

HELIANA LOMBARDI ARTIGIANI

CRÉDITO DE CARBONO COMO MEIO DE  
*FUNDING* PARA EMPREENDIMENTOS DE  
INFRAESTRUTURA NO BRASIL – A VALIDAÇÃO DE  
INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA

São Paulo

2011

HELIANA LOMBARDI ARTIGIANI

CRÉDITO DE CARBONO COMO MEIO DE  
*FUNDING* PARA EMPREENDIMENTOS DE  
INFRAESTRUTURA NO BRASIL– A VALIDAÇÃO DE INVESTIMENTOS  
EM GERAÇÃO DE ENERGIA

Dissertação apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo  
para a obtenção de título de Mestre em  
Engenharia.

Área de concentração: Engenharia Civil e  
Urbana

Prof. Dr. Claudio Tavares Alencar

São Paulo

2011

**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.**

São Paulo,     de dezembro de 2011.

**Assinatura do autor** \_\_\_\_\_

**Assinatura do orientador** \_\_\_\_\_

## FICHA CATALOGRÁFICA

**Artigiani, Heliana Lombardi**

**Crédito de carbono como meio de funding para empreendimentos de infraestrutura no Brasil : a validação de investimentos em geração de energia / H.L. Artigiani. -- ed.rev. -- São Paulo, 2011.**

**168 p.**

**Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Construção Civil.**

**1. Usinas hidrelétricas 2. Carbono (Emissão; Redução) 3. Desenvolvimento sustentável 4. Financiamento I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Construção Civil II. t.**

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais Helio e Samurai e  
ao meu marido Claudio.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores do Núcleo de Real Estate pela dedicação e disposição por dividir seus conhecimentos. Agradeço principalmente ao professor Claudio por ter depositado sua confiança e me orientado com persistência e paciência

Aos amigos de estudo que transformaram horas de trabalho em momento mais agradáveis.

Aos meus irmãos de sangue ou não que sempre me apoiaram ou colaboraram de alguma forma para a execução deste trabalho.

## RESUMO

O novo cenário da macroeconomia e os freqüentes alertas daqueles que estudam o meio ambiente trazem a luz outros fatores que devem ser respeitados num processo de tomada de decisão para qualquer investimento a ser realizado. Neste sentido vem se consolidando o Mercado de Crédito de Carbono no mundo, que se por um lado viabiliza a implantação de um empreendimento por admitir a compensação ambiental, por outro pode viabilizá-lo disponibilizando recursos para a sua instalação e operação. A geração de Crédito de Carbono, isto é, Redução Certificada de Emissões (RCE) e o aporte de recursos no sistema empreendimento em função da negociação dos créditos no Mercado de Carbono, pode se caracterizar em fonte de *funding* de empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil. Sendo assim, o objetivo desta pesquisa é a montagem de um protótipo de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, tendo por base o *project finance*, enquanto estratégia de investimento e estrutura de negócio e adequado aos padrões do MDL no Brasil visando verificar a viabilidade de utilização das RCEs para compor o *funding* desses empreendimentos e, conseqüentemente, a validação de investimentos em geração de energia. Dessa forma, fornecerá as referências necessárias para a análise econômica e financeira do investimento em empreendimentos dessa tipologia. Após a análise dos indicadores da qualidade do protótipo é possível afirmar que com a criação do MDL e outros mecanismos promovidos por ele, os empreendimentos de geração de energia o tipo PCH tornaram-se atrativos para investidores típicos que buscam renda estável e de longo prazo, e o setor elétrico brasileiro sofreu mudanças em sua matriz, onde o crescimento de investimentos em fontes alternativas de energia é uma realidade.

Palavras chaves: Redução Certificada de Emissões (RCE). Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Energia Elétrica. *Funding*.

## **ABSTRACT**

The new scenery of macroeconomics and the alerts frequents of those that study the environment brought up other factories that must be respected in a decision process in any investment to be carried through. In this direction it is coming to consolidate the Market of Carbon Credit in the world, that if on the other hand makes possible the implantation of an venture for admitting the environmental compensation, for another one it can make possible have the resources available for its installation and operation. The generation of Carbon Emission Reduction (CERs) and input of resources in the enterprise system according to the trading of credits at the Carbon Market can be characterized source of funding for projects to generate electricity in Brazil. Therefore, the objective of this research is the assembly of a prototype of small hydroelectric - PCH, based on project finance, as investment strategy and business structure and appropriate standards of the CDM in Brazil to check the feasibility of using CERs to compose the funding of these projects and hence the validation of investment in power generation. Thus, it will provide the necessary references to the economic and financial analysis of investment in projects of this type. After analyzing the indicators of the quality of the prototype is possible to say that with the creation of the CDM and other mechanisms promoted by him, the development of power generation type SHP became attractive to the typical investors who seek steady income and long-term and the Brazilian electric sector has undergone changes in their type, where the growth of investments in alternative energy sources is apparent.

Key Words: Carbon Emission Reduction. Clean Development Mechanism. Electric Energy. Funding.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Os Gases de Efeito Estufa e seus respectivos Potenciais de Aquecimento Atmosférico .....	24
Tabela 2: Setores E Fontes De Atividades .....	26
Tabela 3: Estimativas Dos Custos De Transação Por Etapas Do Ciclo De MDL.....	46
Tabela 4: Estimativa Dos Custos De Transação De Um Projeto De Pequena Escala.....	48
Tabela 5: Composição Da Matriz Energética Brasileira – Oferta Interna de Energia .....	65
Tabela 6: Capacidade Instalada no SIN .....	66
Tabela 7: Dados do PROINFA.....	67
Tabela 8 - classificação das PCH quanto à potência e quanto à queda de projeto .....	79
Tabela 9: Leilões de Fontes Alternativas no Brasil – Fonte: EPE .....	96
Tabela 10: Custos Dos Empreendimentos .....	97
Tabela 11: Funding - BNDES .....	101
Tabela 12: Cálculo da Linha de Base da energia gerada pela PCH. ....	110
Tabela 13: Sumário das estimativas ex-antes e reduções de emissão para um período de atividade de 14 anos. ....	112
Tabela 14: Funding Através Do Crédito De Carbono.....	113
Tabela 15: Cenário referencial do ciclo de operação. ....	117
Tabela 16: Cenário Macroeconômico .....	119
Tabela 17: Indicadores da Qualidade na posição do Cenário Referencial .....	124
Tabela 18: Elementos para a Análise de Riscos.....	131

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ciclo de um Projeto de MDL.....	35
Figura 2: Adicionalidade De Um Projeto De Mdl – Adaptado pela autora da UNFCCC.....	43
Figura 3: Preço e volume dos contratos futuros negociados na Bolsa Européia do Clima - BEC (European Climate Exchange -Ecx). ....	51
Figura 4: Preço e volume de comercialização de RCEs.....	52
Figura 5: Estrutura Genérica Project Finance. ....	81
Figura 6: Sistema de Transmissão Nacional dividido em macrorregiões. ....	86
Figura 7 Sistema de Transmissão 2009-2012.....	87
Figura 9: Fluxo do Ciclo de Implantação.....	125
Figura 10: Fluxo do Ciclo Operacional.....	126
Figura 12: Fluxo Investimento versus Retorno Acumulado .....	128
Figura 12: Curva de Formação da TIR.....	129
Figura 13: Aumento do Custo de Obra .....	132
Figura 14: Flutuação do Preço da Energia .....	133
Figura 15 Desvios dos preços das RCEs;.....	134
Figura 16: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do Empreendimento sem as RCEs. ....	135
Figura 18: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do empreendimento com RCEs.....	136
Figura 20: Aumento do custo de obra versus preço da energia contratada. ....	139

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AND	Autoridade Nacional Designada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEC	Bolsa Européia do Clima do inglês <i>ECX (European Climate Exchange)</i>
BEM	Benefício Econômico ANEEL
BM&F	Bolsa de Valores Mercadorias e Futuros
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCRE	<i>Contrato de Compra de Redução de Emissão do inglês ERPA (Emission Reduction Purchase Agreement)</i>
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i>
CER	<i>Carbon Emission Reduction</i>
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNUMAD	Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento
COFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
COP/MOP	Conferência das Partes/ Reunião das Partes
CQNUMC	Convenção Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DCP/PDD	Documento de Concepção do Projeto/ Project Design Document
EOD	Entidade Operacional Designada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FRA	Fundo de Reposição de Ativos
GEE	Gases de Efeito Estufa
GF	Garantia Física

EG	Energia Gerada em MWh
PAG	Potencial de Aquecimento Global
IC	Implementação Conjunta do inglês <i>JI (Joint Implementation)</i>
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
INCC	Índice Nacional de Custo da Construção
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IR	Imposto de Renda
ISC	Índice Setorial da Construção
ISEE	Índice Setorial de Operação e Manutenção de Usinas Hidrelétricas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MBRE	Mercado Brasileiro de Redução de Emissões
MDIC	Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comercio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas E Energia
NAE	Núcleo de Assuntos Estratégicos
NHA	Número de Obras do Ano
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTC	<i>Over-the-Counter</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano de Decenal de Expansão
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas De Energia Elétrica
RCE	Redução Certificada de Emissão
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SIN	Sistema Integrado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TAR	Tarifa Atualizada de Referência
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TJLP	Taxa de Juros BNDES
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transição
UBP	Uso do Bem Público
ULE	Unidades de Licenças de Emissão do inglês <i>EUA (Emission Units)</i>

*Allowances)*

UNDP

*United Nations Development Programme*

UNESA

*Asociación Española De La Industria Eléctrica*

UNFCCC

*United Nations Climate Change Conference*

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
2. PROTOCOLO DE QUIOTO .....	21
2.1. HISTÓRICO .....	21
2.2. GASES DE EFEITO ESTUFA.....	23
2.3. O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO - MDL .....	25
2.3.1. Atividade de Projeto do MDL .....	29
2.3.2. Estrutura Institucional do MDL.....	30
3. A ESTRUTURAÇÃO DE UM PROJETO DE MDL .....	33
3.1. DOCUMENTAÇÃO REFERENTE AOS PROJETOS DE MDL .....	37
3.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO .....	39
3.3. LINHA DE BASE E ADICIONALIDADE DE UM PROJETO MDL .....	41
3.3.1. Estimativa dos Custos de Transação por Etapas do Ciclo de um Projeto MDL....	45
3.3.2. Riscos de um projeto MDL.....	48
3.3.2.1. Riscos Inerentes ao Protocolo de Quioto e ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo .....	49
3.3.2.2. Riscos Relacionados ao Nível de Reduções Atingidos pelo Projeto MDL....	49
3.3.3. Preços das RCEs Menores do que o Estimado .....	50
3.3.4. Modelos de comercialização das RCEs.....	53
3.3.4.1. Modelo de Comercialização Unilateral.....	54
3.3.4.2. Modelo de Comercialização Bilateral.....	55
3.3.4.3. Modelo de Comercialização Multilateral.....	55
3.3.5. Mercados de liquidação futura das RCEs.....	55
3.4. MERCADO DE CARBONO - MERCADO BRASILEIRO DE REDUÇÃO DE EMISSÕES..	59
4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	61
4.1. BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	62
4.2. GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL .....	64
4.3.3. CONTRATAÇÃO DE ENERGIA – PCH.....	70
4.3.4.1. PREÇO DA ENERGIA CONTRATADA .....	73
4.3.4.2. PAGAMENTO DA ELETROBRÁS PELA COMPRA DA ENERGIA.....	73
5. EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA – PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH .....	75
5.1. ESTRUTURAÇÃO .....	75
5.1.1. Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH).....	76
5.1.2. Project Finance.....	79
5.2. Cálculos de RCEs Explicação da escolha da metodologia da linha de base.....	84

6. PROTOTIPO DE PEQUENA CENTRAL HIDRELETRICA: ANÁLISE DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO .....	91
6.1. ANÁLISE DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO – ABORDAGEM METODOLÓGICA .....	91
6.2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO EMPREENDIMENTO PROTÓTIPO .....	93
6.3. INSERÇÃO DE MERCADO DO EMPREENDIMENTO .....	95
6.4. CONTAS DE IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO.....	96
6.5. <i>FUNDING</i> DO EMPREENDIMENTO .....	97
6.5.1. Recursos Próprios.....	98
6.5.2. Recursos do Financiamento BNDES .....	98
6.5.3. Créditos de Carbono.....	101
6.5.4. Recursos resultantes da Operação do Empreendimento.....	114
7. DISCUSSÕES .....	137
8. CONCLUSÃO.....	141
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	145
ANEXOS A.....	151
CDM – EXECUTIVE BOARD.....	I.A./VERSION 14

## 1. INTRODUÇÃO

O novo cenário da macroeconomia e os frequentes alertas daqueles que estudam o meio ambiente trazem a luz outros fatores que devem ser respeitados num processo de tomada de decisão para qualquer investimento a ser realizado. Atualmente há uma grande preocupação com o desenvolvimento sustentável e o aquecimento global e, as atividades econômicas, de maneira geral, têm provocado alterações na biosfera, resultando no aumento dos Gases de Efeito Estufa (GEE), especialmente de CO<sub>2</sub> e metano. De acordo com o IPCC (2007), entre 1970 e 2004, as emissões globais de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFCs, PFCs e SF<sub>6</sub>, ponderadas pelo seu potencial de aquecimento global, aumentaram em 70% (24% entre 1990 e 2004), passando de 28,7 para 49 GT de equivalentes de dióxido de carbono (GtCO<sub>2</sub>-eq). As emissões desses gases aumentaram em taxas diferentes. As emissões de CO<sub>2</sub> aumentaram em cerca de 80% entre 1970 e 2004 (28% entre 1990 e 2004) e representaram 77% do total das emissões antrópicas de gases de efeito estufa em 2004. O maior aumento das emissões globais de gases de efeito estufa entre 1970 e 2004 se deu no setor de oferta de energia (um aumento de 145%). O aumento, nesse período, das emissões diretas dos transportes foi de 120%, da indústria, 65%, e do uso da terra, mudança no uso da terra e florestas, 40%. Entre 1970 e 1990, as emissões diretas da agricultura aumentaram em 27% e as das edificações, em 26%, sendo que, as últimas se mantiveram aproximadamente nos níveis de 1990 desde então.

O setor de edificações, contudo, tem um nível alto de uso de eletricidade, de modo que o total das emissões diretas e indiretas nesse setor é muito mais elevado (75%) do que o das emissões diretas. Esta alteração poderá desencadear um aumento de temperatura média no planeta de 1 a 6,5°C nos próximos cem anos, de acordo com estimativas feitas pelo Painel Intergovernamental de Mudança Climática, em 2007, (IPCC, 2007). Neste sentido, foi promovida em 1992, a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (CNUMAD), Eco-92, no Rio de Janeiro. Esta convenção tinha por objetivo principal buscar meios de conciliar o desenvolvimento sócio-econômico com a conservação e proteção dos ecossistemas do planeta. Em seguida, em 1997 na Conferência das partes em

Quioto foi estabelecido um acordo, o Protocolo de Quioto, onde foram definidas as metas de redução de emissão de GEE através de Comércio de Emissões (*Emissions Trading*), Implementação Conjunta - IC (*Joint Implementation - JI*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

O MDL é um dos instrumentos estabelecidos pelo Protocolo de Quioto com o objetivo de facilitar que se alcance as metas de redução de emissão de gases de efeito estufa, e é o único mecanismo que pode ser adotado pelos países em desenvolvimento como o Brasil. A proposta do MDL (descrita no Artigo 12 do Protocolo) consiste em que cada tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente (tCO<sub>2</sub>e) que deixar de ser emitida ou for retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento poderá ser negociada no mercado mundial de crédito de carbono, criando novo atrativo para a redução das emissões globais.

Esses mecanismos econômicos criaram-se dentro do Protocolo de Quioto para facilitar o cumprimento dos objetivos por um menor custo. É a chamada flexibilização que permite os maiores poluidores (Estados Unidos, União Européia, Canadá, Japão, Rússia, etc.) comprarem créditos de carbono de países em desenvolvimento, como o Brasil. Ou seja, pagam pelas reduções de emissões de poluentes, efetuadas por meio de financiamento de projetos de geração de energias renováveis (bagaço de cana, energia eólica, resíduos florestais, pequenas hidrelétricas, gás metano, etc.) e seqüestro de carbono (seringueira, conservação florestal, etc.). Por outro lado, há nos países em desenvolvimento a necessidade de investimentos em infraestrutura e a crescente demanda por energia. Com intuito de alcançar o seu objetivo, o MDL tem como premissas básicas promover incentivos a novos investimentos em infraestrutura, através de criação de políticas públicas favoráveis no país anfitrião bem como, a pesquisa em novas tecnologias.

No Brasil esse incentivo veio através da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, em 26 de Abril de 2002, instituído pela Lei 10.438 (26/04/2002) com o objetivo de ampliar a participação da energia elétrica produzida por Produtores Independentes Autônomos. Os projetos contemplados por esse incentivo são os concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. As pequenas centrais hidrelétricas passaram a ser amplamente desenvolvidas no Brasil após a sua criação.

Para os projetos desenvolvidos a partir de fontes alternativas, estudos mostram que a comercialização de RCEs pode gerar um fluxo de receitas capaz de melhorar a sua rentabilidade, o que, conseqüentemente, reduziria o repasse ao consumidor final proveniente do incentivo tarifário concedido à geração de energia renovável. Para os projetos desenvolvidos nos sistemas isolados do Brasil, ou seja, unidades geradoras não integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, o impacto na sua rentabilidade pode ser ainda mais elevado, uma vez que a operacionalização desses projetos estaria substituindo a geração de energia termelétrica geradas pelo óleo diesel por fontes renováveis. (Cadernos NAE 2005).

