

6 Estudo de Caso

Este capítulo está dividido em três partes complementares. Na primeira parte discute-se a participação do Brasil e da América Latina no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, especialmente no que tange a utilização das fontes renováveis para a geração de energia elétrica. Na segunda parte são destacados os incentivos dados pelo governo brasileiro a este tipo de projetos, sendo que o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia será o principal objeto de discussão nesta seção. Finalmente, na terceira parte deste capítulo o estudo de caso será descrito detalhadamente, no qual propõe-se a avaliação de quatro empreendimentos típicos do PROINFA [16].

6.1 Participação Brasileira e Latino-Americana no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

A América Latina tem se tornado um dos maiores provedores mundiais de projetos para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, principalmente devido ao apoio institucional conferido pelos governos da região à implementação do Protocolo de Quioto. Segundo Eguren [11], até março de 2004, o montante total de RCEs negociadas pela América Latina havia sido de 55,5 milhões de tCO₂e, o que, naquele momento, aproximou-se dos US\$ 210,6 milhões. Estes números fizeram com que o mercado latino-americano fosse alvo dos investimentos de grandes fundos e programas de carbono³¹, cuja atuação tornou este mercado ainda mais atrativo para o desenvolvimento de projetos MDL.

³¹ O principal objetivo dos fundos de carbono é auxiliar na mitigação das mudanças climáticas demonstrando as possibilidades de relacionamento entre as partes que ratificaram o Protocolo de Quioto [18]. Dentre os grandes fundos de carbono da atualidade, pode-se destacar o *Prototype Carbon Fund* (PCF), do Banco Mundial, e o fundo holandês *Certified Emission Reduction Unit Procurement Tender* (CERUPT).

Atualmente, o mercado latino-americano é o responsável por aproximadamente 49% dos projetos registrados no Comitê Executivo³². Desse total, 48% estão ligados à captura do gás metano, 19% envolvem a atividade de co-geração de energia elétrica a partir do uso da biomassa, 18% correspondem aos projetos hidrelétricos, 4% aos projetos eólicos, e os demais 11% correspondem a outras tecnologias e atividades, por exemplo, à atividade de geração de energia elétrica por fontes geotérmicas ou aos projetos de captura dos gases HFC [6].

A grande participação dos projetos que envolvem a captura do gás metano se deve, principalmente, à sua grande atratividade econômica. Uma vez que o GWP do metano é igual a 21, a redução de uma tonelada deste gás equivale à redução de 21 toneladas de dióxido de carbono, tornando-os mais atrativos do que a maioria dos projetos que envolvem a redução do CO₂.

No que tange a utilização das fontes renováveis, nota-se uma participação bastante heterogênea quando comparado o uso da água e da biomassa, com as demais fontes de energia. Segundo Eguren [11], a boa participação dos projetos hidrelétricos se deve à grande redução de emissões alcançada por este tipo de projeto, pois, além de serem considerados projetos de emissão zero, usualmente os projetos hidrelétricos são projetos de grande escala.

Em 2004, o Brasil foi o líder da América Latina em valores negociados no MDL, sendo o responsável por cerca de 20% do total de créditos de carbono negociados no período [7]. Atualmente, o país responde por aproximadamente 38% dos projetos registrados na região, porém, ao contrário do perfil latino-americano, a maior parte dos seus projetos (42%) se refere à utilização da biomassa para a co-geração de energia elétrica. É válido ressaltar que os projetos que envolvem a captura do gás metano aparecem em segundo lugar nesta estatística (39%), seguidos pelos projetos hidrelétricos (9%) e pelos projetos eólicos (3%).

Apesar da grande participação dos projetos que utilizam a biomassa, nota-se que as demais fontes renováveis não possuem uma participação expressiva no cenário nacional. Uma vez que a utilização destas fontes é considerada estratégica

³² Tal estatística tem como data base o dia 25 de Novembro de 2006.

para o setor elétrico brasileiro, pois diversificaria a sua matriz energética e ajudaria a atender à sua carga, o desenvolvimento de projetos desta natureza será o principal objeto de discussão na próxima seção. Além do incentivo dado pelo governo brasileiro através da criação do PROINFA, espera-se que a participação destes projetos no MDL possa aumentar a sua rentabilidade financeira, incentivando o crescimento da sua participação no setor elétrico nacional.

