser que o empreendedor tenha acesso às demonstrações financeiras de projetos semelhantes, com tempo de operação suficiente para permitir a estimação.

O método a ser empregado para estimar o custo de capital próprio pode variar em função do porte, setor de atuação, tipo de energia e sofisticação financeira desejada pelo investidor. Contudo, não parece ser boa prática não se estimar qualquer tipo de prêmio de risco para projetos da natureza dos que foram analisados. No mínimo, uma taxa de desconto que fosse igual ao da empresa de beta 1 deveria ser empregado, entendendo-se que mesmo esta taxa, resultante da simples soma da taxa base da economia (SELIC) com um prêmio de risco arbitrário para o mercado doméstico de ações provavelmente ainda estaria subestimada.

Utilizando a taxa encontrada dessa maneira, a UNFCCC evitaria erros importantes no registro de projetos de MDL, que decorrem do emprego de um custo de capital próprio em desacordo com a teoria financeira que orienta a seleção de projetos nas economias de mercado. A SELIC é uma taxa nominal de curto prazo, incompatível com a avaliação de projetos de longo prazo, não refletindo uma avaliação do risco do projeto.

Deve ser observado que a falta de análise financeira adequada talvez possa ser explicada pela falta de interesse dos investidores no retorno

financeiro dos projetos. Dado que projetos de MDL são relativamente recentes e pouco conhecidos no Brasil, com algumas fontes de energia renovável sendo ainda pouco utilizadas, é possível que parte dos projetos tenha sido feita com a intenção de aprender sobre os mecanismos de MDL e a geração de energia elétrica por fonte renovável. Os empreendedores poderiam estar dispostos a aceitar até algum prejuízo em troca da experiência e do conhecimento acumulados com o projeto.

Como sugestão para pesquisas futuras, seria interessante observar a adequação da avaliação financeira de projetos apresentados à UNFCCC em outras áreas além da geração de energia renovável e em outros países, de forma a entender se há alguma particularidade no setor ou no Brasil. Se fosse possível, mesmo como estudo de casos, talvez se pudesse avaliar alguns dos projetos analisados neste trabalho com o custo de capital adequado, para se entender que impacto isso teria na comprovação da sua adicionalidade. Pesquisas futuras poderiam, ainda, estudar o impacto que os fluxos de caixa da venda de RCE têm no risco do projeto, sendo possível que o projeto como um todo se torne menos arriscado ou que seja mais adequado calcular o valor presente líquido dos fluxos de caixa dos RCE separadamente do resto do projeto, com outra taxa de desconto.

***Nota: os autores registram seu agradecimento à contribuição e ao apoio da EcoSecurities Brasil ([www.ecosecurities.com](http://www.ecosecurities.com)), fundamental para a realização da pesquisa.***

## 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, Marcelo de Figueiredo. **Estimando betas setoriais no Brasil**. 2002. 110p. Dissertação (Mestrado em Administração) - Instituto Coppead de Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

ANEEL. **Metodologias para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Brasília, abr. 2005. Nota técnica nº 122.

BENETTI, Cristiane.; DECOURT, Roberto.; TERRA, Paulo. **The practice of corporate finance in an emerging market: preliminary evidence from the Brazilian Survey**. Working paper UFRGS, ENANPAD. 2007.

BOWMAN, Robert G; BUSH, Susan R. Using comparable companies to estimate the betas of private companies. **Journal of Applied Finance**, v. 16, n. 2, p. 71-81, 2006.

BREALEY, Richard A., MYERS, Stewart C. **Principles of corporate finance**. 7. ed. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2003.

BROUNEN, Dirk.; DE JONG, Abe; KOEDIJK, Kees. Corporate finance in Europe - confronting theory with practice. **Financial Management**, v. 33, n. 4, p. 71-101, 2004.

CHEUNG, Joe. A probability based approach to estimating costs of capital for small business. **Small Business Economics**, v. 12, n. 4, p. 331-336, June 1999.