Em estudos feitos pela EPE em 2007 sobre o crescimento da oferta de energia, Plano Decenal de expansão de Energia 2007-2016, foi constatado que esse se daria principalmente pela diversificação da matriz energética, com o aumento das centrais de geração termoelétricas visando à mitigação do risco de diminuição da oferta pela estiagem. Porém as termoelétricas são grande fonte de GEE e, quando são utilizados os combustíveis não renováveis, como petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e derivados, o impacto negativo à natureza é ainda maior. Hoje, após a conclusão de um novo estudo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE -2019) que incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período decenal, é percebido um aspecto relevante a ser ressaltado que é a indicação da retomada da participação das fontes renováveis na evolução da matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração.

Também no plano de 2010 é constatada a desaceleração da economia tanto na nacional como na internacional, fruto da crise financeira de 2008. Isso vem produzindo efeitos diretos e indiretos no mercado de energia elétrica brasileiro, gerando um reflexo imediato no nível de utilização da capacidade instalada e nas perspectivas de expansão da produção de alguns dos segmentos industriais voltados à exportação de *commodities*, como é o caso do setor siderúrgico e de outros da metalurgia. Em consequência, projetos de expansão industrial foram revistos e postergados. Porém mesmo nessas condições a demanda por energia verificada é crescente, entre os anos de 2010 e 2019 e a taxa média de crescimento do consumo é de 5,0% ao ano, o que equivale a 91.000GW no período de 2010 a 2014.

Tendo em vista a necessidade de novas fontes geradoras de energia e a crescente preocupação pelas ações antrópicas e suas conseqüências, esse trabalho tem como objetivo a montagem de

um protótipo de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, tendo por base o *project finance*, enquanto estratégia de investimento e estrutura de negócio e adequado aos padrões do MDL no Brasil visando verificar a viabilidade de utilização das RCEs para compor o *funding* desses empreendimentos e, conseqüentemente, a validação de investimentos em geração de energia<sup>1</sup>.

A definição da PCH como objeto do estudo, surge da atratividade deste tipo de empreendimento por investidores autônomos, diferentemente das Usinas Hidrelétricas que necessitam de iniciativa governamental. Outros fatores que contribuem para esta atratividade são o menor custo e burocracia ambientais e incentivos da Lei 10.438 (26/04/2002), do PROINFA e do BNDES, isso, por causar menor impacto no meio ambiente e ter o processo de validação no MDL simplificado.

A validação das RCEs como forma de compor o *funding* da PCH e a verificação da qualidade do investimento gerarão importante material de suporte a decisão de investimento neste setor, especificamente naqueles empreendimentos que congregam das mesmas características que o protótipo sob análise.

Cabe ressaltar que a fundamentação teórica é baseada em três diferentes pilares: nos conceitos e fundamentos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, incluindo a metodologia utilizada para o cálculo de RCEs atribuídas à atividade do projeto, nos conceitos e ferramentas utilizadas no planejamento da operação energética no Brasil, e, finalmente, nos estudos realizados no Brasil.

Neste contexto, os capítulos da dissertação têm como objetivo principal descrever os fundamentos destas áreas de conhecimento, que por sua vez também são relevantes para o entendimento dos resultados finais do trabalho.

No Capítulo 2 são destacadas as principais características do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e do Protocolo de Quioto, divididas em três seções, a qual se inicia com um breve histórico e a descrição sobre a estrutura institucional do MDL. Em seguida, serão destacadas as principais propriedades e características dos Gases de Efeito Estufa e uma primeira aproximação com conceitos importantes.

---

<sup>1</sup> a partir desse protótipo serão realizados estresses de comportamento, a fim de conduzir s análises de risco de acordo com os conceitos e estudos do núcleo de Real Estate da Escola Politécnica da USP.

No Capítulo 3, os conceitos como os de linha de base e adicionalidade dos projetos são aprofundados. Em seguida, são destacados os aspectos gerais a respeito dos custos de transação e do ciclo de um projeto MDL. Finalmente, alguns entendimentos sobre os riscos de um projeto MDL, assim como os modelos existentes para a comercialização de RCEs, encerraram essa seção. Após a compreensão de como um projeto pode gerar RCEs, é mostrada as principais formas de negociação destas, demonstrando como se desenvolve o Mercado de Carbono no Mundo e quais os preços negociados de RCEs até o momento.

O capítulo 4 contém uma descrição pormenorizada do modelo brasileiro, instituído pelas leis 10.847 e 10.848. Na descrição do modelo vigente, serão explorados, com maior ênfase, os aspectos associados à geração e comercialização de energia no Brasil.

O capítulo 5 contém a discussão acerca da estrutura dos empreendimentos de geração de energia hidrelétrica no âmbito do MDL e divide-se em três seções. A primeira seção traz uma caracterização dos ciclos de formatação, implantação e operação do empreendimento hidrelétrico, que permite reconhecer o formato deste. A segunda seção apresenta o *project finance* como estratégia de investimento e, a terceira esclarece a escolha da metodologia da linha de base do MDL para a obtenção dos créditos, e define o ciclo da atividade de projeto e o período de crédito.

O alcance dos objetivos propostos pressupõe a prototipagem de uma PCH para extração da análise da qualidade dos indicadores do empreendimento, referenciada na base metodológica do Núcleo de Real Estate da USP. No capítulo 6 os parâmetros utilizados para a formatação do protótipo de PCH são descritos tendo como base os parâmetros extraídos do conjunto de empreendimentos concedidos, entre 2006 e 2010, validados no MDL no Brasil, como também os principais mecanismos e fontes para mobilização de recursos para o setor que compõem a equação de fundos para a implantação do empreendimento. Na próxima seção são elaborados os cálculos de RCEs e inserção dos créditos de carbono no empreendimento a partir da aplicação da metodologia da linha de base do MDL, e é definida a estimativa de redução de emissões do projeto e os seus respectivos créditos. Por fim, na última seção são realizadas as análises de flutuação das variáveis e é reconhecida a sensibilidade dos indicadores de qualidade empreendimento causadas pelas distorções do cenário referencial.

O capítulo 7 traz as discussões sobre os empreendimentos do tipo PCH mostra a forma com que os incentivos promovidos pelo MDL e a inserção dos créditos de RCEs, interferem na competitividade do empreendimento nos leilões de energia no Brasil. O último capítulo traz as conclusões do que trabalho.

## 2. PROTOCOLO DE QUIOTO

A mudança global do clima é um dos mais graves problemas ambientais deste século. Nos últimos 100 anos, registrou-se um aumento de cerca de 1 grau centígrado na temperatura média da Terra. Este problema vem sendo causado pela intensificação do efeito estufa, que, por sua vez, está relacionada ao aumento da concentração, na atmosfera da Terra, de determinados gases, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O).

Os gases de efeito estufa<sup>2</sup> emitidos em razão das atividades do homem, também denominadas antrópicas, decorrem principalmente da queima de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) em usinas termoelétricas, indústrias, veículos em circulação e sistemas domésticos de aquecimento, além de atividades agro-pastoris, lixões e aterros sanitários.

De acordo com Antunes e Qualharini (2008) os níveis de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera aumentaram de 280 partes por milhão em volume (unidade de concentração de gases na atmosfera), desde o período que antecede a Revolução Industrial, para cerca de 360 partes por milhão atualmente, ou seja, obteve um aumento de 30% do seu volume. Embora o clima tenha sempre variado de modo natural, a velocidade e a intensidade observadas no aumento da temperatura nesse período são incompatíveis com o tempo necessário à adaptação natural da biodiversidade e dos ecossistemas.

### 2.1. Histórico

---

<sup>2</sup> Gases de efeito estufa (GEE) listados no Anexo A do Protocolo de Quioto são: (i) dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); (ii) metano (CH<sub>4</sub>); (iii) óxido nitroso (N<sub>2</sub>O); (iv) hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), acompanhado por suas famílias de gases, hidrofluorcarbonos (HFCs) e perfluorcarbonos (PFCs).

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC, adotada durante a Rio 92 e cuja ratificação, aceitação, aprovação ou adesão foi feita por 185 países mais a União Européia, estabeleceu um regime jurídico internacional para atingir o objetivo principal de alcançar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera em nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático.

Embora não defina a forma de atingir esse objetivo, a CQNUMC estabelece mecanismos que dão continuidade ao processo de negociação em torno dos instrumentos necessários para que esse objetivo seja alcançado. Em seqüência à CQNUMC e observados seus princípios, foi adotado em dezembro de 1997, o Protocolo de Quioto.

O Protocolo, firmado para atingir o objetivo primordial da CQNUMC, estabelece metas para que as emissões antrópicas sejam reduzidas em 5,0%, na média, com relação aos níveis verificados no ano de 1990. Essas metas são diferenciadas entre as Partes, em consonância com o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, adotado pela CQNUMC e deverão ser atingidas no período compreendido entre 2008 e 2012, primeiro período de compromisso. As citadas metas foram atribuídas exclusivamente às Partes relacionadas no Anexo I da Convenção, as chamadas Partes Anexo I<sup>3</sup>, que assumiram certo número de compromissos exclusivos, em função de suas responsabilidades históricas.

Às Partes Anexo I coube a iniciativa de modificação da tendência de longo prazo das emissões antrópicas e a volta aos níveis de 1990. Os países que não possuem meta de redução são, em geral, países em desenvolvimento chamados Partes Não Anexo I.

O Protocolo de Quioto estabeleceu, ainda, como complementação às medidas e políticas domésticas das Partes Anexo I, mecanismos adicionais de implementação permitindo que a redução das emissões e/ou o aumento da remoção de CO<sub>2</sub> pelas Partes Anexo I sejam, em parte, obtidos além de suas fronteiras nacionais.

Os mecanismos adicionais de implementação incluem, além do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, objeto de estudo deste trabalho, a Implementação Conjunta

---

<sup>3</sup> O anexo I da Convenção é integrado pelas Partes signatárias da CQNUMC pertencentes em 1990 à OCDE e pelos países industrializados da antiga União Soviética e do Leste Europeu.

e o Comércio de Emissões. Dentre estes mecanismos, o MDL é o único que permite a participação de países em desenvolvimento, como o Brasil.

Para que o Protocolo de Quioto entre em vigor é necessária sua ratificação, aceitação, aprovação ou adesão, por (i) pelo menos, 55 Partes da CQNUMC e (ii) por Partes incluídas no Anexo I, que contabilizem juntas pelo menos 55% da quantidade total de dióxido de carbono equivalente emitida por essas partes em 1990.

## **2.2. Gases de Efeito Estufa**

Conforme descrito no Anexo A do Protocolo de Quioto, são seis os GEE que devem ser considerados pelo Comitê Executivo ao emitir as Reduções Certificadas de Emissões, são eles: o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ), o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), os hidrofluorcarbonos (HFCs), os perfluorcarbonos (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre ( $\text{SF}_6$ ), e de acordo com Eguren (2004), estes gases são considerados os maiores responsáveis pelo aumento da temperatura global.

Dentre os gases anteriormente mencionados, o dióxido de carbono, o metano e o óxido nitroso não dependem da atividade humana para serem encontrados na natureza, apesar das ações antrópicas estarem contribuindo para o aumento da sua concentração no meio ambiente. O dióxido de carbono é o GEE mais abundante na atmosfera, sendo produzido, principalmente, pela combustão dos combustíveis fósseis, por alguns processos industriais e pelos desmatamentos das áreas florestais (UNESA 2005). Na indústria da eletricidade, a geração termelétrica baseada na queima de combustíveis fósseis, tais como o carvão e o óleo combustível, é considerada a principal fonte de emissão de  $\text{CO}_2$ .

Dentre as principais causas de emissão do gás metano destaca-se a decomposição da matéria orgânica em lixões e em aterros sanitários. Além disso, os processos de mineração de carvão, a atividade pecuária e a atividade de extração de gás e petróleo também são grandes emissores deste gás. Finalmente, destaca-se a fabricação de fertilizantes como a principal atividade emissora do óxido nitroso de acordo com Eguren (2004).

Ao contrário do CO<sub>2</sub>, do CH<sub>4</sub> e do N<sub>2</sub>O, os outros Gases de Efeito Estufa dependem da atividade humana para serem encontrados na natureza, sendo considerado, principalmente, um produto da Engenharia Química (Eguren 2004). Os Hidrofluorcarbonos e os Perfluorcarbonos são gases freqüentemente empregados nos processos de refrigeração e nos aparelhos de ar condicionado. Já o hexafluoreto de enxofre é emitido durante a produção de magnésio, além de ser utilizado como fluido dielétrico (UNESA 2005).

Segundo o artigo 3 do Protocolo de Quioto, a tonelada de dióxido de carbono equivalente foi convencionada como medida de cálculo das RCEs. Esta medida pode ser definida como o produto da massa física do GEE (em toneladas) pelo seu Potencial de Aquecimento Atmosférico (PAA) ou Potencial de Aquecimento Global (PAG). Define-se como o PAA de um gás a sua capacidade de armazenar calor na atmosfera em relação à capacidade do dióxido de carbono. Os Gases de Efeito Estufa relacionados pelo Protocolo de Quioto, assim como os seus respectivos PAGs, se encontram apresentados na Tabela 5.

Gases de efeito estufa	Simbologia	Potencial de Aquecimento Atmosférico (PAA)
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1
Metano	CH <sub>4</sub>	21
Óxido Nitroso	N <sub>2</sub> O	310
Hidrofluorcarbonos	HFC 23	11700
	HFC 125	2800
	HFC 134a	1300
	HFC152a	140
Perfluorcarbonos	CF <sub>4</sub>	6500
	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	9200
Hexafluoreto de Enxofre	SF <sub>6</sub>	23900

**Tabela 1: Os Gases de Efeito Estufa e seus respectivos Potenciais de Aquecimento Atmosférico**

Fonte: UNESA

Uma vez definido o PAG de cada GEE, pode-se definir a tonelada de dióxido de carbono equivalente da seguinte forma:

$$tCO_2 = tGEE \times PAG \quad (1)$$

Segundo a equação 1, se a implantação de um projeto MDL evitar a emissão de 10 toneladas do gás metano, cujo PAG é igual a 21, este projeto geraria 210 RCEs, ou seja, o equivalente a 210 toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente. É importante observar que todos os PAGs exibidos na Tabela 2 deverão ser utilizados para o cálculo da linha de base e da adicionalidade de todos os projetos MDL durante o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto.

### **2.3. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL**

O propósito do MDL é prestar assistência às Partes Não Anexo I da CQNUMC para que viabilizem o desenvolvimento sustentável através da implementação da respectiva atividade de projeto e contribuam para o objetivo final da Convenção e, por outro lado, prestar assistência às Partes Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões de gases de efeito estufa.

O objetivo final de mitigação de gases de efeito estufa é atingido através da implementação de atividades de projeto nos países em desenvolvimento que resultem na redução da emissão de gases de efeito estufa ou no aumento da remoção de CO<sub>2</sub>, mediante investimentos em tecnologias mais eficientes, substituição de fontes de energia fósseis por renováveis, racionalização do uso da energia, florestamento e reflorestamento, entre outras.

Para efeitos do MDL, entende-se por atividades de projeto (*project activities*) aquelas integrantes de um empreendimento que tenham por objeto a redução de emissões de gases de efeito estufa e/ou a remoção de CO<sub>2</sub>. As atividades de projeto devem estar exclusivamente relacionadas a determinados tipos de gases de efeito estufa e aos setores/fontes de atividades

responsáveis pela maior parte das emissões, conforme previsto no Anexo A do Protocolo de Quioto (ver Tabela 1 a seguir).

REDUÇÕES DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA			
Energia CO <sub>2</sub> – CH <sub>4</sub> – N <sub>2</sub> O	Processos Industriais CO <sub>2</sub> – N <sub>2</sub> O – HFCs – PFCs – SF <sub>6</sub>	Agricultura CH <sub>4</sub> – N <sub>2</sub> O	Resíduos CH <sub>4</sub>
<b>Queima de Combustível</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Setor energético</li> <li>• Indústria de transformação</li> <li>• Indústria de construção</li> <li>• Transporte</li> <li>• Outros setores</li> </ul> <b>Emissões Fugitivas de Combustíveis</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Combustíveis sólidos</li> <li>• Petróleo e gás natural</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produtos minerais</li> <li>• Indústria química</li> <li>• Produção de metais</li> <li>• Produção e consumo de halocarbonos e hexafluoreto de enxofre</li> <li>• Uso de solventes</li> <li>• Outros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fermentação entérica</li> <li>• Tratamento de dejetos</li> <li>• Cultivo de arroz</li> <li>• Solos agrícolas</li> <li>• Queimadas prescritas de cerrado</li> <li>• Queimadas de resíduos agrícolas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disposição de resíduos sólidos</li> <li>• Tratamento de esgoto sanitário</li> <li>• Tratamento de efluentes líquidos</li> <li>• Incineração de resíduos</li> </ul>
<b>REMOÇÕES DE CO<sub>2</sub>*</b>			
Florestamento / Reflorestamento			
Remove: CO <sub>2</sub> Libera: CH <sub>4</sub> – N <sub>2</sub> O – CO <sub>2</sub>			

\* Remoções por sumidouro poderão ser utilizadas para atender os compromissos assumidos, tendo sido autorizadas pela Decisão 17/CP.7

**Tabela 2: Setores E Fontes De Atividades**

Dentre os mecanismos estabelecidos pelo Protocolo de Quioto para auxiliar os países listados no seu Anexo B<sup>4</sup> a cumprir com as suas respectivas metas de redução, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é o único que permite a participação dos países em desenvolvimento. De acordo com o MDL, os países do Anexo B que não conseguirem cumprir as suas metas internamente, poderão atingi-las financiando projetos que promovam a redução de emissões em outros países. O local de implantação destes projetos fica restrito ao

<sup>4</sup> Os países listados no Anexo B do Protocolo de Quioto são os mesmos listados no Anexo I da CQNUMC que, por sua vez, ratificaram o referido protocolo.

território dos países que ratificaram o Protocolo de Quioto, porém, não pertencente ao Anexo B<sup>5</sup>.