6.2

O Potencial e o Incentivo Brasileiro às Fontes Alternativas de Energia

Segundo os relatórios divulgados pelo Núcleo de Estudos Estratégicos da Presidência da República, verifica-se que o potencial brasileiro para reduzir as emissões de GEE está entre 40,7 e 59,7 milhões de toneladas anuais de dióxido de carbono equivalente³³ [7]. Considera-se que boa parte destas reduções, entre 11,8 e 23,8 milhões de toneladas, é devido ao potencial brasileiro para utilizar fontes renováveis na produção de energia elétrica.

Dentre as principais iniciativas do governo brasileiro para aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional, destaca-se a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia. Criado pela Lei 10.438 [16], de 26 de Abril de 2002, o PROINFA tem como principal objetivo incentivar a participação das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa na produção da energia elétrica que atende ao Sistema Interligado Nacional.

A implementação do PROINFA está prevista para ser realizada em duas etapas. A primeira etapa, concluída em 30 de Dezembro de 2006, consiste na implantação de 3.300 MW de capacidade instalada igualmente distribuídos entre as fontes citadas anteriormente. A segunda etapa do programa consiste em fazer com que 10% do consumo nacional seja atendido por essas mesmas fontes de energia [16]. Finalmente, os objetivos do PROINFA devem ser alcançados num prazo de 20 anos a partir do início da primeira etapa do programa.

³³ Estes números não incluem o potencial teórico de florestamento e reflorestamento no Brasil, o qual é estimado em 47,7 milhões de toneladas anuais de dióxido de carbono equivalente.

Segundo o decreto Nº 5.025 [74], de 30 de Março de 2004, a criação do PROINFA também tem por objetivo reduzir a emissão de GEE nos termos estabelecidos pelo Protocolo de Quioto. É importante salientar que a quantificação do potencial de reduções desses projetos é extremamente sensível ao conteúdo em carbono das fontes primárias que alimentam o SIN (vide seção 4.2).

Segundo Eguren [11], as experiências do *Prototype Carbon Fund* com os projetos de energia renovável mostram que, dependendo da sua adicionalidade, a receita com a venda das RCEs varia entre 2,5 e 5,0 dólares por MWh, o que representa um impacto econômico moderado na sua rentabilidade. Estes resultados, por tipo de tecnologia e em termos do incremento da Taxa Interna de Retorno desses projetos, se encontram ilustrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Impacto Financeiro da Venda de Carbono por Tipo de Tecnologia

TECNOLOGIA	Incremento da TIR (%a.a.) *
Eficiência Energética	2.00
Energia Eólica	0.90 - 1.30
Hidrelétricas	1.20 - 2.60
Bagaço de Cana de Açúcar	0.50 - 3.50
Biomassa com Mitigação de Metano	até 5.00
Resíduos Sólidos Municipais com Captura de Metano	> 5.00

(*) Valores com base no preço de US\$ 3.00/tCO₂e.

Apesar dos resultados da Tabela 6.1 considerarem que o preço da RCE é igual a US\$3,00/tCO₂e, o que não corresponde à realidade atual, os valores apresentados mostram que, dentre as tecnologias contempladas pelo PROINFA, a geração termelétrica a partir do bagaço de cana é a atividade com maior potencial de incremento da TIR. A geração hidráulica e a eólica ocupam a segunda e a terceira posição respectivamente.

Considerando que um dos objetivos deste trabalho é determinar o impacto da comercialização das RCEs na rentabilidade dos projetos de energia renovável, quatro empreendimentos típicos do PROINFA serão descritos na próxima seção: duas pequenas centrais hidrelétricas e dois empreendimentos eólicos. Uma vez que o MDL classifica os projetos de acordo com a sua capacidade de produzir RCEs, projetos de diferentes escalas serão considerados para cada tecnologia

estudada neste trabalho. Cabe ressaltar que os aspectos gerais do estudo de caso serão descritos considerando a implantação de uma pequena central hidrelétrica, entretanto, a maior parte das considerações também será aplicada à análise dos demais empreendimentos.

6.3

Descrição do Estudo de Caso

Considera-se uma pequena central hidrelétrica, com 30MW de capacidade instalada, desenvolvida à luz das regras do PROINFA. Até o início de sua operação, ou seja, ao longo dos próximos 30 meses, estima-se que os investimentos necessários para a construção deste empreendimento sejam da ordem de R\$ 90,40 milhões, uniformemente distribuídos ao longo deste período.