DAMODARAN, Aswath. **Investment valuation**. 2.ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

EHRHARDT, Michael C. **The search for value** 2.ed. New York: Oxford University Press, 2001.

EHRHARDT, Michael C.; BHAGWAT, Yatin N. A full-information approach for estimating divisional betas. **Financial Management**, v. 20, n. 2, p. 60, 1991.

FRONDIZI, I.M.R.L. **O mecanismo de desenvolvimento limpo: guia de orientação** 2009. Imperial Novo Milênio: FIDES, Rio de Janeiro, 2009.

GRAHAM, John.; HARVEY, Campbell. How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 15, n. 1, p. 8-23, 2002.

HAUGEN, Robert A. **Modern investment theory**. 5. ed. Upper Saddle River: Prentice Hall, Inc., 2001.

HAUSER, Philip D. **Criação de valor e desenvolvimento sustentável: uma avaliação da incineração de resíduos sólidos municipais em projetos enquadráveis no mecanismo de desenvolvimento limpo do protocolo de Quioto**. 2006. 158p. Dissertação (Mestrado em Administração) - Universidade

Federal do Rio de Janeiro, Instituto COPPEAD de Administração, Rio de Janeiro, 2006.

LEE, Myung-Kyoon (ed.) CDM Information and Guidebook. Riskolde, 2004. Disponível em <<http://www.cd4cdm.org/Publications/cdm%20guideline%202nd%20edition.pdf>>. Acesso em: 10 Maio 2007.

MENDIS, Matthew; OPENSHAW, Keith. The clean development mechanism: making it operational. **Environment, development and sustainability**, n. 6, p. 183-211, 2004.

MCT - Ministério de Ciência e Tecnologia. Comissão interministerial de mudança global do clima. **Status atual das atividades de projeto no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) no Brasil e no mundo**. Brasília. 2007. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0014/14996.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0014/14996.pdf)>. Acesso em: 31 maio 2007.

\_\_\_\_\_. Comissão interministerial de mudança global do clima. **Manual do cálculo dos fatores de emissão de CO<sub>2</sub> pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0013/13471.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0013/13471.pdf)>. Acesso em: 31 maio 2007.

**Tabela 1**

Distribuição dos projetos MDL segundo as fontes de energia renovável, método para demonstração da adicionalidade (financeira, barreira e *investment barrier*) e tipo de DCP (Documento de Concepção do Projeto)

Tipo	Nº de Projetos	% da Amostra	Financeira	Barreira	<i>Investment Barrier</i>
<b>Painel A: todos os projetos</b>					
Biomassa	37	52,9	0	25	12
<i>Bagaço</i>	29	41,5	0	24	5
<i>Resíduo Florestal</i>	7	10,0	0	1	6
<i>Casca de arroz</i>	1	1,4	0	0	1
Hidro	21	30,0	3	1	17
Eólica	4	5,7	1	3	0
Aterro	5	7,1	5	0	0
Gás Industrial	3	4,3	2	1	0
<b>Total</b>	<b>70</b>	<b>100</b>	<b>11</b>	<b>30</b>	<b>29</b>
<b>Painel B: DCP normais</b>					
Biomassa	26	65,0	0	21	5
<i>Bagaço</i>	26	65,0	0	21	5
<i>Resíduo Florestal</i>	0	0	0	0	0
<i>Casca de arroz</i>	0	0	0	0	0
Hidro	10	25,0	0	0	10
Eólica	1	2,5	1	0	0
Aterro Sanitário	1	2,5	1	0	0
Gás Industrial	2	5,0	1	1	0
<b>Total</b>	<b>40</b>	<b>100</b>	<b>3</b>	<b>22</b>	<b>15</b>
<b>Painel C: DCP de pequena escala</b>					
Biomassa	11	42,3	0	4	7
<i>Bagaço</i>	3	11,5	0	3	0
<i>Resíduo Florestal</i>	7	26,9	0	1	6
<i>Casca de arroz</i>	1	3,9	0	0	1
Hidro	11	42,3	3	1	7
Eólica	3	11,5	0	3	0
Aterro Sanitário	0	0	0	0	0
Gás Industrial	1	3,9	1	0	0
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>100</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>14</b>