De acordo com Batista (2006) para que os fundamentos do MDL possam ser devidamente compreendidos, dois aspectos merecem ser destacados: o aspecto econômico e o ambiental.

Sob o aspecto econômico, o MDL beneficia os países do Anexo B uma vez que possibilita a diminuição dos investimentos necessários para que estes países atinjam as suas metas de redução. Isso ocorre porque, dado o estado tecnológico menos avançado dos países em desenvolvimento, o custo marginal de redução nestes países pode ser inferior ao custo marginal de redução nos países industrializados. Em contrapartida, os países em desenvolvimento também se beneficiam economicamente do MDL, uma vez que os projetos implantados em seu território devem ter, obrigatoriamente, o objetivo de transferir tecnologia e/ou contribuir para o seu desenvolvimento sustentável.

Sob o aspecto ambiental argumenta-se que o MDL beneficia o meio ambiente promovendo o desenvolvimento de projetos que reduzem as emissões dos Gases de Efeito Estufa na atmosfera terrestre. Uma vez que a mudança climática é um problema global, entende-se que é indiferente para a solução do problema o local onde as emissões de GEE foram reduzidas. Na prática, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é considerado fundamental para que sejam atingidos os objetivos da CQNUMC, não só por proporcionar a mitigação dos efeitos da mudança climática, mas também por promover o desenvolvimento sustentável<sup>6</sup> dos países em desenvolvimento, local de implantação dos projetos MDL.

Podem participar de uma atividade de projeto do MDL as chamadas Partes Anexo I, Partes Não Anexo I ou entidades públicas e privadas dessas Partes, desde que por elas devidamente autorizadas. Atividades de projeto do MDL podem ser implementadas por meio de parcerias com o setor público ou privado.

O setor privado tem grande oportunidade de participação, pois o potencial para reduzir emissões nesse setor é significativo. Além disso, é receptor de fluxos crescentes de investimentos que podem ser destinados a atividades de projeto do

---

<sup>5</sup> Dentre os que ratificaram o Protocolo de Quioto, os países em desenvolvimento formam o grupo que não pertencem ao Anexo B, ou seja, que não possuem metas quantitativas para reduzir as emissões de GEE.

<sup>6</sup> Entende-se que um projeto MDL contribui para o Desenvolvimento Sustentável de um determinado país quando o mesmo contribui para melhorar a qualidade de vida e as condições de saúde da população, diminui a pobreza, promove a transferência de tecnologias, produz um impacto positivo na balança comercial do país, reduz as emissões de GEE na atmosfera, e é capaz de preservar os recursos naturais e a biodiversidade do local onde foi implantado.

MDL, que é um mecanismo de mercado concebido para ter sua ativa participação.  
(Batista 2006)

Para que sejam consideradas elegíveis no âmbito do MDL, as atividades de projeto devem contribuir para o objetivo primordial da Convenção e observar alguns critérios fundamentais, entre os quais o da adicionalidade, pelo qual uma atividade de projeto deve, comprovadamente, resultar na redução de emissões de gases de efeito estufa e/ou remoção de CO<sub>2</sub>, adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL.

Outro requisito do MDL é que a atividade de projeto contribua para o desenvolvimento sustentável do país no qual venha a ser implementada. Deve, ainda, ser capaz de demonstrar benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima. As quantidades relativas a reduções de emissão de gases de efeito estufa e/ou remoções de CO<sub>2</sub> atribuídas a uma atividade de projeto resultam em Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), medidas em tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente<sup>7</sup>.

As RCEs representam créditos que podem ser utilizados pelas Partes Anexo I – que tenham ratificado o Protocolo de Quioto – como forma de cumprimento parcial de suas metas de redução de emissão de gases de efeito estufa. As vantagens para o participante estrangeiro traduzem-se na possibilidade de cumprimento parcial de suas metas de redução a um custo marginal relativamente mais baixo.

A entrada em vigor do Protocolo de Quioto estimula a adoção de políticas e medidas pelas Partes Anexo I com objetivo de promover, de várias formas, a redução de emissões de gases de efeito estufa e/ou a remoção de CO<sub>2</sub>, em cumprimento aos compromissos de cada Parte.

Os mecanismos adicionais de implementação são responsáveis por estimular o desenvolvimento de um novo mercado internacional – cuja mercadoria é constituída pelas reduções certificadas de emissões de gases de efeito estufa e/ou remoções de CO<sub>2</sub>. As Partes que possuem compromissos e metas de redução, Partes Anexo I, deverão ser os principais

---

<sup>7</sup> Uma unidade de RCE é igual a uma tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente, calculada de acordo com o Potencial de Aquecimento Global PAG (Global Warming Potential - GWP), índice divulgado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) e utilizado para uniformizar as quantidades dos diversos gases de efeito estufa em termos de dióxido de carbono equivalente, possibilitando que reduções de diferentes gases sejam somadas. O PAG que deve ser utilizado para o primeiro período de compromisso (2008-2012) é o publicado no Segundo Relatório de Avaliação do IPCC.

participantes, pelo lado da demanda, desse mercado. No caso específico do MDL, os países em desenvolvimento deverão desempenhar um papel significativo nesse mercado, sobretudo na oferta de reduções de emissões de gases de efeito estufa e/ou remoções de CO<sub>2</sub>. Para os países em desenvolvimento, como o Brasil, o estímulo proveniente desse mercado se concentrará nas atividades de projeto elegíveis e realizadas no âmbito do MDL. Apesar da possibilidade de investimentos originados nos próprios países (projetos unilaterais), espera-se que boa parte do investimento destinado às atividades de projeto do MDL venha do exterior, fomentando o investimento externo direto.

### **2.3.1. Atividade de Projeto do MDL**

As Partes Não Anexo I, que tiverem ratificado o Protocolo de Quioto, poderão participar, voluntariamente, de atividades de projeto no âmbito do MDL. No caso específico das Partes Anexo I, somente são elegíveis para a participação em atividades de projeto MDL aquelas que:

- Que tenham suas quantidades atribuídas devidamente calculadas e registradas;
- Que tenham um sistema contábil nacional para gases de efeito estufa em vigor;
- Que tenham criado um Registro Nacional; e
- Que tenham enviado o Inventário Nacional de gases de efeito estufa à CQNUMC.

Para utilização de RCEs, no cumprimento parcial de suas metas de redução ou limitação de emissões, as Partes Anexo I, além dos critérios acima, deverão ter ratificado o Protocolo de Quioto. Atividades de projeto implementadas em Partes Não Anexo I, iniciadas a partir de 01 de janeiro de 2000, podem ser elegíveis no âmbito do MDL.

Espera-se que a participação dos países anfitriões ou hospedeiros seja voluntária no âmbito do MDL, sendo obrigatório que os mesmos tenham ratificado o Protocolo de Quioto. Além disso, espera-se que esses países dêem apoio institucional ao MDL estabelecendo mecanismos próprios para a aprovação dos seus projetos. Adicionalmente, espera-se que os projetos desenvolvidos estejam de acordo com qualquer requisito legal do país hospedeiro,

promovendo o seu desenvolvimento sustentável e reduzindo as emissões dos GEE. Com o objetivo de controlar a sua integridade ambiental, econômica e social, foi criada uma estrutura institucional encarregada de verificar o bom funcionamento do MDL.

### **2.3.2. Estrutura Institucional do MDL**

As atividades de projeto do MDL, bem como as reduções de emissões de gases de efeito estufa e/ou aumento de remoção de CO<sub>2</sub> a estas atribuídas deverão ser submetidas a um processo de aferição e verificação por meio de instituições e procedimentos estabelecidos na COP-7. Dentre as instituições relacionadas ao MDL destacam-se aquelas a seguir indicadas:

- Conselho Executivo do MDL

Supervisiona o funcionamento do MDL. Entre suas responsabilidades destacam-se:

- (i) o credenciamento das Entidades Operacionais Designadas;
- (ii) registro das atividades de projeto do MDL;
- (iii) emissão das RCEs;
- (iv) desenvolvimento e operação do Registro do MDL;
- (v) estabelecimento e aperfeiçoamento de metodologias para definição da linha de base, monitoramento e fugas.

- Autoridade Nacional Designada

Governos de países participantes de uma atividade de projeto do MDL devem designar junto à CQNUMC uma Autoridade Nacional para o MDL. A Autoridade Nacional Designada (AND) atesta que a participação dos países é voluntária e, no caso do país onde são implementadas as atividades de projeto, que ditas atividades contribuem para o desenvolvimento sustentável do país, a quem cabe decidir, de forma soberana, se este objetivo do MDL está sendo cumprido. As atividades de projetos do MDL devem ser aprovadas pela AND.

– Autoridade Nacional Designada no Brasil

A Autoridade Nacional Designada – AND no Brasil é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima - CIMGC, estabelecida por Decreto Presidencial em 7 de julho de 1999. O Decreto indica que a CIMGC deve levar em conta “a preocupação com a regulamentação dos mecanismos do Protocolo de Quioto e, em particular, entre outras atribuições, estabelece que a Comissão seja a autoridade nacional designada para aprovar os projetos considerados elegíveis do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, cabendo, também, à Comissão definir critérios adicionais de elegibilidade àqueles considerados na regulamentação do Protocolo de Quioto” .

A CIMGC é presidida pelo Ministério da Ciência e Tecnologia e vice-presidida pelo Ministério do Meio Ambiente. É composta ainda por representantes dos Ministérios das Relações Exteriores; da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; dos Transportes; das Minas e Energia; do Planejamento, Orçamento e Gestão; do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e da Casa Civil da Presidência da República. A secretaria executiva da Comissão é desempenhada pelo Ministério da Ciência e Tecnologia. Note-se que há representantes de todos os setores de atividades descritos no Anexo A do Protocolo de Quioto, que classifica os setores de atividades e as categorias de fontes de emissão de gases de efeito estufa.

– Entidades Operacionais Designadas

São entidades nacionais ou internacionais credenciadas pelo Conselho Executivo e designadas pela COP/MOP, a qual ratificará ou não o credenciamento feito pelo Conselho Executivo. As responsabilidades das Entidades Operacionais Designadas -EODs consistem em:

- Validar atividades de projetos do MDL de acordo com as decisões de Marraqueche;
- Verificar e certificar reduções de emissões de gases de efeito estufa e remoções de CO<sub>2</sub>;
- Manter uma lista pública de atividades de projetos do MDL;
- Enviar um relatório anual ao Conselho Executivo;

- Manter disponíveis para o público as informações sobre as atividades de projeto do MDL, que não sejam consideradas confidenciais pelos participantes do projeto

### 3. A ESTRUTURAÇÃO DE UM PROJETO DE MDL

A rotina de desenvolvimento de um projeto de MDL até a sua validação é considerada trabalhosa, longa e onerosa, além de ser dependente de outros órgãos indiretamente relacionados com o projeto, que promovem o aumento do tempo e do custo para a sua execução. O documento de concepção do projeto e a conseqüente geração de créditos de carbono são produtos conseguidos após esse processo, e são objetos de estudo deste trabalho, sendo assim a explicação de suas etapas é necessária para maior entendimento das questões abordadas a seguir.

De acordo com o protocolo de Quioto, as atividades de projeto de redução de emissões são elegíveis para o MDL desde que atendam aos seguintes requisitos:

- a participação seja voluntária;
- contém com a aprovação do país no qual essas atividades forem implementadas;
- atinjam os objetivos de desenvolvimento sustentável definidos pelo país no qual as atividades de projeto forem implementadas;
- reduzam as emissões de gases de efeito estufa de forma adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL;
- contabilizem o aumento de emissões de gases de efeito estufa que ocorrem fora dos limites das atividades de projeto e que sejam mensuráveis e atribuíveis a essas atividades;
- levem em consideração a opinião de todos os atores<sup>8</sup> que sofrerão os impactos das atividades de projeto e que deverão ser consultados a esse respeito;
- não causem impactos colaterais negativos ao meio ambiente local;
- proporcionem benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima;
- estejam relacionadas aos gases e setores definidos no Anexo A do Protocolo de Quioto ou se refiram às atividades de projetos de reflorestamento e florestamento<sup>9</sup>.

---

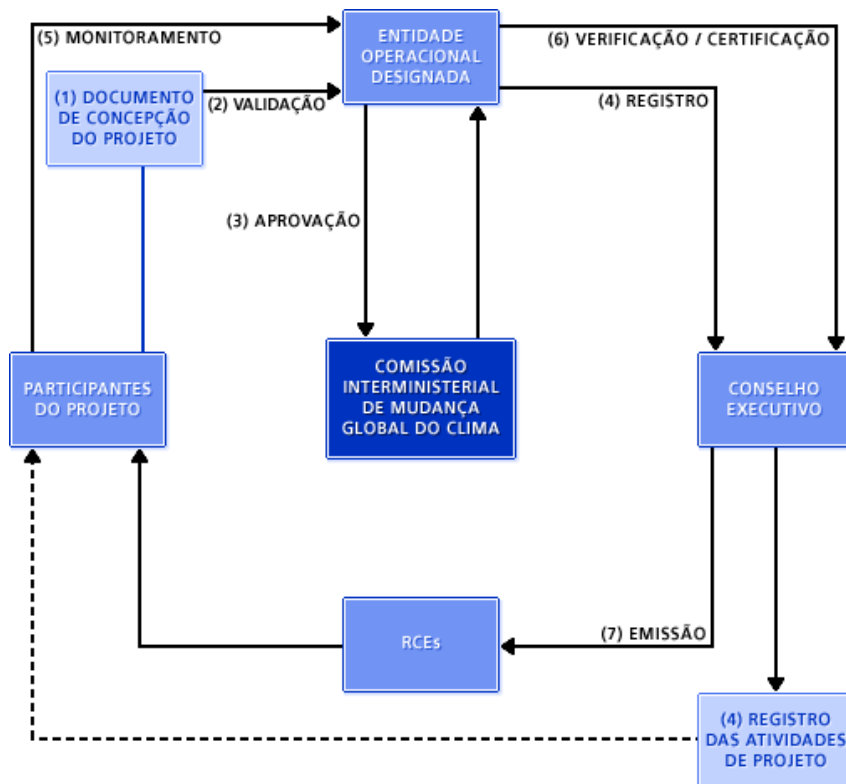
<sup>8</sup> Atores são o público, incluindo os indivíduos, os grupos e as comunidades afetadas ou com possibilidade de ser afetadas pela atividade de projeto do MDL.

Para que um projeto de MDL seja registrado e venha emitir os Créditos de Carbono é necessário que ele passe por uma série de etapas, as quais constituem o denominado Ciclo do Projeto de MDL. Esse ciclo vai desde a elaboração do documento de concepção do projeto (DCP) até a emissão e creditação dos RCEs aos participantes, que envolve instituições e procedimentos específicos acordados nas conferências das partes e foi regulamentado pelas resoluções da CIMCC, essas resoluções delimitam os passos e também a documentação necessária para que resultem em RCEs, as atividades de projeto do MDL. A seguir serão descritas várias etapas, quais sejam:

- (1) Elaboração do Documento de Concepção do Projeto - DCP;
- (2) Validação/Aprovação;
- (3) Registro;
- (4) Monitoramento;
- (5) Verificação/Certificação;
- (6) Emissão e aprovação das RCEs.

---

<sup>9</sup> No âmbito do MDL, as definições e as modalidades de reflorestamento e de florestamento para o primeiro período de compromisso deverão ser desenvolvidas de modo a considerar as questões de não-permanência, adicionalidade, fuga, incertezas e impactos sócio-econômicos e ambientais, inclusive nesse caso, os impactos sobre a biodiversidade e os ecossistemas naturais.



**Figura 1: Ciclo de um Projeto de MDL**

Fonte: Bolsa de Mercadorias & Futuros - BM&F S.A. (2008)

A figura 1 acima representa o ciclo de um projeto de MDL e as instituições responsáveis por cada uma das etapas, abaixo segue a descrição de cada etapa:

Elaboração do documento de concepção do Projeto – DCP: A primeira etapa do Ciclo é a elaboração do Documento de Concepção do Projeto ou em inglês *Project Design Document (PDD)*. O DCP é o principal documento a ser apresentado à Autoridade Nacional Designada e ao Conselho Executivo para a solicitação do registro do projeto e consequentemente emissão dos Certificados de Emissões Reduzidas. Sua elaboração deve ser providenciada pelos participantes do projeto e deve seguir o formato especificado pela Conferência das Partes.

Validação e aprovação: A validação é o processo independente de uma atividade de projeto por uma Entidade Operacional designada, de acordo com os requisitos do MDL. A entidade Operacional designada selecionada pelos participantes do projeto, mediante contrato firmado entre eles, deverá revisar o DCP e os demais documentos, confirmando se a atividade de projeto atende aos critérios de elegibilidade do MDL e se todos os procedimentos requeridos

foram aplicados de forma correta e satisfatória. Após a validação o projeto é encaminhado à autoridade Nacional designada dos países envolvidos para a aprovação. Cada autoridade Designada deverá comprovar se a participação do país é voluntária e se a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

**Registro:** O registro é a aceitação formal, pelo conselho executivo, de um projeto validado como atividade de projeto de MDL, baseado no relatório de validação da Entidade Operacional Designada. Nesta etapa são analisados dois aspectos: a aplicabilidade da metodologia escolhida e a adicionalidade do projeto.