Durante a análise econômico-financeira desta PCH, foi considerada a hipótese de se registrar o projeto no Comitê Executivo do MDL e, posteriormente, comercializar no mercado internacional de carbono as RCEs produzidas pela sua atividade. Considera-se que US\$ 137,5 mil é o investimento adicional necessário para que todas as etapas do Ciclo do Projeto sejam cumpridas. Conforme descrito na Tabela 2.2, este montante corresponde às etapas compreendidas entre a elaboração do DCP e o registro do projeto no Comitê Executivo. Além disso, considera-se que os custos com as etapas de vigilância, verificação e certificação do projeto totalizam US\$ 9,00 mil anuais. Finalmente, os custos de expedição e comercialização das RCEs correspondem a 11% do valor de mercado das RCEs.

Sendo assim, ao investir neste projeto, considera-se que o empreendedor adquire a opção de registrá-lo no Comitê Executivo e comercializar as RCEs produzidas pela sua atividade, restando decidir se, e em que momento, o investimento adicional deverá ser realizado. Para tomar esta decisão, considera-se que dois aspectos devem ser cuidadosamente avaliados pelo investidor: a incerteza técnica do projeto, ou seja, aquela relacionada ao seu potencial para reduzir as emissões de GEE, e a incerteza de mercado, que por sua vez está relacionada à aleatoriedade dos preços internacionais das Reduções Certificadas de Emissões.

Para avaliar a incerteza técnica, diversos cenários deverão ser construídos no sentido de se determinar a energia deslocada pela atividade do projeto MDL.

Além disso, a fonte primária desta energia também deverá ser determinada. Neste contexto, ao longo do período considerado, as metas de geração para cada usina conectada ao SIN deverão ser determinadas pelo modelo NEWAVE. Adicionalmente, o escopo da metodologia ACM0002 deverá ser empregado para se determinar a linha de base do projeto MDL. Finalmente, no que tange a incerteza de mercado do investimento, dois processos estocásticos deverão ser considerados na modelagem dos preços das RCEs: o movimento geométrico browniano e o processo de difusão com saltos.

O prazo limite para o exercício desta opção será o ano de 2008, data prevista para o início do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto. Uma vez que o investimento é realizado, considerar-se-á que um contrato a termo será celebrado entre o investidor e algum agente dos países do Anexo B. O objeto deste contrato será a venda das RCEs que vierem a ser produzidas durante o período selecionado no Documento de Concepção do Projeto³⁴. Uma vez que as simulações do modelo NEWAVE deverão considerar os dados do PDEE 2006-2015, será considerado um período de obtenção das RCEs igual a 10 anos, sem direito à renovação por parte do projeto³⁵.

Conforme citado ao final da seção 6.2, além da PCH anteriormente descrita, outros três empreendimentos típicos do PROINFA também serão avaliados. Apesar destes empreendimentos possuírem escalas distintas e contemplarem a utilização de diferentes fontes renováveis, as principais premissas deste estudo continuarão sendo válidas, entretanto, vale observar que sempre que o projeto considerado for de pequena escala, ou seja, o mesmo tiver capacidade instalada inferior a 15 MW, utilizar-se-á a metodologia AMS-I.D para se determinar a sua linha de base.

³⁴ O preço estabelecido no contrato a termo, o qual irá vigorar ao longo de todo o período de obtenção das RCEs, será o preço à vista observado no momento em que o contrato for celebrado.

³⁵ Caso o período de obtenção das RCEs (10 anos) coincida com períodos posteriores ao ano de 2015, considerar-se-á que a linha de base do projeto MDL calculada nesta data se repetirá até o final do período considerado.

Além disso, também é importante ressaltar que as regras atualmente vigentes para o setor elétrico brasileiro, tais como os encargos e tributos praticados, também serão consideradas na análise. Alguns aspectos do setor elétrico, além das principais características dos projetos propostos, se encontram detalhados na Tabela 6.2.

De acordo com as regras do PROINFA, será considerado que toda energia produzida por estes empreendimentos, ao longo dos primeiros 20 anos de sua operação, será comercializada com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A, - ELETROBRÁS [16]. De acordo com o estabelecido pela Lei 10.438 anteriormente citada, o preço de venda desta energia deverá ser igual ao Valor Econômico da tecnologia empregada (Tabela 6.2), cujo objetivo é viabilizar o projeto assumindo determinados níveis de eficiência e atratividade.