**Tabela 2**

Média de redução nas emissões e de energia gerada por fonte de energia renovável e método utilizado para comprovar a adicionalidade

	Total	Financeira	Barreira	<i>Investment Barrier</i>
<b>Painel A: média de redução nas emissões (quilotoneladas de CO<sub>2</sub>)</b>				
Biomassa	340,38	-	119,32	808,70
<i>Bagaço</i>	130,01	-	120,18	192,63
<i>Resíduo Florestal</i>	992,72	-	98,71	1.389,97
<i>Casca de arroz</i>	200,69	-	-	401,39
Hidro	348,00	253,80	82,21	380,25
Eólica	296,68	1.038,28	49,48	-
Aterro Sanitário	4.495,42	4.495,42	-	-
Gás Industrial	299,57	279,38	339,96	-
<b>Total</b>	<b>636,54</b>	<b>2.257,78</b>	<b>118,45</b>	<b>557,54</b>
<b>Painel B: média de energia gerada (MW)</b>				
Biomassa	25,02	-	28,09	19,14
<i>Bagaço</i>	28,91	-	28,09	32,66
<i>Resíduo Florestal</i>	10,37	-	-	10,37
<i>Casca de arroz</i>	4,20	-	-	4,20
Hidro	37,33	11,92	8,15	43,53
Eólica	41,40	150,00	5,20	-
Aterro Sanitário	11,00	11,00	-	-
Gás Industrial	16,00	16,00	-	-
<b>Total</b>	<b>27,56</b>	<b>29,35</b>	<b>23,10</b>	<b>31,28</b>

**Tabela 3**

Distribuição do método de comprovação de adicionalidade dos projetos segundo o tipo de empreendedor

	Total	Financeira	Barreira	<i>Investment Barrier</i>
Painel A: Empreendedor tinha geração de energia elétrica renovável como negócio principal				
Biomassa	4	0	1	3
<i>Bagaço</i>	0	0	0	0
<i>Resíduo</i>				
<i>Florestal</i>	4	0	1	3
<i>Casca de arroz</i>	0	0	0	0
Hidro	21	3	1	17
Eólica	3	1	2	0
Aterro Sanitário	0	0	0	0
Gás Industrial	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>20</b>
Painel B: Empreendedor não tinha a geração de energia elétrica renovável como negócio principal				
Biomassa	33	0	24	9
<i>Bagaço</i>	29	0	24	5
<i>Resíduo</i>				
<i>Florestal</i>	3	0	0	3
<i>Casca de arroz</i>	1	0	0	1
Hidro	0	0	0	0
Eólica	1	0	1	0
Aterro Sanitário	5	5	0	0
Gás Industrial	3	2	1	0
<b>Total</b>	<b>42</b>	<b>7</b>	<b>26</b>	<b>9</b>

**Tabela 4**

Distribuição do método empregado para estimar o custo de capital próprio em 40 projetos que fizeram avaliação financeira segundo a fonte de energia, o tipo de DCP (Documento de Concepção do Projeto) e sua relação com o negócio principal do empreendedor

	SELIC	Outro método*	Não identificado
Total	27	5	8
Painel A: segundo a fonte de energia			
Biomassa	7	0	5
<i>Bagaço</i>	5	0	0
<i>Resíduo</i>			
<i>Florestal</i>	2	0	4
<i>Casca de arroz</i>	0	0	1
Hidro	17	2	1
Eólica	0	1	0
Aterro Sanitário	3	1	1
Gás Industrial	0	1	1
Painel B: segundo o tipo de DCP			
DCP Normal	18	3	1
DCP Pequena escala	9	2	7
Painel C: segundo a relação com o negócio principal			
Negócio principal	18	3	3
Outro negócio	9	2	5

\* os outros métodos são: WACC da empresa (1 projeto); *pure play* (2 projetos) e outros (2 projetos).