**Monitoramento:** Após o início da implementação do projeto, os participantes deverão recolher e armazenar todos os dados necessários para calcular as reduções de emissões de GEEs, de acordo com o plano de monitoramento estabelecido no Documento de Concepção do Projeto. Cabe aos participantes do projeto implementar o plano de monitoramento e quaisquer revisões devem ser justificadas e submetidas novamente para a validação.

**Verificação e certificação:** Verificação é o processo de auditoria periódica que visa revisar os cálculos da redução de emissões de gases de efeito estufa, ou da remoção de CO<sub>2</sub> resultantes de uma atividade de projeto. Com base no relatório de verificação, uma entidade operacional designada diferente daquela que validou o projeto, deverá certificar por escrito que a atividade de projeto atingiu um determinado nível de redução de emissões durante o período de tempo especificado.

**Emissão de Certificados de Emissões reduzidas:** Os RCEs serão emitidos pelo conselho executivo e creditados aos participantes do projeto somente após a Entidade operacional designada ter disponibilizado o relatório de certificação, contendo a solicitação de emissão de RCEs equivalentes à quantidade verificada de redução de emissões de gases de efeito estufa. A emissão final dos RCEs acontece 15 dias após a solicitação, salvo se uma das partes envolvidas no projeto, ou os membros do Conselho Executivo requisitem uma revisão.

### **3.1. DOCUMENTAÇÃO REFERENTE AOS PROJETOS DE MDL**

O projeto de MDL só poderá ser encaminhado à Autoridade Nacional Designada Brasileira para fins de aprovação do projeto e posteriormente registro no Comitê Executivo do MDL após toda a documentação do projeto estar completa.

Juntamente com o DCP/PDD deverão ser encaminhados os seguintes documentos: Anexo III, Cartas convite, Relatório de Validação (em português e inglês), Declaração dos participantes do projeto e termo de compromisso, Declarações de conformidade com a Legislação Ambiental e Trabalhista, declaração sobre a entidade Operacional designada, e alguns documentos complementares

Anexo III: é o documento que contém a descrição da contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável no que diz respeito aos seguintes aspectos: (i) Contribuição para a sustentabilidade ambiental local; (ii) Contribuição para o desenvolvimento das condições de trabalho e a geração líquida de empregos; (iii) Contribuição para a distribuição de renda; (iv) Contribuição para a capacitação e desenvolvimento tecnológico; (v) Contribuição para a integração regional e a articulação com outros setores.

Cartas convite são cópias dos convites de comentários enviados pelos proponentes aos agentes envolvidos (prefeituras, órgãos ambientais estaduais e municipais, associações comunitárias, entre outras).

Relatório de Validação (em português e inglês), emitido pela Entidade operacional designada.

Declaração dos participantes do projeto e termo de compromisso, informações sobre o projeto, a empresa proponente, e o termo de compromisso que os de envio do documento de distribuição dos RCEs que serão emitidos a cada verificação.

Declarações de conformidade com a Legislação Ambiental e Trabalhista: deverão documentos que assegurem a conformidade de projeto com a legislação ambiental e trabalhista em vigor.

Declaração sobre a entidade Operacional designada: consiste na comprovação que a Entidade Operacional designada está credenciada no Conselho Executivo do MDL, é plenamente estabelecida no Brasil e tem capacidade de assegurar o cumprimento dos requerimentos pertinentes da Legislação Brasileira.

Além da descrição das atividades de projeto e dos respectivos participantes, o DCP deverá incluir a descrição da metodologia da linha de base; das metodologias para cálculo da redução de emissões de gases de efeito, para o estabelecimento dos limites das atividades de projeto e para o cálculo das fugas. Deve ainda conter a definição do período de obtenção de créditos, um plano de monitoramento, a justificativa para adicionalidade da atividade de projeto, relatório de impactos ambientais, comentários dos atores e informações quanto à utilização de fontes adicionais de financiamento.

A linha de base (*baseline*) de uma atividade de projeto do MDL, de acordo com CDM WATCH (2003) é o cenário que representa as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, incluindo as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listadas no Anexo A do Protocolo de Quioto que ocorram dentro do limite do projeto. Serve de base tanto para verificação da adicionalidade quanto para a quantificação das RCEs decorrentes das atividades de projeto do MDL. As RCEs serão calculadas justamente pela diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades de projeto do MDL, incluindo as fugas. A linha de base é qualificada e quantificada com base em um Cenário de Referência. Para estabelecer a linha de base de atividade de projeto do MDL, os participantes devem adotar, entre as abordagens metodológicas listadas abaixo, a que for considerada mais apropriada para a atividade de projeto, levando em conta qualquer orientação do Conselho Executivo, e justificar a adequação de sua escolha:

- emissões *status quo*: emissões atuais ou históricas existentes, conforme o caso;
- condições de mercado: emissões de uma tecnologia reconhecida e economicamente atrativa, levando em conta as barreiras para o investimento;
- melhor tecnologia disponível: a média das emissões de atividades de projeto similares realizadas nos cinco anos anteriores à elaboração do documento de projeto, em circunstâncias

sociais, econômicas, ambientais e tecnológicas similares, e cujo desempenho esteja entre os primeiros 20% (vinte por cento) de sua categoria.

Os participantes de uma atividade de projeto do MDL poderão, de forma alternativa, propor novas abordagens metodológicas, o que, no entanto, dependerá de aprovação pelo Conselho Executivo.

### **3.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO**

Para avaliar as emissões relativas às atividades de projeto do MDL, a metodologia de cálculo deve conter:

(1) descrição das fórmulas utilizadas para calcular e estimar as emissões antrópicas de gases de efeito estufa da atividade de projeto do MDL, por fontes, dentro do limite do projeto; e, descrição das fórmulas utilizadas para calcular e projetar as fugas. O resultado desses cálculos representa as emissões da atividade de projeto do MDL.

Para o cálculo de emissões da linha de base:

(2) descrição das fórmulas utilizadas para calcular e projetar as emissões antrópicas de gases de efeito estufa da linha de base por fontes; e, descrição das fórmulas utilizadas para calcular e projetar as fugas. O resultado desses cálculos representa as emissões da linha de base.

A diferença entre os resultados obtidos através dos cálculos de (1) e (2) representa as reduções de emissões das atividades de projeto do MDL.

- Limite do projeto

O limite do projeto (*project boundary*) abrange todas as emissões de gases de efeito estufa, sob controle dos participantes das atividades de projeto que sejam significativas e atribuíveis, de forma razoável, a essas atividades.

- Fuga

A fuga (*Leakage*) corresponde ao aumento de emissões de gases de efeito estufa que ocorra fora do limite da atividade de projeto do MDL e que, ao mesmo tempo, seja mensurável e atribuível à atividade de projeto. A fuga é deduzida da quantidade total de RCEs obtidas pela atividade de projeto do MDL. Dessa forma, são considerados todos os possíveis impactos negativos em termos emissão de gases de efeito estufa.

- Definição do período de obtenção de créditos

O período de obtenção de créditos pode ter duração:

- de 7 anos, com no máximo duas renovações, totalizando três períodos de 7 anos, desde que a linha de base seja ainda válida ou tenha sido revista e atualizada;
- de 10 anos, sem renovação.

- Plano de monitoramento

O plano de monitoramento inclui a forma de coleta e armazenamento de todos os dados necessários para calcular a redução das emissões de gases de efeito estufa, de acordo com a metodologia de linha de base estabelecida no DCP, que tenham ocorrido dentro dos limites do projeto ou fora desses limites, desde que sejam atribuíveis à atividade de projeto e dentro do período de obtenção de créditos.

- Justificativa para adicionalidade da atividade de projeto

A justificativa para adicionalidade do projeto é a demonstração de como as atividades de projeto reduzem emissões de gases de efeito estufa, além do que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL registrada.

- Documento e referências sobre impactos ambientais

Refere-se à documentação e às referências sobre os impactos causados pelas atividades de projetos considerados significativos pelos participantes da atividade de projeto, incluindo um relatório de impacto ambiental e o termo de referência da avaliação de impacto ambiental.

- Resumo dos comentários dos atores

Inclui o resumo dos comentários recebidos e um relatório de como os comentários foram levados em consideração nas atividades do projeto do MDL.

- Informações sobre fontes adicionais de financiamento

São informações sobre as fontes de financiamento públicas destinadas às atividades do projeto, evidenciando que o financiamento não resultou de desvio de Assistência Oficial ao Desenvolvimento – AOD e que é distinto e não é contado como parte das obrigações financeiras das Partes Anexo I que participam da atividade de projeto.

- Projeto de Pequena Escala

As atividades de projetos de pequena escala passarão por um ciclo de projeto mais ágil. O Conselho Executivo desenvolveu modalidades e procedimentos simplificados para alguns tipos de atividades de pequena escala os quais foram aprovados na COP-8.

As seguintes atividades classificam-se como atividades de projeto de pequena escala do MDL:

- atividades de projeto de energia renovável com capacidade máxima de produção equivalente a até 15 MW (ou uma equivalência adequada);
- atividades de projeto de melhoria da eficiência energética, que reduzam o consumo de energia pelo lado da oferta e da demanda até 15 GWh/ano;
- outras atividades de projeto que reduzam emissões antrópicas por fontes e que, simultaneamente, emitam diretamente menos do que 15.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono por ano.

Os projetos de pequena escala serão objeto de estudo neste trabalho.

### **3.3. LINHA DE BASE E ADICIONALIDADE DE UM PROJETO MDL**

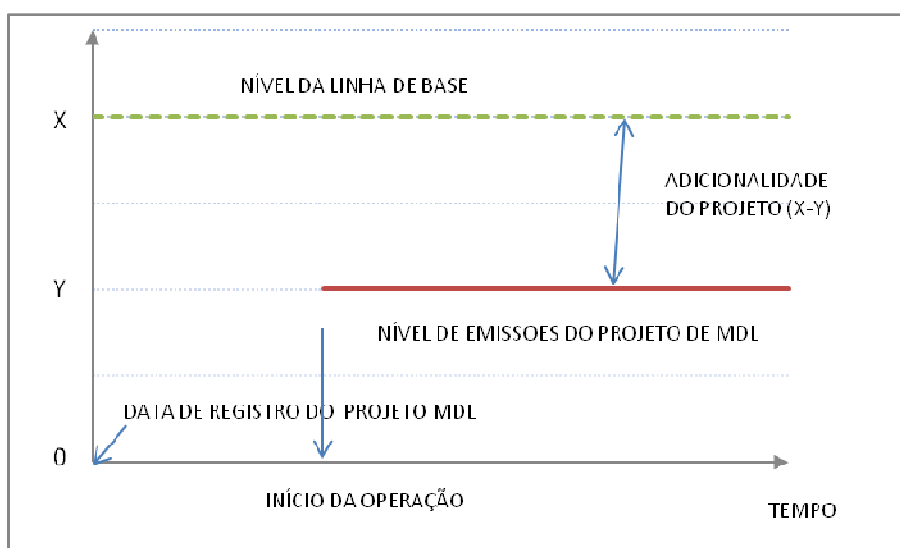
Conforme citado anteriormente, uma Redução Certificada de Emissão só poderá ser emitida pelo Comitê Executivo se provado que a atividade do projeto evitou a emissão de uma

tonelada de dióxido de carbono equivalente. Entretanto, como determinar as emissões evitadas pela atividade do projeto? Esta pergunta começou a ser respondida durante a 7ª Conferência das Partes (COP7), no ano de 2001, quando foram definidos os conceitos de linha de base e adicionalidade de um projeto MDL.

Definiu-se por linha de base o cenário que representa as emissões antrópicas de GEE que seriam produzidas caso o projeto proposto não fosse implantado. Para tanto, devem ser consideradas todas as categorias de gases, setores e fontes enumeradas no Anexo A do Protocolo de Quioto e contempladas pela atividade do projeto.

Uma vez estabelecida a sua linha de base, é possível realizar uma estimativa das reduções alcançadas com a implantação do projeto MDL, ou seja, é possível determinar a adicionalidade do mesmo. Então a adicionalidade, no caso dos projetos de geração de energia por fonte renováveis, é o aumento da energia gerada sem o acréscimo das emissões dos gases de efeito estufa, que aconteceria se fossem utilizados combustíveis fósseis para a geração da mesma quantidade de energia.

Conceitualmente, ficou definido durante a COP7 que um projeto MDL é adicional se as suas emissões forem inferiores às emissões estabelecidas pela sua linha de base. Por exemplo, para um projeto hipotético de geração de energia elétrica, a situação em que o projeto é adicional se encontra ilustrada na Figura 2.



**Figura 2: Adicionalidade De Um Projeto De Mdl – Adaptado pela autora da UNFCCC.**

Note que o nível de emissões deste projeto é inferior ao nível de emissões da linha de base, o que resulta na redução de  $(X-Y)$  t CO<sub>2</sub>e por MWh produzido. Tendo em vista o exemplo ilustrado na Figura 2.2 e as definições apresentadas nesta seção, conclui-se que demonstrar a adicionalidade de um projeto MDL significa provar que o mesmo não teria sido realizado na ausência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou seja, que o projeto não faria parte do cenário de linha de base.

Uma vez que as RCEs só podem ser outorgadas para projetos que reduzam as emissões de GEE, é de suma importância que a sua adicionalidade possa ser comprovada. Neste sentido, a análise de barreiras destaca-se como uma das ferramentas mais empregadas para se demonstrar a adicionalidade de projetos com essa característica. Neste tipo de análise os promotores do projeto devem descrever um ou mais obstáculos que não teriam sido superados na ausência do MDL. Alguns indicadores utilizados com este objetivo são:

- **Indicador Regulatório:** determina se o projeto é consequência obrigatória, direta ou indireta, de alguma lei ou regulamento do país anfitrião. Caso se conclua que o projeto teria sido realizado mesmo na ausência dos benefícios do MDL, estaria comprovado que o mesmo não é adicional;
- **Indicador de Investimento:** determina se o projeto teria sido realizado na ausência dos benefícios econômicos proporcionados pelo MDL. Caso o projeto proposto já representasse a alternativa mais atrativa do ponto de vista econômico, o mesmo não poderia ser considerado adicional;
- **Indicador Tecnológico:** determina se o projeto utiliza tecnologias ou procedimentos que vão além da prática habitual da indústria ou setor correspondente. Neste caso o projeto é considerado adicional por ter sido incentivado, pelos benefícios do MDL, a superar uma barreira tecnológica para a sua implantação;
- **Indicador de Barreiras:** determina se o projeto elimina, ou tende a superar qualquer barreira de informação, seja de caráter institucional, ou outras que houvessem persistido na linha de base. Nestes casos o projeto também pode ser considerado adicional. Um exemplo de barreira de informação é a existência de uma possível

rejeição à geração de energia elétrica por meio da queima do bagaço da cana-de-açúcar por esta não poder ser praticada continuamente ao longo de todo o ano. Tal barreira pode ser superada quando se percebe que a maior vantagem deste tipo de geração é a sua ocorrência durante o período hidrológico “seco” do ano, ou seja, quando se percebe que existe complementariedade entre a geração de energia elétrica a partir da queima da biomassa e por fontes hidráulicas.

Estes indicadores são denominados indicadores de adicionalidade do projeto, cuja finalidade é determinar se o mesmo faz parte do cenário de linha de base. Entretanto, cabe ressaltar que este não é o único aspecto avaliado pelo Comitê Executivo ao registrar um projeto candidato. Conforme citado anteriormente, o projeto MDL também deve contribuir, entre outras coisas, para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião. Segundo Eguren (2004), projetos que envolvem alguns tipos de plantações comerciais, em especial os monocultivos de espécies exóticas de grande escala, podem gerar impactos negativos sobre as comunidades locais e sobre as diversidades biológicas. Estes impactos devem ser previstos e minimizados, do contrário, estes projetos podem correr o risco de não serem aprovados por desrespeitar o critério de desenvolvimento sustentável.

Cabe destacar que um dos objetivos deste trabalho é avaliar o impacto da comercialização das RCEs na rentabilidade de projetos que geram energia elétrica a partir de fontes renováveis, em particular as pequenas centrais hidrelétricas. Estes projetos passaram a ser amplamente desenvolvidos no Brasil após a instituição do PROINFA, em 26 de Abril de 2002. Apesar destes projetos serem consequência obrigatória de uma lei brasileira (lei 10.438/2002), ficou decidido na 16ª reunião do Conselho Executivo do MDL, em outubro de 2004, que políticas nacionais que incentivem a utilização das fontes renováveis de energia seriam consideradas adicionais, desde que implementadas após a realização da 7ª Conferência das Partes, a partir de 2001.

Uma vez entendidos os conceitos de linha de base e adicionalidade, surge a dúvida de como determiná-los numericamente. Para determinar a linha de base de um projeto MDL, os seus desenvolvedores poderão dispor de duas opções: utilizar uma metodologia já existente, desde que a mesma seja compatível tanto com a atividade quanto com as características do projeto proposto, ou desenvolver uma nova metodologia, a qual deverá ser analisada e aprovada pelo Comitê Executivo antes de ser empregada ao projeto MDL.