Considera-se que a receita adicional obtida com a venda das RCEs deverá ser calculada da seguinte forma:

$$R(t) = P \cdot Q(t) \cdot (1 - E_{\&C}) - CF_{VVC} \quad (6.1)$$

onde $R(t)$ representa a receita bruta em um determinado ano t , P representa o preço da RCE estabelecido no contrato a termo, $Q(t)$ representa a quantidade de RCEs gerada pelo projeto no ano t , $E_{\&C}$ representa o percentual de gastos com os processos de expedição e comercialização das RCEs, e, finalmente, CF_{VVC} representa os custos anuais com as etapas de vigilância, verificação e certificação do projeto MDL. Além disso, considerar-se-á que a receita calculada pela equação 6.1 deverá ser tributada em aproximadamente 43,63%, o que corresponde à soma das alíquotas do PIS, COFINS, IR, CSSL e CPMF aplicada a projetos de geração de energia elétrica.

Tabela 6.2 - Parâmetros Gerais dos Estudos de Caso

PARÂMETRO	Unidade	PCH A	PCH B	Eólica A	Eólica B
Ano Inicial do Investimento	-	2006	2006	2006	2006
Período de Construção	meses	30	16	18	6
Vida Útil do Projeto	anos	20	20	20	20
Investimento Total	R\$ milhões	90.40	7.70	386.10	15.19
Percentual Financiada	%	70.00	70.00	70.00	70.00
Sistema de Amortização	-	SAC	SAC	SAC	SAC
Custo da Dívida	%a.a.	7.00	7.00	7.00	7.00
Prazo de amortização	ano	10	10	10	10
Prazo de carência	ano	3	2	2	1
Custos de Transação	US\$	137.500,00	86.500,00 ^(*)	137.500,00	86.500,00 ^(*)
Duração do Ciclo do Projeto	meses	12	8	12	8
Preço da RCE em Jan/2006	US\$/tCO ₂ e	10.00	10.00	10.00	10.00
Custo do Capital Próprio	%a.a.	12.00	12.00	12.00	12.00
Taxa de Câmbio	R\$/US\$	2.20	2.20	2.20	2.20
Capacidade Instalada	MW	30.00	2.40	135.00	4.25
Fator de Capacidade	%	55.00	55.00	23.49	29.52
Perdas na Transmissão	%	2.00	2.00	2.00	2.00
Preço da Energia Vendida	R\$/MWh	121.35	121.35	217.63	211.90
O&M Variável	R\$/MWh	6.00	6.00	4.00	4.00
O&M Fixo	10 ⁶ R\$/ano	0.900	0.072	4.050	0.128
P&D	%	1.00	1.00	1.00	1.00
Fiscalização da ANEEL	%	0.50	0.50	0.50	0.50
CFURH ^(**)	R\$/MWh	3.78	3.78	-	-
Aluguel do Terreno	10 ⁶ R\$/ano	-	-	0.800	0.025
Taxa de Depreciação	%a.a.	5.00	5.00	5.00	5.00
Encargo de Transmissão	R\$/kW.ano	30.00	30.00	30.00	30.00
PIS	%	1.65	1.65	1.65	1.65
COFINS	%	7.60	7.60	7.60	7.60
CPMF	%	0.38	0.38	0.38	0.38
Alíquota de Imposto de Renda	%	25.00	25.00	25.00	25.00
Contribuição Social - CSSL	%	9.00	9.00	9.00	9.00

(*) Estes valores se referem aos dados fornecidos pela Tabela 2.3.

(**) Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos

O problema proposto será resolvido numericamente em ambiente FORTRAN 77. Para tanto, foi desenvolvido um sistema computacional cujo objetivo é determinar o valor incremental do mercado de carbono para projetos com os mesmos riscos e características relacionados nesta seção. Uma vez determinado o valor deste mercado, o seu impacto na rentabilidade dos empreendimentos citados será calculado utilizando-se o modelo computacional ANAFIN versão 3.3 [75][76][77][78].

É importante destacar que o modelo ANAFIN têm sido desenvolvido pelo CEPEL com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão de investimentos em

projetos de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. A metodologia empregada neste modelo é o Valor Presente Líquido, sendo uma de suas principais vantagens o fato do modelo ANAFIN estar completamente adaptado às leis vigentes no setor elétrico brasileiro. Por este motivo julgou-se apropriado a utilização do referido modelo para os fins deste trabalho.

No Capítulo 7 serão descritas as principais características da metodologia desenvolvida neste trabalho. Conforme descrito anteriormente ao longo do Capítulo 5, cabe ressaltar que a flexibilidade gerencial embutida nos projetos MDL será avaliada empregando-se três métodos numéricos distintos: o método binomial, o método de GVW e o método LSM. Sendo assim, além da convergência destes métodos, também será analisado o comportamento dos seus resultados frente às condições estabelecidas neste trabalho. Os resultados finais do estudo de caso também serão apresentados no próximo capítulo.