### **3.3.1. Estimativa dos Custos de Transação por Etapas do Ciclo de um Projeto MDL**

A AND, a EOD e o Comitê Executivo são os agentes responsáveis por manter a integridade ambiental, econômica e social do MDL. Neste sentido, tais agentes assumem a responsabilidade de verificar se os projetos propostos possuem condições de cumprir os principais objetivos de um projeto MDL, entre eles, o de reduzir as emissões de GEE e promover o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

Segundo Eguren (2004), antes de ser registrado pelo Comitê Executivo, todo projeto MDL deve ser avaliado segundo as condições estabelecidas pelos Acordos de Marraqueche. Na prática, o projeto é submetido a distintas etapas de avaliação, as quais são conhecidas como o Ciclo de um Projeto MDL. É importante ressaltar que cada etapa do Ciclo de um Projeto possui um custo associado. Por exemplo, durante a elaboração do DCP, pode ser necessária a elaboração de uma nova metodologia para o cálculo da linha de base, o que pode exigir o conhecimento e a experiência de consultorias especializadas.

Adicionalmente, na etapa de validação, e, posteriormente, durante a verificação e a certificação das reduções alcançadas, o empreendedor deverá contratar uma ou mais Entidades Operacionais Designadas.

Em geral, definem-se como Custos de Transação todos os custos necessários para que se concluam as etapas do ciclo de um projeto MDL, custos estes que não existiriam caso o projeto não fosse desenvolvido no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Como regra geral, pode-se afirmar que os Custos de Transação não possuem relação direta com o tamanho do projeto UNESA (2005). Sendo assim, quanto maior a sua escala, ou seja, quanto maior a sua capacidade para reduzir as emissões de GEE, menor será o impacto dos Custos de Transação sobre a rentabilidade do projeto.

Segundo o levantamento realizado pela Associação Espanhola da Indústria Elétrica (2005), os custos médios de transação seriam da ordem de US\$ 137.500,00, além dos gastos anuais com

a certificação e com a expedição das RCEs. O custo estimado, por etapa, do ciclo de um projeto MDL se encontra apresentado na Tabela 8.

<b>Etapas do ciclo de validação</b>	<b>Duração (semanas)</b>	<b>Custos US\$<sup>10</sup></b>
Estudo de atratividade	4	10000 a 30000
Metodologia	0	0
Documento de concepção de projeto (DCP)	16	15000 a 50000
Validação	10	10000 a 40000
Aprovação (AND)	10	0
Registro (Comitê Executivo)	10	5000 a 30000
Monitoramento	Anual	5000 a 10000/ ano
Verificação e Certificação	Anual	15000 a 25000
Emissão RCEs	3	
		10/RCEs
1 - Taxa de administração (Executive Board)		15000 RCEs/ano 20/RCE adicional
2 – Contribuição ao fundo de adaptação		2% das RCEs

**Tabela 3: Estimativas Dos Custos De Transação Por Etapas Do Ciclo De MDL**

Fonte UNDP (2006).

Note que os dados da Tabela 7, além de incluírem os gastos relacionados às diferentes etapas do ciclo do projeto, também incluem os gastos relacionados à negociação do contrato de compra e venda e a comercialização das RCEs propriamente dita.

Segundo Eguren (2004), para preços muito baixos, a contribuição financeira com a venda das RCEs pode não ser significativa, fazendo com que vários projetos não sejam atrativos sob o ponto de vista econômico. Em geral, somente projetos muito grandes, especialmente aqueles relacionados à geração de energia elétrica e à captura de metano, seriam capazes de gerar uma receita significativa com a venda das RCEs, absorvendo totalmente os custos de transação. Eguren (2004) afirma que para os projetos de pequena escala a situação é ainda mais dramática, pois, em geral, nem mesmo os custos de transação são recuperados. No decorrer deste trabalho as principais características deste tipo de projeto serão apresentadas e analisadas detalhadamente. Os projetos de MDL de geração de energia elétrica, mesmo os de pequena escala, são capazes de gerar receita e cobrir os custos de aprovação do projeto, já os

<sup>10</sup> Dólar cotado em R\$1,70 em janeiro de 2011.

projetos que estão relacionados à florestamento e reflorestamento, costumam ter os custos mais altos que as receitas, por sua capacidade reduzida de produzir RCEs. No apêndice B deste trabalho é possível verificar a dimensão das PCHs de pequena escala validadas pelo MDL.

Conforme descrito anteriormente, as distintas etapas do processo de aprovação e acompanhamento de um projeto MDL implicam em gastos denominados custos de transação. Uma vez que os custos de transação não possuem relação direta com o tamanho do projeto, resulta que os projetos de maior escala se tornam mais atrativos economicamente quando comparados aos projetos de menor escala.

Entretanto, apesar de menos atrativos economicamente, a importância dos projetos de pequena escala é reconhecida no âmbito do MDL. Por exemplo, entende-se que estes projetos, além de causar um menor impacto ambiental, podem funcionar como um motor para o desenvolvimento rural do país anfitrião, contribuindo para a mitigação da pobreza no âmbito geográfico de sua localização segundo a UNESA (2005).

Sendo assim, durante a 7ª Conferência das Partes, foram estabelecidos procedimentos simplificados para o ciclo dos projetos de pequena escala. (UNESA-2005). O principal objetivo dessas medidas foi o de reduzir os custos de transação para este tipo de projetos, minimizando possíveis barreiras para a sua implantação. Dentre as simplificações adotadas, os seguintes pontos merecem ser destacados:

- a possibilidade de se desenvolver metodologias simplificadas para a determinação da linha de base e para o monitoramento do projeto MDL;
- a possibilidade de que vários projetos de pequena escala sejam agrupados em algumas etapas do Ciclo do Projeto;
- simplificações para a elaboração do Documento de Concepção do Projeto;
- requerimentos simplificados para a análise do impacto ambiental;
- menor custo para que o projeto seja registrado pelo Comitê Executivo;
- e, finalmente, a possibilidade de que a mesma EOD possa validar, verificar e certificar a atividade do projeto.

A partir destas medidas, estima-se que os custos médios de transação de um projeto de pequena escala sejam reduzidos em aproximadamente US\$ 50.000,00. É importante observar

que este valor desconsidera as despesas anuais com a certificação e a expedição das RCEs, segundo UNESA (2005). Estima-se que os custos de transação de um projeto de pequena escala estejam de acordo com o apresentado na Tabela 9.

<b>Etapas do ciclo de validação</b>	<b>Custos US\$</b>
Documento de concepção de projeto (DCP) e aprovação pela (AND)	18000 a 50000
Validação pela EOD	10000 a 30000
Negociação de contrato de Compra e Venda das RCEs	10000 a 20000
Registro (Comitê Executivo)	5000 a 30000
Monitoramento	5000 a 10000/ ano
Vigilância Verificação e Certificação	3000 a 6000 anuais
Expedição das RCEs	2% do valor das RCEs
Comercialização	3% a 5% do valor das RCEs

**Tabela 4: Estimativa Dos Custos De Transação De Um Projeto De Pequena Escala**  
 Fonte: UNESA (2005)

### **3.3.2. Riscos de um projeto MDL**

Toda atividade empresarial implica em riscos. Em geral, existem dois importantes tipos de incerteza presentes em projetos de investimento e de inovação tecnológica: a incerteza de mercado e a incerteza técnica. Segundo Dias (1996), a incerteza de mercado é aquela correlacionada aos movimentos gerais da economia, e, que por sua vez, estão sujeitos a acontecimentos aleatórios, tais como recessões ou guerras. Ao contrário da incerteza de mercado, a incerteza técnica não possui nenhum tipo de correlação com fatores macroeconômicos, sendo associada, exclusivamente, a fatores internos do projeto realizado. Neste contexto, é importante que sejam conhecidos os riscos típicos associados ao desenvolvimento de um projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Segundo descrito no Guia Latino-americano do MDL (UNESA 2005), pode-se dizer que os desenvolvedores de um projeto MDL estão expostos a três grupos de risco bem definidos, são eles: os riscos inerentes ao próprio Protocolo de Quioto e ao Mecanismo de Desenvolvimento

Limpo, o risco relacionado aos níveis de reduções alcançados pelo projeto, e, finalmente, o risco de mercado associado aos preços futuros das RCEs.

### ***3.3.2.1. Riscos Inerentes ao Protocolo de Quioto e ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo***

Dentre os fatores de risco relacionados ao Protocolo de Quioto, destaca-se a alta complexidade administrativa e institucional tanto do Comitê Executivo quanto das autoridades locais do MDL. Segundo Eguren (2004), desde a concepção até o registro de um projeto MDL, são necessários, em média, dispor de períodos iguais a 12 meses. Caso seja necessário aprovar uma nova metodologia para o cálculo da linha de base, este processo pode se tornar ainda mais demorado. Cabe ressaltar que além de desmotivar a execução de novos projetos, a necessidade de grandes períodos para sobrepujar as etapas do ciclo do projeto também implica em maiores gastos e adiam os fluxos financeiros provenientes da venda das RCEs.

Outro ponto importante relacionado a este grupo de risco diz respeito ao que acontecerá após o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto (2008-2012). Segundo Rocha (2003), o estabelecimento de metas de redução para os períodos pós 2012 seria fundamental para incentivar o surgimento de mercados futuros de carbono, o que possibilitaria reduzir os riscos sobre os preços das RCEs.

De acordo com Soares et al. (2011), o mercado pós 2012 é ainda incipiente, com uma única transação mencionada. O primeiro negócio para a entrega de EUA em 2020 foi informado ao mercado em 6 de agosto de 2010, envolvendo o JP Morgan. O preço da tonelada ficou em EUR 22.72 (\$ 29.98).

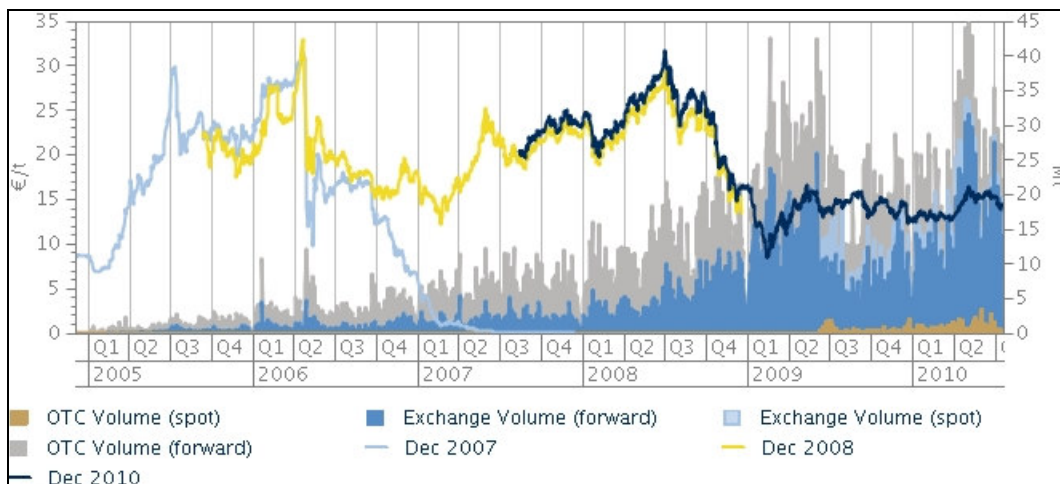
### ***3.3.2.2. Riscos Relacionados ao Nível de Reduções Atingidos pelo Projeto MDL***

Este tipo de incerteza pode ser classificado como o risco técnico ou tecnológico do negócio. Para entender melhor este tipo de risco, considere um projeto eólico cujo objetivo seja gerar energia elétrica. A quantidade de RCEs a que este projeto terá direito será diretamente proporcional ao seu nível de atividade, ou seja, à sua produção de energia elétrica. Entretanto, sabe-se que a geração de energia elétrica de um projeto eólico dependerá, entre outros fatores, da intensidade e da velocidade dos ventos na região, o que caracteriza um risco específico para este tipo de projeto. Sendo assim, entende-se que, devido ao risco técnico de um projeto MDL, existe a possibilidade de que as RCEs geradas não sejam suficientes para cumprir com as quantidades e prazos pactuados nos contratos de compra e venda, o que, possivelmente, levaria o empreendedor a sofrer algum tipo de sanção econômica UNESA (2005).

Considera-se que uma das formas de se mitigar este tipo de risco seria o não comprometimento com a entrega da totalidade das RCEs previstas no projeto, negociando uma determinada parcela no mercado à vista segundo a UNESA (2005). Outra alternativa para o empreendedor seria aderir à modalidade de entrega em períodos multianuais. Por exemplo, ao invés de entregar 100.000 RCEs por ano, o empreendedor negociaria a entrega de 300.000 RCEs a cada 3 anos. Obviamente, espera-se que este tipo de flexibilidade tenda a reduzir os preços dos certificados negociados.

### **3.3.3. Preços das RCEs Menores do que o Estimado**

Este tipo de incerteza pode ser classificado como o risco de mercado de um projeto MDL, o qual, ao contrário da incerteza técnica, não pode ser eliminado através da diversificação da carteira de projetos. Segundo Dias (1996), uma das principais características do risco de mercado é o fato deste estar relacionado a fatores exógenos ao projeto em questão, cujo resultado é a introdução de um componente aleatório no seu valor.



**Figura 3: Preço e volume dos contratos futuros negociados na Bolsa Européia do Clima - BEC (European Climate Exchange -Ecx).**

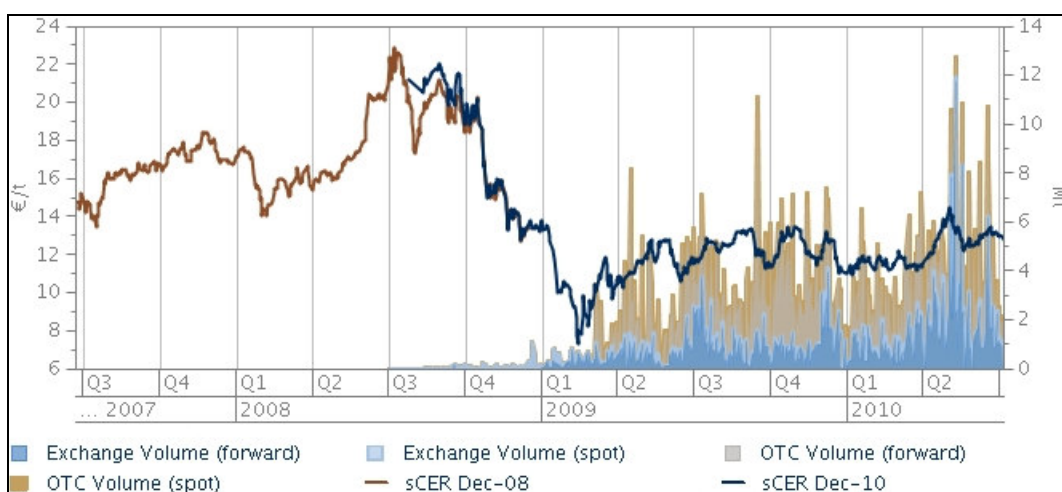
Fonte: Point Carbon 2010

A figura 3 mostra o volume negociado no período de 2005 a 2010, bem como os preços das Unidades de Licença de Emissão ou Emission Units Allowances (EUA) <sup>11</sup> em €/t. Os preços mostrados são somente das safras de dezembro, porém a sua oscilação pode ser observada de forma clara. Em 2008, primeiro ano do primeiro período de compromisso de Quioto e da segunda fase da EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme), tanto o mercado como as esferas políticas mostraram-se agitados. A revisão do EU ETS foi realizada, o mundo estava mergulhado em crise financeira e Barack Obama foi eleito presidente dos Estados Unidos. No mercado global de carbono, o volume de comércio quase duplicou em relação a 2007. (Carbon 2009)

De acordo com as pesquisas publicadas pela Point Carbon, a EU ETS continua a ser o maior segmento do mercado de carbono em 2008, como tem sido desde 2006 (Fig. 3). Ao longo do ano, os contratos de Dec.-08 EUA foram negociados em um intervalo entre 13,52 €/t, e 29,38 €/t. O contrato iniciou o ano em € 23, e após um declínio em janeiro, começou a aumentar progressivamente, atingindo sua maior alta em 1 de julho (€29,38). Em seguida, teve uma queda em agosto, ficou estável em setembro, e sofreu uma queda acentuada a partir de meados de outubro atingindo seu nível mais baixo dois meses antes de dezembro. Os EUA

<sup>11</sup> Unidade equivalente a RCE porém comercializada através de outro mecanismo de flexibilização do Protocolo de Quioto.

caíram de 13,52 €/t em 5 de Dezembro, que foi o menor fechamento desde fevereiro de 2007, e foi comercializado, até o fim do ano, na faixa de 14-15 €. Ao longo do ano, 2.710 milhões de EUAs foram negociados no mercado OTC e nas bolsas, outubro é o mês com maior volume de negociação (355 milhões de toneladas). Isso comparado ao volume total de 1,443 milhões de toneladas em 2007, teve um aumento de 88%. Do volume total negociado em 2008, 57% foram negociados no mercado OTC, enquanto 43% foram negociados nas bolsas. A negociação nas bolsas aumentou 30% em relação ao ano anterior. Foram negociados bilateralmente 300 Milhões de toneladas, que perfaz, juntamente com os leilões o volume total no EU ETS de 3.091 milhões de toneladas. (Carbon 2009)



**Figura 4: Preço e volume de comercialização de RCEs**

Fonte: Point Carbon 2010

A figura 4 mostra os preços de RCEs das safras de Dezembro de 2008 e da safra de 2010 no período de 2007 a 2010, além do volume comercializado no mesmo período. Durante os primeiros meses de 2008, os RCEs foram negociados entre 4€/t e 6 €/t. Desde março, ela começou a aumentar, atingindo um recorde de 9,05 € em 22 de Abril. Esta tendência de alta coincidiu também com a valorização sustentada dos EUAs visto no primeiro semestre do mesmo ano. Os preços de RCEs registraram uma queda durante a turbulência financeira, em outubro. No último dia do ano, os RCEs foram cotados em foi 2,25 €/t.(Carbon 2009)

Em janeiro de 2008, a Comissão Européia publicou o seu pacote sobre energia e alterações climáticas, incluindo a revisão da fase 3 do EU ETS. As instituições européias chegaram a um

compromisso em Dezembro. O resultado final é em grande medida, uma confirmação da proposta inicial. A atribuição na fase 3 representa uma redução de 21% em relação aos níveis de 2005 até 2020, com uma redução anual de 1,74% a partir de 2010. A meta em 2020 é um total de 1.720 milhões de toneladas. (Carbon 2009)

Analisando os gráficos das Figuras 4 e 5, nota-se que os preços das ULEs oscilaram, aproximadamente, entre 10,00 e 30,00 Euros/t CO<sub>2</sub>, e que as RCEs oscilam de 22,00 até 8,00 Euros/t CO<sub>2</sub>, o que demonstra a existência de um componente aleatório no seu valor.

Segundo Eguren (2004) até o ano de 2004 os preços das RCEs eram regidos pelos preços oferecidos pelo Banco Mundial e pelo governo Holandês, os quais se caracterizavam como os principais compradores da época.

Atualmente, pode-se dizer que a aleatoriedade nos preços das RCEs se deve, principalmente, às incertezas existentes sobre a sua oferta e demanda futura. (UNESA 2005).

Considera-se que este tipo de risco pode ser reduzido realizando-se uma operação de venda a termo das RCEs. Neste caso, a rentabilidade do negócio não seria afetada por um movimento de queda nos preços futuros das RCEs, em contrapartida, caso o preço de mercado se mostre mais elevado do que o previsto, o promotor do projeto não terá como se aproveitar deste cenário para elevar a sua rentabilidade.

#### **3.3.4. Modelos de comercialização das RCEs**

Conforme citado anteriormente, o ciclo de um projeto MDL é concluído quando o Comitê Executivo emite as RCEs correspondentes à sua atividade. Logo após a sua emissão, cabe ao administrador do Registro de Certificados, subordinado ao Comitê Executivo, depositar as RCEs nas contas devidamente indicadas pelo Documento de Concepção do Projeto<sup>12</sup>. É importante ressaltar que 2% das RCEs emitidas deverão ser obrigatoriamente depositadas na

---

<sup>12</sup> As contas em que são depositadas as RCEs devem ter sido abertas no próprio Registro de Certificados de acordo Fundação Getúlio Vargas (2002).

conta de um fundo internacional denominado Fundo de Adaptação, cujo principal objetivo é ajudar os países menos desenvolvidos a se adaptarem aos efeitos adversos da mudança climática, de acordo com CDM UNFCCC (2006). Dada a sua condição de direito patrimonial, amparado pela regulamentação da CQNUCC e do Protocolo de Quioto, as Reduções Certificadas de Emissões podem ser livremente negociadas no mercado internacional de carbono. Durante os últimos anos, este mercado se desenvolveu, o que tem produzido um grande aumento na quantidade de reduções negociadas. Por exemplo, no ano de 2008 foram negociadas 4,9 bilhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>e, quase 83% do que as 2,7 bilhões de tCO<sub>2</sub>e negociadas durante todo o ano de 2007.(Relatório Point Carbon 2009).

No âmbito do Protocolo de Quioto, pode-se dizer que as transações envolvendo a compra e a venda de RCEs têm se desenvolvido à luz de três modelos de comercialização: o unilateral, o bilateral, e o multilateral, de acordo com Batista (2006). A utilização de quaisquer destes modelos implicará em diferentes riscos e oportunidades para os desenvolvedores de um projeto MDL.

#### ***3.3.4.1. Modelo de Comercialização Unilateral***

A principal característica do modelo unilateral é que todos os custos referentes à implantação, a certificação e ao funcionamento do Projeto MDL ficam a cargo do país anfitrião, sem que haja qualquer participação dos países listados no Anexo B do Protocolo de Quioto. Para o país onde o projeto é implantado, a grande desvantagem deste modelo é que todos os riscos relacionados à produção e a comercialização das RCEs recaem sobre os seus agentes. Em contrapartida, a sua principal vantagem é a possibilidade de que as RCEs sejam negociadas a melhores preços pelo empreendedor. (UNESA 2005)

No modelo de comercialização unilateral os agentes do país anfitrião se caracterizam como os únicos beneficiários do fluxo financeiro obtido com a venda das RCEs, cabendo aos países do Anexo B apenas adquiri-las no mercado internacional sem nenhum risco técnico associado de acordo com UNESA (2005).

#### **3.3.4.2. *Modelo de Comercialização Bilateral***

Ao contrário do modelo de comercialização unilateral, este modelo contempla a participação dos países industrializados no desenvolvimento de um projeto MDL. Uma vez que o projeto é financiado tanto por agentes de um país anfitrião quanto por agentes de um país do Anexo B, entende-se que a propriedade das RCEs será diretamente proporcional ao investimento realizado por cada uma das partes.

A grande vantagem deste modelo é o compartilhamento dos riscos, tanto na produção quanto na comercialização das RCEs. Além disso, é importante observar que devido à sua condição de sócio do empreendimento, os agentes do país Anexo B deverão receber, diretamente, as suas respectivas partes do total de RCEs produzidas pelo projeto.

#### **3.3.4.3. *Modelo de Comercialização Multilateral***

A principal característica deste modelo é a intervenção dos fundos de carbono no desenvolvimento dos projetos MDL. O objetivo destes agentes é atuar como intermediários dos países do Anexo B, captando recursos e financiando a implementação de projetos que sejam capazes de atender à sua demanda por RCEs.

Uma vez que os riscos associados à produção e a comercialização das RCEs são diluídos em projetos de diferentes tipos e escalas, entende-se que a principal vantagem deste modelo é o incentivo dado à participação dos países industrializados no desenvolvimento dos projetos MDL. Em geral, todos os direitos sobre as RCEs são transferidos para os fundos de carbono, que, posteriormente, as repassam para os seus respectivos associados. Caberá aos países hospedeiros usufruir apenas dos benefícios convencionais da atividade dos projetos, por exemplo, da receita obtida a partir da venda da energia elétrica produzida por um projeto desta natureza.

#### **3.3.5 Mercados de liquidação futura das RCEs**

Os contratos a termo celebrados no âmbito do MDL são denominados Contrato de Compra de Redução de Emissão – CCRE (*Emission Reduction Purchase Agreement -ERPA*). Este instrumento estabelece o preço para a comercialização das RCEs durante todo o período de contrato, eliminando os riscos inerentes às flutuações do seu preço à vista.

#### **a) Contratos não Padronizados**

Esses contratos são totalmente personalizados em cada negociação e, dada a transparência do sistema, em que todos os projetos são publicados no site do MDL e a credibilidade do sistema de auditoria sobre as emissões da ONU, as negociações ocorrem muitas vezes diretamente entre o dono do projeto e o usuário final. Alguns exemplos de condições de negociação encontradas para um ERPA são:

- **preço fixo:** 85% do preço futuro médio para o período de 2010 a 2012;
- **preço base mais remuneração adicional:** 70%-74% do preço spot como base mais 35% da diferença entre o preço base e o preço de mercado no momento da entrega dos créditos;
- **preço livre (pós-fixado):** 92% – 94% do preço de mercado na entrega.

#### **b) Contratos Padronizados**

Outros mecanismos de negociação a termo de RCEs são descritos abaixo, todos se baseiam na existência de um ativo base regulado, os RCEs:

- **Contrato Futuro da ECX (*European Climate Exchange*).** Principais características:
  - lote de 1,000 RCEs;
  - contrato é liquidado fisicamente com a transferência de RCEs da conta do vendedor para a conta da ICE e da conta da ICE para a conta do comprador;
  - ICE *Clear Europe* age como contraparte central, garantindo a performance financeira do contrato.
- **Contrato Futuro da *The Green Exchange*.** Principais características:
  - lote de 1,000 RCEs;

- entrega física ocorre através da *UK Emissions Trading Registry* e *Dutch CO<sub>2</sub> Registry*;
  - Bolsa atua como contraparte;
  - margem inicial EUR 950 a 1,045, manutenção EUR 950 (mês definido);
  - emolumento: \$ 3 por contrato.
- **Contrato Futuro da Nasdaq** (Nasdaq OMX). Principais características:
    - lote de 1,000 RCEs;
    - elegibilidade dos créditos: créditos entregues até 2012;
    - transferência do RCEs para conta do agente da caixa de liquidação (*clearing*);
    - Bolsa atua como contraparte;
    - margem é calculada usando sistema SPAN;
    - emolumentos: EUR 0.003/ t CO<sub>2</sub>.
- **Contrato Futuro da Chicago Climate Future Exchange** (CCFE). Principais características:
    - lote de 1,000 RCEs;
    - entrega física ocorre através da UK Defra, em que comprador e vendedor e membros da caixa de liquidação (*clearing*) devem ter contas;
    - vários membros podem fazer a negociação do tipo *clearing*;
    - limite de posição: 1,000 contratos ou 1,000,000 RCEs.
- **Contrato opção da European Climate Exchange** (ECX). Principais características:
    - lote de 1,000 RCEs;
    - intervalo de preço para o exercício da opção vai EUR 1 a EUR 55/t CO<sub>2</sub>. Os incrementos são de EUR 0,5/ton.
    - o contrato base é o futuro com vencimento em dezembro do mesmo ano da opção;
    - opção européia com exercício automático;
    - prêmios da opção pagos no momento da transação;
    - ICE Clear Europe garante a performance financeira e segurança contratual.

- **Contrato opção (Green Exchange).** Principais características:
  - lote de 1,000 RCEs (1 contrato futuro);
  - intervalo de preço para o exercício da opção não definido. Os incrementos são de EUR 0,5/ ton.;
  - o contrato base é o futuro com vencimentos de acordo com contrato;
  - opção europeia com exercício automático;
  - prêmios da opção pago no momento da transação.
  
- **Contrato opção da Nasdaq (Nasdaq OMX).** Principais características:
  - lote de 1,000 RCEs (1 contrato futuro na Nasdaq);
  - intervalo de preço para o exercício da opção não definido. Os incrementos são de EUR 0,5/ton;
  - o contrato base é o futuro com vencimentos de acordo com contrato;
  - opção europeia com exercício automático;
  - prêmios da opção pago no momento da transação;
  - Nasdaq OMX age como agente de caixa de liquidação (*clearing*).

Neste trabalho considerar-se-á que o desenvolvimento dos projetos estudados será fruto de iniciativas unilaterais do país hospedeiro. Desta forma, os desenvolvedores do projeto terão autonomia para comercializar todas as RCEs produzidas pela sua atividade. Considerar-se-á que um contrato a termo será celebrado entre o país hospedeiro e algum país 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 Projeto. Adicionalmente, será considerado que o preço contratado será o 0,85% do preço obtido no mercado à vista para o referido momento.

Também será considerado que a obrigação da parte vendedora se restringe a entregar todas as RCEs produzidas pelo projeto, sem que qualquer limite de quantidade tenha sido estabelecido para a operação. Em geral, é comum que o agente vendedor tenha que se comprometer com a entrega de uma quantidade mínima de RCEs, principalmente quando o preço negociado é elevado.

### 3.4. MERCADO DE CARBONO - Mercado Brasileiro de Redução de Emissões

O Mercado Brasileiro de Redução de Emissões- MBRE- é resultado de uma iniciativa conjunta do Ministério de Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior- MDIC- e da BM&F, visando estruturar a negociação em bolsa de créditos de carbono, oriundos de projetos de MDL. O mercado, lançado em São Paulo em 6 de dezembro de 2004, é o primeiro desse tipo em um país em desenvolvimento.(SEIFFERT.2009,p.125).

O MBRE tornou-se operacional em setembro de 2005 com um Banco de Projetos, que pretende dar visibilidade e facilitar a comercialização de Projetos de MDL (potenciais e já estruturados). Sua função econômica é a de atrair investimentos diretos do exterior, que contribuem para o desenvolvimento econômico; estimular projetos de tecnologia limpa; e tornar o país uma referência no mercado internacional, no que se refere aos instrumentos ambientais.

Para assegurar a qualidade e consistência dos projetos, a BM&F firmou convênio com institutos de pesquisa e ensino com especialização no tema, para revisão e aprovação das intenções de projetos submetidos a registro, devendo as intenções de cada projeto estar de acordo com a metodologia do Protocolo de Quioto. O MBRE conta com um Sistema de Registro de Contratos a Termo de Reduções Certificadas, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro- BVRJ, com o objetivo de dar credibilidade e transparência às negociações do mercado de carbono; e um Programa de Capacitação de Curto Prazo de Participantes do Mercado. O MBRE foi criado para facilitar o acesso de médios empresários a um mercado relativamente complexo, por causa de exigências como o registro de projetos de MDL no Conselho Executivo do Protocolo de Quioto, sediado na Alemanha.

O desenvolvimento de referidos projetos esbarra na necessidade de financiamento. Visando contribuir com a implementação do MDL, o Banco Mundial criou o Fundo Protótipo de Carbono (*Prototype Carbon Fund*), o primeiro fundo de investimento cujo objetivo principal é fomentar o desenvolvimento de projetos de MDL nos países em desenvolvimento através de recursos públicos e privados dos países industrializados. Na esteira do Fundo Protótipo de Carbono (*Prototype Carbon Fund*), outras formas de financiamento estão sendo estudadas para projetos de MDL. O próprio Banco Mundial dispõe de uma linha de crédito denominada

*Global Environment Facility – GEF*, que também deverá financiar projetos no âmbito do Protocolo de Quioto. Além disso, no futuro, espera-se que o BNDES se envolva no financiamento de projetos no âmbito do Protocolo de Quioto. (ABREU & FURUITI,2002)

As opções de financiamento privado ainda são reduzidas. É relevante ressaltar a existência de interesse de alguns fundos de capital de risco- “capital privado” "*private equity*”- por investimentos nessa área. Os projetos no âmbito do Protocolo de Quioto trazem um atrativo adicional para este tipo de investimento na medida em que possibilita a adoção de uma estratégia de desinvestimento interessante: a entrega de certificados de crédito de carbono, que poderão ser negociados no mercado, uma vez que o mesmo tenha liquidez. A estruturação de negócios no Brasil com fundos de capital privado (*private equity*) requer a análise de um planejamento societário, quando o fundo torna-se sócio dos projetos que busca financiar. (ABREU & FURUITI,2002)

As instituições financeiras privadas nacionais, possivelmente, também poderão participar como financiadores de projetos de MDL, seja por meio de empréstimos diretos, seja por operações estruturadas de *corporate finance*. Outra possibilidade que se coloca para a atuação das instituições financeiras nacionais é a estruturação de fundos de investimento voltados para projetos desse tipo. Na medida em que se consubstanciem negócios visando à futura redução de emissão de gases do efeito estufa, os créditos decorrentes desses contratos poderão ser objeto de investimento por um eventual fundo de investimento em direitos creditórios. (ABREU & FURUITI,2002).

De acordo com Santos Jr. (2006), o Brasil é tido na comunidade internacional como o país com o maior potencial para vendas de carbono. Uma das razões é que a principal fonte da sua matriz energética é a água, limpa renovável. Outros fatores segundo Santos Jr.(2006), que explicam a grande participação energia renovável na sua matriz energética são: as características socioeconômicas, o uso intenso da lenha, a grande oferta de cana de açúcar além da abundância de potencial hidráulico.

A participação da energia hidráulica na matriz energética do Brasil é a mais significativa e, neste sentido, a seguir serão descritas as características do setor elétrico brasileiro e o mercado de geração de energia onde será inserida a PCH em estudo.

#### **4. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica
- Promover a modicidade tarifária
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas

hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em relação ao cumprimento do menor preço da tarifa, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A inserção social busca promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

#### **4.1. Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro**

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre, consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Dessa forma, o mercado, que era totalmente regulado, possuindo apenas consumidores cativos, passou a considerar também a possibilidade de consumidores livres, que passaram a negociar livremente as cláusulas contratuais para o fornecimento de energia elétrica.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de desverticalizar as empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de

energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE). Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de incertezas sobre os rumos do setor elétrico. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Em relação à forma de realização de leilões, o critério de maior preço foi abolido e passou-se a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária ao consumidor cativo. Por fim, este modelo retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem 100% de contratação, inclusive consumidores livres, havendo a possibilidade de aplicação de penalidades para quem não observe esse item.

A partir de 1998, conforme regulamenta a Lei nº 9.427/98, parágrafo 5º, art. 26º, de 26 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, por carga, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar).

A partir da Resolução Normativa nº 247/06, esses consumidores passaram a receber a designação de Consumidores Especiais, sendo também permitida a reunião de diversas cargas de modo a totalizar a demanda de 500 kW. Também foi definido que os consumidores especiais devem, obrigatoriamente, comprar energia exclusivamente de usinas com energia incentivada, ou seja, energia proveniente de fontes renováveis.

Conforme disposto no inciso III do art. 2º do Decreto nº 5163/04, os consumidores livres e os consumidores especiais devem garantir o atendimento a 100% de seu consumo verificado,

através de geração própria ou de contratos registrados na CCEE. É considerado Consumidor Livre, aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica de fornecedor distinto da concessionária local de distribuição. Os requisitos para caracterização de um potencial consumidor livre convencional são:

- Possuir demanda contratada igual ou maior que 3.000 kW em qualquer horário (ponta ou fora de ponta).
- Estar ligado à rede de distribuição ou de transmissão em nível de tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

Para unidades consumidoras ligadas após de 07 de julho de 1995, data de publicação da lei nº 9074/95, não há restrição do nível de tensão, ou seja, é requisito apenas possuir demanda contratada superior a 3.000kW.

No ambiente de livre contratação os consumidores podem escolher o fornecedor de energia elétrica de acordo com a sua conveniência, tendo a liberdade para negociar o preço e as condições contratuais, de forma a atender o seu consumo e atingir a economia esperada.

## **4.2. Geração de Energia no Brasil**

O setor elétrico brasileiro, historicamente configurado como um monopólio estatal, tem passado por grandes alterações estruturais e institucionais e hoje, conta com a participação de múltiplos agentes e investimentos de capital privado, facilitando a inclusão de novos empreendimentos no setor. A reestruturação foi estabelecida pela disposição constitucional de 1988 e iniciada na década de 90, que possibilitou, entre outras, a execução da privatização de ativos de serviços de energia elétrica sob controle estadual e federal, onde estão inseridas as empresas de distribuição de energia elétrica. Dentre as principais adequações de caráter estrutural citam-se: a exploração dos serviços de energia elétrica por terceiros, mediante licitação, o controle e operação dos sistemas elétricos de forma centralizada, o livre acesso e uso das redes elétricas, a segmentação das atividades setoriais (geração, transmissão, distribuição e comercialização), criação e regulamentação da comercialização de energia

elétrica e a criação da figura do consumidor livre. No âmbito institucional citam-se as criações do regulador e fiscalizador dos serviços, do operador nacional do sistema interligado, da câmara de comercialização de energia elétrica e da empresa de planejamento energético (ANEEL, 2005).

O Brasil com consumo de energia elétrica de 428,0 TWh (BEN 2010) e produção de energia elétrica de 466,2 TWh (BEN 2010), e de toda oferta interna de energia do país em 2009, 47,3% são de fontes renováveis e 52,7% são de fontes não renováveis. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, (2010-2019) o Brasil deve ter um consumo aproximado de 712 TWh em 2019, essa estimativa deve ser atingida se o crescimento de consumo de energia anual de 5% continuar nos mesmos patamares. A Tabela 5 abaixo mostra os a composição da matriz energética brasileira e as mudanças ocorridas de 2007 a 2009.

<b>Tipo de Fonte</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
<b>Energia Não renovável</b>	<b>52,7%</b>	<b>54,1%</b>	<b>55,1%</b>
Petróleo e derivados	37,8%	36,6%	37,9%
Gás Natural	8,7%	10,3%	9,6%
Carvão Mineral e Derivados	4,8% 5,8%	5,8%	6,0%
Nuclear	1,4%	1,5%	1,6%
<b>Energia Renovável</b>	<b>47,3%</b>	<b>45,9%</b>	<b>44,9%</b>
Produtos de Cana de açúcar	18,1%	17,0%	14,6%
Hidrelétrica	15,3%	14,0%	14,8%
Lenha e Carvão vegetal	10,1%	11,6%	12,4%
Outras fontes renováveis	3,8%	3,4%	3,1%

**Tabela 5: Composição Da Matriz Energética Brasileira – Oferta Interna de Energia**  
 Fonte de dados: Balanço Energético Nacional – BEN 2010

De acordo com Pires (1999) estava previsto um crescimento de quase 70% no período de 1999/2008, que era de 61,300 GWh para 104,600 GWh, percebe-se que apesar da estimativa feita ser alta, hoje tem-se um consumo superior ao de sua estimativa, ou seja, de 466,2TWh quase quatro vezes o estimado, em função da abertura do setor para a entrada da iniciativa privada e privatização dos ativos existentes.

De acordo com os estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE 2007) a matriz elétrica brasileira deve se diversificar para favorecer a segurança do abastecimento, que hoje depende praticamente da geração de energia através de hidrelétricas. O estudo indica que a expectativa de geração de energia passe de 99 GWh instalados para 150 GWh até 2006, porém com a participação das hidrelétricas deve cair em relação a atual de 81% para 75% do total de geração, e que a produção de energia através de geração térmica deve crescer dos 15% atuais para 20% do total.

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em 2009 era de 112.496 MW. Este total engloba as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional – SIN e também aquelas instaladas nos sistemas isolados, bem como a geração de energia elétrica instalada no local do consumo (autoprodução). A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na tabela.

Capacidade Instalada em 31/12/2009 no SIN		
Fonte	MW	Participação (%)
Hidráulica (a)	74.279	71,7
Térmica	13.302	12,8
Nuclear	2.007	1,9
Fontes Alternativas	7.645	7,4
Potência Instalada	97.233	93,9
Importação Contratada(b)	6.365	6,1
Potência Total com Importação	103.598	100

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW)

(b) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

**Tabela 6: Capacidade Instalada no SIN**

Fonte: ONS - Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – Geração de energia elétrica

Os empreendimentos contratados a partir do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA inseridos no SIN perfazem um total 137 unidades, sendo: 62 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 21 usinas termelétricas a biomassa (BIO) e 54 usinas eólicas (EOL). Ao final de 2010 deverão estar instalados um total de 3.155 MW de potência.

A Tabela 7 detalha o acréscimo de potência devido ao PROINFA, distribuído por tipo de fonte, por subsistema e por ano.

Dados do PROINFA (MW)										
FONTE	Existentes em 30/04/2009	2009 <sup>(a)</sup>				2010				TOTAL
		SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	878	100	0	0	100	197	7	0	204	1181
BIO	514	0	0	0	0	36	0	0	36	550
EOL	385	0	0	332	332	163	295	247	706	1423
<b>TOTAL</b>	<b>1777</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>332</b>	<b>432</b>	<b>396</b>	<b>302</b>		<b>946</b>	<b>3154</b>

(<sup>a</sup>) Expansão prevista para os meses de maio a dezembro de 2009

**Tabela 7: Dados do PROINFA**

Fonte: CMSE (novembro/2009). Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – Geração de energia elétrica

A produção de eletricidade, em 2009, obteve um ligeiro acréscimo de 0,6% com relação a 2008. Observou-se uma forte queda de 30,6% na geração através de fontes não renováveis, em relação ao ano anterior, com destaque para o gás natural (-53,7%) e derivados de petróleo (-17,1%). Já a geração por meio de fontes renováveis apresentou aumento de 5,5%, sendo que a hidráulica foi uma das que mais cresceram. Com a maior utilização das usinas hidrelétricas, em detrimento às termelétricas, a eletricidade de origem renovável aumentou de 85,1%, em 2008, para 89,8% no último ano. (BEN 2010)

Devido ao menor consumo de energia, em relação ao ano anterior, é natural que as emissões de CO<sub>2</sub> também sejam menores. Mas cabe destacar que, como resultado do aumento da utilização de energias renováveis, enquanto a oferta interna de energia caiu 3,4%, as emissões totais de CO<sub>2</sub> diminuíram 6,2% em relação a 2008. Na geração de eletricidade, mesmo com um aumento de 0,6%, registrou-se uma queda de 33,5% nas emissões, em relação a 2008. (BEN 2010)

### 4.3. Comercialização de Energia no Sistema Interligado Nacional

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre vendedores ou seja, Agente de Geração, de Comercialização ou de Importação, que seja habilitado em documento específico para este fim, e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), ou seja, contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes e firmados entre os Agentes, sem a participação da ANEEL ou da CCEE. Esses contratos são registrados na CCEE, sendo que o processo de registro consiste na informação dos montantes contratados e dos prazos envolvidos, não havendo necessidade de informar os preços acordados.

Os Agentes de Geração podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos Agentes, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas.

Conforme disposto no inciso I do art. 2º do Decreto nº 5.163/04, os Agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência, constituído pela

garantia física<sup>13</sup> proporcionada por empreendimentos de geração próprios ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. A inexistência do referido lastro será passível de penalidades definidas em Regras e Procedimentos de Comercialização específicos. Os Agentes de Distribuição e os Consumidores Livres/Especiais também devem apresentar cem por cento de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo, estando sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência dessa cobertura junto à CCEE. Conforme disposto no parágrafo II do art. 3º do Decreto nº 5.163/04, os distribuidores e consumidores livres/especiais deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas respectivas potências a partir de 2010.

#### **4.3.1. Ambiente de Contratação Regulada**

Participam do ACR os Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição de energia elétrica. Para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas, de acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/04:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração.
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição, contratação esta limitada ao montante de 10% (dez por cento) do mercado do distribuidor.
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Itaipu Binacional, no caso de agentes de distribuição cuja área de concessão esteja localizada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

---

<sup>13</sup> **Garantia Física** - é a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar, conforme estabelecido na Lei nº 10.848/04 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04.

#### **4.3.2. Ambiente de Contratação Livre**

No ACL, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre. Neste ambiente participam Agentes de geração de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Os consumidores que optem por tornarem-se livres, realizando a compra de energia através de contratos no ACL, devem ser Agentes da CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Conforme descrito no parágrafo 2º do art. 49 do decreto nº 5.163/04, esses consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituindo assim um consumidor parcialmente livre. Caso o consumidor livre queira retornar à condição de cativo, deve informar essa decisão à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de cinco anos, sendo que esse prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes. No caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada<sup>14</sup>, poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, desde que manifeste formalmente essa opção com antecedência de 180 (cento e oitenta) dias, em relação à data do início do fornecimento, sendo que esse prazo pode ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição, como disposto no § 1º, art. 5, da Resolução ANEEL nº 247/06.

#### **4.3.3. Contratação de Energia – PCH**

Os contratos de compra e venda de energia firmados entre os Agentes da CCEE, são classificados através das seguintes modalidades de contratação:

- Contratos Bilaterais;

---

<sup>14</sup> 10 **Energia Incentivada** – Energia produzida através de fontes alternativas (PCHs, eólica, biomassa, solar, etc.), cujo custo de produção tende a ser mais elevado.

Os Contratos Bilaterais resultam da livre negociação entre os Agentes, tendo por objetivo estabelecer preços e volumes de energia para as transações de compra e venda de energia elétrica, conforme a legislação/regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE. Os montantes de energia destes contratos são registrados na CCEE pelo Agente Vendedor e validados pelo Agente Comprador.

- Contratos de Leilão de Ajuste;

Este descreve o tratamento para os Contratos dos Leilão de Ajuste, previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, e na Resolução Normativa 162/2005-ANEEL, com redação dada pela Resolução Normativa 277/2007-ANEEL. Os montantes anuais de energia destes contratos são sazonalizados pelos Agentes em valores de energia mensal, para então serem modulados a cada contabilização.

- Contratos Equivalentes a Iniciais;

Os Contratos Iniciais foram estabelecidos na Lei nº 9.648/98 e foram estabelecidos pela ANEEL tipicamente em valores anuais médios. Estes montantes anuais são sazonalizados pelos Agentes em valores de Energia Mensal de Contratos Iniciais, para então serem modulados a cada contabilização

- Contratos de Itaipu;

Os Contratos de Itaipu representam os efeitos da energia comercializada pela Eletrobrás na CCEE, da energia elétrica de Itaipu Binacional, consumida no Brasil, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica, adquirentes das quotas parte da produção da Itaipu Binacional posta à disposição do Brasil, conforme disposto na LEI nº 5.899 de 5 de julho de 1973 ou suas sucessoras, e no Decreto nº 4.550, de 27 de Dezembro de 2002, alterado pelo Decreto nº 5.287 de 26 de novembro de 2004.

- Contratos do PROINFA;

Os Contratos do PROINFA representam os efeitos da energia comercializada pela Eletrobrás na CCEE, da energia elétrica produzida por Usinas participantes do Programa de Incentivos às fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com as concessionárias de distribuição e consumidores livres, adquirentes das quotas de energia, conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL 127 de Dezembro de 2004.

- Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR):

1. Modalidade por Disponibilidade
2. Modalidade por Quantidade
3. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD
4. Metodologia de Apuração dos Valores a Liquidar do MCSD – LMCS D

#### **4.3.4. PROINFA**

Os contratos do PROINFA contemplarão a compra, por 20 anos, da energia gerada pelos empreendimentos selecionados. Os contratos terão como base a energia de referência de cada central geradora definida pela ANEEL, e estabelecerão que os pagamentos aos produtores de energia elétrica serão feitos em contrapartida da energia efetivamente gerada, observando o disposto do parágrafo 2º do art. 17 do Decreto n.º 5.025, de 2004.

Os desvios de energia gerada, ocorridos em um ano com relação à energia contratada, serão compensados no ano subsequente, em doze parcelas idênticas, debitando ou creditando, conforme o caso, sobre os valores a serem pagos.

Com base nos valores de energia de referência de cada empreendimento, a ELETROBRÁS elaborará o Plano Anual do PROINFA, que deverá ser encaminhado à ANEEL para homologação até 30 de outubro de cada ano (este prazo entra em vigor a partir do segundo ano de vigência do contrato). No Plano PROINFA constará o montante anual de recursos financeiros a serem rateados por todos os consumidores do SIN (exceto a Subclasse Residencial Baixa Renda), incluídos aí os custos administrativos, financeiros e os encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS, além da previsão dos percentuais de reajuste dos contratos.

Até 30 de novembro de cada ano, a ANEEL estabelece, com base no Plano PROINFA, as quotas de energia e de custeio correspondentes a cada agente que comercializa energia com o consumidor final. Estas quotas serão estabelecidas proporcionalmente ao consumo verificado e utilizadas por todos os consumidores finais atendidos pelo SIN. Por fim, os rateios dos custos e da energia são definidos de modo a não acarretarem vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros à ELETROBRÁS.

#### **4.3.4.1. Preço da Energia Contratada**

O preço da energia contratada das pequenas centrais hidrelétricas<sup>15</sup> terá como base o valor econômico correspondente à sua fonte, tendo como piso 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final.

#### **4.3.4.2. Pagamento da Eletrobrás pela Compra da Energia**

A receita anual do produtor de energia será calculada com base na energia de referência de seu empreendimento, homologada pela ANEEL. Esta receita será corrigida de acordo com o seguinte método de acordo com o Art. 17 do Decreto nº 5,025 de 30 de Março de 2004:

Serão contabilizadas pela ELETROBRÁS, para cada central geradora, as variações mensais entre os montantes de geração contratados e os efetivamente gerados, conforme regras e procedimentos da CCEE.

§ 1o A diferença apurada mensalmente para cada central geradora será compensada, anualmente, nos pagamentos subsequentes a serem realizados pela ELETROBRÁS, valorada pelo preço de contratação, no mês da compensação.

§ 2o No caso de PCH que optar por participar do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, instituído pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, será considerada para a contratação a energia assegurada à PCH, e os resultados da comercialização no âmbito da CCEE serão compensados anualmente nos pagamentos subsequentes a serem realizados pela ELETROBRÁS.

O art. 18 do referido decreto reza que:

---

<sup>15</sup> O Valor Econômico referente à Tecnologia Específica da Fonte está fixado na Portaria MME **PROINFA-PCH – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica 18 Ministério de Minas e Energia** n.º 45, de 2004, e reajustado até a data de assinatura do contrato pelo Índice Geral de Preços - Mercado – IGP-M/FGV. Após a assinatura do contrato, esse valor será reajustado, anualmente, também pelo IGP-M/FGV.

“Os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com a ELETROBRÁS deverão ser registrados na ANEEL e na CCEE.

Parágrafo único. Caberá à ANEEL, durante a vigência dos contratos, a fiscalização do cumprimento dos critérios de qualificação dos Produtores Independentes Autônomos e dos não-Autônomos, definidos no § 1º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002, e no caput do art. 11 da Lei nº 9.074, de 1995.”

#### **4.3.5. Leilão de Fontes Alternativas**

Os Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848 de 15/03/2004, com redação alterada conforme art. 18 da Lei nº 11.943 de 28/05/2009, e nos artigos 19 a 23 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004. Tais Leilões têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

O art. 2º da Lei nº 10.848/04, dispõe que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento. O §11 do mesmo artigo determina que caiba à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a realização e regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica, diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

## **5. EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA – PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH**

O propósito deste capítulo é discutir os aspectos relacionados à estrutura dos empreendimentos do setor elétrico, especificamente das pequenas centrais hidrelétricas, buscando criar subsídios para a construção do protótipo que suportará a análise de verificação da validação do uso do crédito de carbono como forma de *funding* deste tipo de empreendimento de geração de energia e a análise da qualidade do investimento.

### **5.1. Estruturação**

Conforme Aguiar (2007), a regulação sobre a exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sobre a comercialização da energia, bem como o largo domínio sobre a tecnologia de produção de energia a partir da fonte hidráulica, conferem ao setor características estruturais bem delineadas e marcantes. Segundo o autor tendências podem ser relacionadas neste segmento, essencialmente, a:

- Ciclos de formatação, implantação e operacional bem definidos, com atividades características e durações típicas;
- Estrutura contratual; com contratos padrões de concessão, comercialização, construção, operação, uso das instalações de transmissão ou, quando couber, de distribuição;
- Estratégia de investimento e organização societária assente nos conceitos de Project Finance e Veículo de Propósito Específico;
- Equação de fundos e mecanismos para mobilização de recursos para o setor;
- Riscos;
- Parâmetros de Custos de Implantação e Operação.

Na delimitação realizada por Aguiar (2007) o enquadramento dos empreendimentos era específico a determinada realidade. A correlação com este trabalho é factível, mas não o

bastante. Para que estas informações sejam suficientes para a construção deste trabalho as tendências específicas ao MDL e à utilização de RCEs como forma de *funding* de empreendimentos de geração de energia devem ser incluídas.

Este capítulo subdivide-se em três seções. Especificamente, pretende-se:

- (i) descrever os ciclos característicos das PCHs segundo a lógica temporal – ciclo de formatação, ciclo de implantação e ciclo operacional;
- (ii) apresentar o *Project Finance*, enquanto estratégia de investimento e realizar a primeira aproximação dos créditos de carbono como forma de *funding* a esta estratégia.
- (iii) Apresentar os cálculos de RCEs e inserção dos créditos de carbono no empreendimento a partir da aplicação da metodologia da linha de base do MDL para captação de recursos.

### **5.1.1. Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH)**

De acordo com a primeira edição do Manual ELETROBRÁS/DNAEE (1982), uma Usina Hidrelétrica era considerada como uma PCH quando:

- a potência instalada total estivesse compreendida entre 1,0 MW e 10 MW;
- a capacidade do conjunto turbina-gerador estivesse compreendida entre 1,0 MW e 5,0 MW;
- não fossem necessárias obras em túneis (conduto adutor, conduto forçado, desvio de rio, etc.);
- a altura máxima das estruturas de barramento do rio (barragens, diques, vertedouro, tomada d'água, etc.) não ultrapassasse 10 m;
- a vazão de dimensionamento da tomada d'água fosse igual ou inferior a 20 m<sup>3</sup>/s.

A Lei nº 9.648, de 27/05/98, autoriza a dispensa de licitações para empreendimentos hidrelétricos de até 30 MW de potência instalada, para Autoprodutor e Produtor Independente. A concessão será outorgada mediante autorização, até esse limite de potência, desde que os empreendimentos mantenham as características de Pequena Central Hidrelétrica. A Resolução da ANEEL 394, de 04/12/98, estabelece que os aproveitamentos com

características de PCH sejam aqueles que têm potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km<sup>2</sup>, para a cheia centenária.

#### ***5.1.1.1. Centrais quanto à capacidade de regularização***

Os tipos de PCH, quanto à capacidade de regularização do reservatório, são:

- a Fio d'Água;
- de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório;
- de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório.

##### **PCH A FIO D'ÁGUA**

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista.

Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O sistema de adução deverá ser projetado para conduzir a descarga necessária para fornecer a potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extravasando o excesso de água.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações:

- dispensa estudos de regularização de vazões;
- dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor; e
- facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.

##### **PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO DIÁRIA DO RESERVATÓRIO**

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para suprir a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

##### **PCH DE ACUMULAÇÃO, COM REGULARIZAÇÃO MENSAL DO RESERVATÓRIO**

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

#### ***5.1.1.2. Centrais quanto ao sistema de adução***

Quanto ao sistema de adução, são considerados dois tipos de PCH:

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

Para sistema de adução longo, quando a inclinação da encosta e as condições de fundação forem favoráveis à construção de um canal, este tipo, em princípio, deverá ser a solução mais econômica. Para sistema de adução curto, a opção por tubulação única, para os trechos de baixa e alta pressão, deve ser estudada.

#### ***5.1.1.3. Centrais quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto***

As PCH podem ser ainda classificadas quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto, como mostrado na Tabela 8, considerando-se os dois parâmetros conjuntamente, uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação adequada.

Para as centrais com alta e média queda, onde existe um desnível natural elevado, a casa de força fica situada, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Conseqüentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa.

Para as centrais de baixa queda, todavia, a casa de força fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita através de uma tomada d'água incorporada ao barramento.

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - $H_d$ (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Tabela 8 - classificação das PCH quanto à potência e quanto à queda de projeto

Através da pesquisa e coleta de dados e o total entendimento das regras e necessidades para ser implantada uma PCH no Brasil dentro das especificações do MDL, será elaborado um protótipo de PCH com todas as características de um empreendimento em implantação e operação como: custos de implantação, custos de operação, financiamentos, receita advindas da geração de energia, duração do ciclo de implantação e operação, entre outros. A partir desse protótipo será inserido os dados inerentes ao MDL como: Aplicação da metodologia da linha de base do MDL; Ciclo de vida da atividade de projeto/período de crédito; Estimativa das reduções de GEE; Cálculos de RCEs e inserção dos créditos de carbono no ambiente do empreendimento.

Para tal é necessário cercar-se de informações sobre o setor elétrico Brasileiro, qual a sua legislação, direitos e deveres do empreendedor de geração de energia; sobre o mercado de energia no Brasil como funcionam os contratos de compra e venda. É necessário também entender quais as características de uma Pequena Central Hidrelétrica, quais as principais diferenças entre as PCHs e as Usinas Hidrelétricas de grande porte e quais as formas de financiamento disponíveis para esse tipo de empreendimento no Brasil. Então, consegue-se obter um panorama geral de como é inserida uma PCH no mercado Brasileiro.

### 5.1.2. Project Finance

A palavra *Project Finance* não tem tradução formal no Brasil e a tradução ao pé da letra, Projeto Financeiro, diz pouco sobre o que exatamente significa o termo. Independentemente de sua definição vamos nos próximos parágrafos delinear-la e a fim de criar subsídios na análise dos indicadores do próximo capítulo.

Segundo Finnerty (1998) a distinção entre as opções de investimento estruturadas sob a ótica convencional e a do *project finance* reside basicamente na criação da figura jurídica da entidade-projeto, distinta dos seus sócios, com tempo de vida distinta. A lógica das operações estruturadas em *project finance* incorpora em seu arcabouço a estrutura ótima da composição dos capitais, como fundamental para avaliar a viabilidade econômica e financeira do projeto, a partir do fluxo de caixa descontado, bem como, essencial para a estruturação das garantias, nas fases de construção e operação dos projetos.

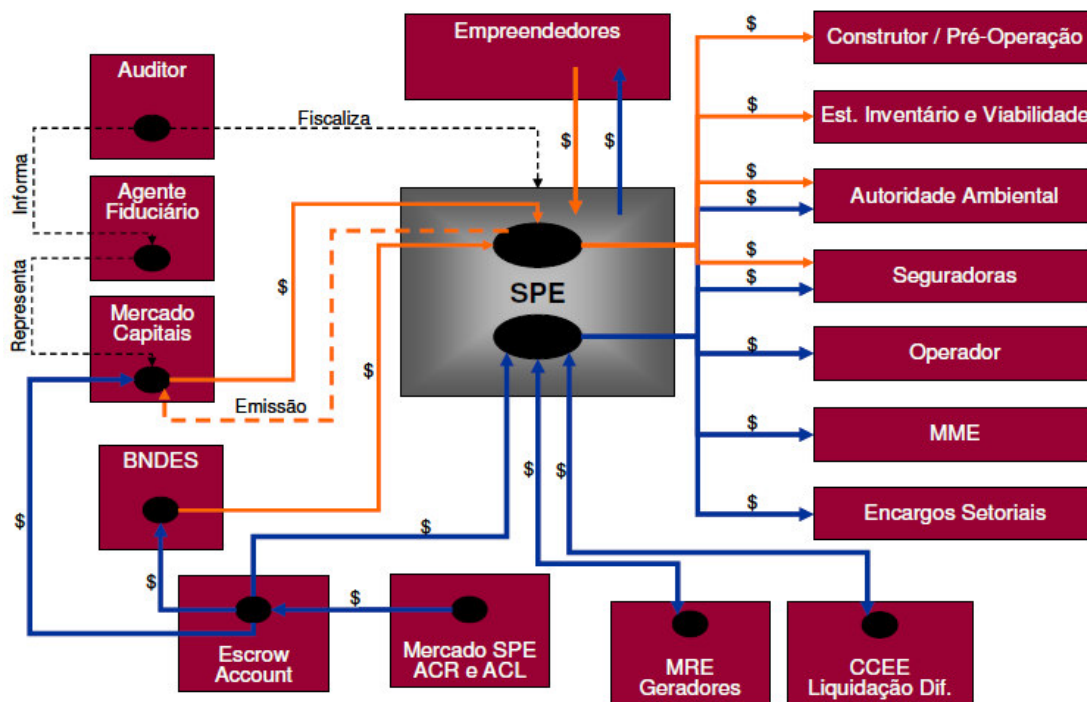
Neste trabalho, a proposta é criar um modelo de para verificar a validação do uso do crédito de carbono como forma de *funding* sob a ótica de *project finance*. Vale ressaltar que nesta modalidade os credores percebem o fluxo de caixa como a principal fonte de recursos para o pagamento dos financiamentos e, estes aportes advindos da negociação do crédito de carbono, será um novo item a contar na construção do fluxo de caixa. De acordo com Finnerty (1998), os vários fatores que possam afetar o fluxo de caixa do projeto são relevantes para avaliação da viabilidade de determinado projeto.

A Sociedade de Propósito Específico (SPE) é uma unidade econômica com propósitos específicos, segundo Borges (1999), constituída para segregar os fluxos de caixa, patrimônio e riscos do projeto. A SPE é criada com o “objetivo único de servir como um instrumento de fluxo de caixa de um projeto de investimento ou de captação, securitizando recebíveis e segregando o risco da sociedade originadora”. Rocha Lima (1999), entre as várias consequências geradas a partir da criação de uma SPE cita o seguinte: “isola a gestão e o risco da operação da concessão dos negócios ordinários dos sócios controladores” e vice-versa, “estabelece um período finito de vida para a empresa (o prazo de concessão)”, “concede a todos os agentes envolvidos com a concessão (a própria concessionária e sua administração, o poder concedente, os sócios controladores da SPE, os financiadores, os usuários, etc.) a

possibilidade de uma análise e acompanhamento do contrato de concessão de forma segregada de qualquer outro fator”.

- Distinção entre o fluxo de caixa e os ativos dos patrocinadores do projeto, caracterizando a separação dos investimentos.
- Relação entre riscos do projeto com o fluxo de caixa.
- Maior previsibilidade quanto ao retorno financeiro do projeto.
- Os acionistas possuem o controle sobre o destino do retorno de seus investimentos
- Compartilhamento e alocação de riscos entre as partes envolvidas.

A estrutura de *project finance* possibilita aos credores a tomada de medidas efetivas, em casos necessários, como por exemplo, riscos de operação e execução, para que o projeto não sofra solução de continuidade.



**Figura 5: Estrutura Genérica Project Finance.**  
Adaptado de Bonomi; Malvessi (2002)

A estrutura da Figura 5 tem por objetivo principal fundamentar os arranjos necessários como forma de viabilizar a participação dos sócios do projeto, bem como identificar e alocar os

riscos, os quais serão mitigados por meio de relações contratuais que serão estabelecidas. Estimados os riscos de um projeto, o financiador tem como elaborar e lançar mão de instrumentos que possam minimizar ou realocar tais riscos. Neste tipo de engenharia financeira é usual a ocorrência de substituição de parte das garantias reais por garantias de desempenho do projeto (*covenants*).

Nas operações estruturadas de longo prazo de infraestrutura (por exemplo, concessões), análises concentram-se em um primeiro momento no corporativo (*project finance -full recourse*) do empreendedor, ou seja, na capacidade de aporte dos sócios como forma de garantir a realização e execução do projeto (por exemplo, fase de construção de uma hidrelétrica). A passagem de uma operação com características *full recourse* para *non-recourse*, ou algo híbrido, é uma função do tempo e da performance do projeto.

Em *project finance*, a classificação dos riscos do projetos constitui-se em uma das primeiras etapas a serem realizadas. Ao se analisar determinado empreendimento sob a ótica de *project finance*, inicialmente identificam-se os riscos relativos ao projeto, formas de mitigação e alocação dos riscos, como descritos a seguir:

- IDENTIFICAÇÃO de todos os riscos relativos ao projeto
- MITIGAÇÃO – análise de cada risco que foi identificado com o objetivo e minimizá-lo
- ALOCAÇÃO de riscos do projeto de forma a distribuí-los entre os participantes por meio de cláusulas contratuais.

Uma vez identificados os riscos e as medidas mitigatórias, parte-se para a elaboração da estrutura de garantias. Em uma estrutura de financiamento realizado na modalidade *Project Finance*, são estabelecidos diversos mecanismos de controle do projeto, compreendendo um pacote de seguros para a fase de implantação e operação do projeto, vinculados à avaliação de viabilidade econômica do fluxo de caixa do projeto, elemento fundamental para a formatação do modelo de garantias incluindo *Covenants* e Contas Especiais de Garantia.

Ao se estruturar determinado projeto sob a ótica de *project finance* o planejamento se constitui em etapa necessária, porém não se traduz em garantia de seqüência de acordo com o que foi estabelecido no planejamento. Faz-se necessário o monitoramento contínuo dos

compromissos mapeados no planejamento. A identificação prévia dos riscos além de ser uma das características do *project finance* (Borges, 1999) e a definição das cláusulas de *covenants* funcionam como um mecanismo de autocontrole do projeto, objetivando a manutenção e a minimização de uma entropia negativa.

De acordo com Borges (1999), *covenant* “constitui no direito anglo-saxão, um compromisso ou promessa em qualquer contrato formal de dívida, reconhecido em lei, protegendo os interesses do credor e estabelecendo que determinados atos não devem ou devem cumprir-se, podendo ser traduzido como compromissos restritivos (*restrictive covenants*) ou obrigações de proteção (*protective covenants*)”.

As *covenants* são mecanismos de intervenção no projeto e tem por finalidade mitigar a insuficiência de garantias e fazer com que o que foi estabelecido no plano de ação seja cumprido para atingir de forma plena os objetivos estabelecidos para o projeto. Rocha Lima (1998) destaca que o estabelecimento das *covenants* tem como “objetivo somar-se às garantias formais, de modo a assegurar desempenho ao projeto permitindo a amortização do financiamento sem exposição a riscos monitorados”. Refletem os principais pontos identificados na análise dos riscos. As *covenants* são obrigações contratuais, consideradas como acessórias e que devem ser observadas pela SPE durante todo o período de financiamento obtido.

São restrições (obrigações de fazer e não fazer) que compreendem os aspectos operacionais, de investimentos, financeiros, tais como a limitação do grau de endividamento, impedimento para contrair novas obrigações e etc., socioambientais, desempenho operacional e controle acionário. O não cumprimento das cláusulas de *covenants* poderá implicar no vencimento antecipado do financiamento contratado.

Os investimentos na PCH em estudo serão segregados através de uma SPE, principalmente por ser uma exigência do BNDES, principal instituição financeira que fomenta o segmento, para a conceder o financiamento, porém, não serão desenvolvidas análises de qualidade dos indicadores de investimentos dos investidores e sim, da sociedade (SPE) como um todo.

## 5.2. Cálculos de RCEs Explicação da escolha da metodologia da linha de base

Os créditos de carbono são gerados de acordo com cada tipo de empreendimento e com a redução de GEE que esse empreendimento é capaz de gerar. Para isso, cada tipo de atividade prevista no MDL tem uma metodologia de cálculo de linha de base.

Hoje no Brasil são utilizadas duas metodologias para empreendimentos de geração de energia elétrica as metodologias ACM0002 e AMS-ID, com o objetivo de determinar o Fator de Emissão da Linha de Base do projeto de MDL. A metodologia ACM0002 é empregada em projetos de grande escala e a AMS-ID para projetos de pequena escala, porém, a classificação de pequena e grande escala é distinta entre o MDL e a ANEEL. Para o MDL os projetos de pequena escala podem chegar a 15MW de potencia instalada, já a PCH (Pequena Central Hidrelétrica classificada pela ANEEL como de pequena escala) pode chegar a 30MW de potencia instalada, então para a elaboração de um estudo de PCH qualquer umas das duas metodologias pode ser usada, porém para ser classificado como pequena escala nos dois órgãos reguladores, o protótipo da PCH terá 15MW de potência instalada e será utilizada a metodologia AMS-ID em anexo neste trabalho. A seguir, serão descritos os tópicos, e a explicação sobre o enquadramento da PCH respeitando as etapas descritas na metodologia AMS-ID.

### 5.2.1. Aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento

#### i. Título e referência da metodologia de linha de base e monitoramento aprovada aplicada para a atividade de projeto de pequena escala:

- A metodologia de linha de base e monitoramento aplicada para esta atividade de projeto é a AMS-I. D – *Geração de eletricidade renovável conectada a rede – versão 16*<sup>16</sup>.
- A ferramenta metodológica referenciada para esta metodologia é a “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” – versão 02<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> AMS-I.D: Grid connected renewable electricity generation

## **ii. Justificativa da escolha da categoria da atividade de projeto:**

A metodologia selecionada para esta atividade de projeto é a AMS-I.D, conforme citação na **seção 1.**, sendo que as atividades de projeto se enquadram dentro do escopo setorial 01 (hum) que atendem projetos de geração de energia renovável, já que o projeto utiliza energia hidroelétrica para gerar energia elétrica.

Por se tratar de projetos de Centrais Geradoras Hidrelétricas, as atividades de projeto não consistem em um sistema conjugado de calor e energia (co-geração). Características da atividade de projeto:

- Implantação de usinas de geração de energia elétrica movidas a combustíveis renováveis (fonte hídrica). Portanto o projeto é definido como do **Tipo 1**;
- A energia elétrica gerada pela PCH será exportada para o Sistema Interligado Nacional, denominado SIN. Portanto o projeto é enquadrado na categoria **I.D. - Projetos de geração de eletricidade conectada a rede**;
- A capacidade instalada total das atividades de projeto é de 15.000 KW. Portanto o projeto é qualificado como atividades de projeto de pequena escala por não exceder uma capacidade instalada total de 15 MW.

## **iii. Descrição da fronteira do projeto:**

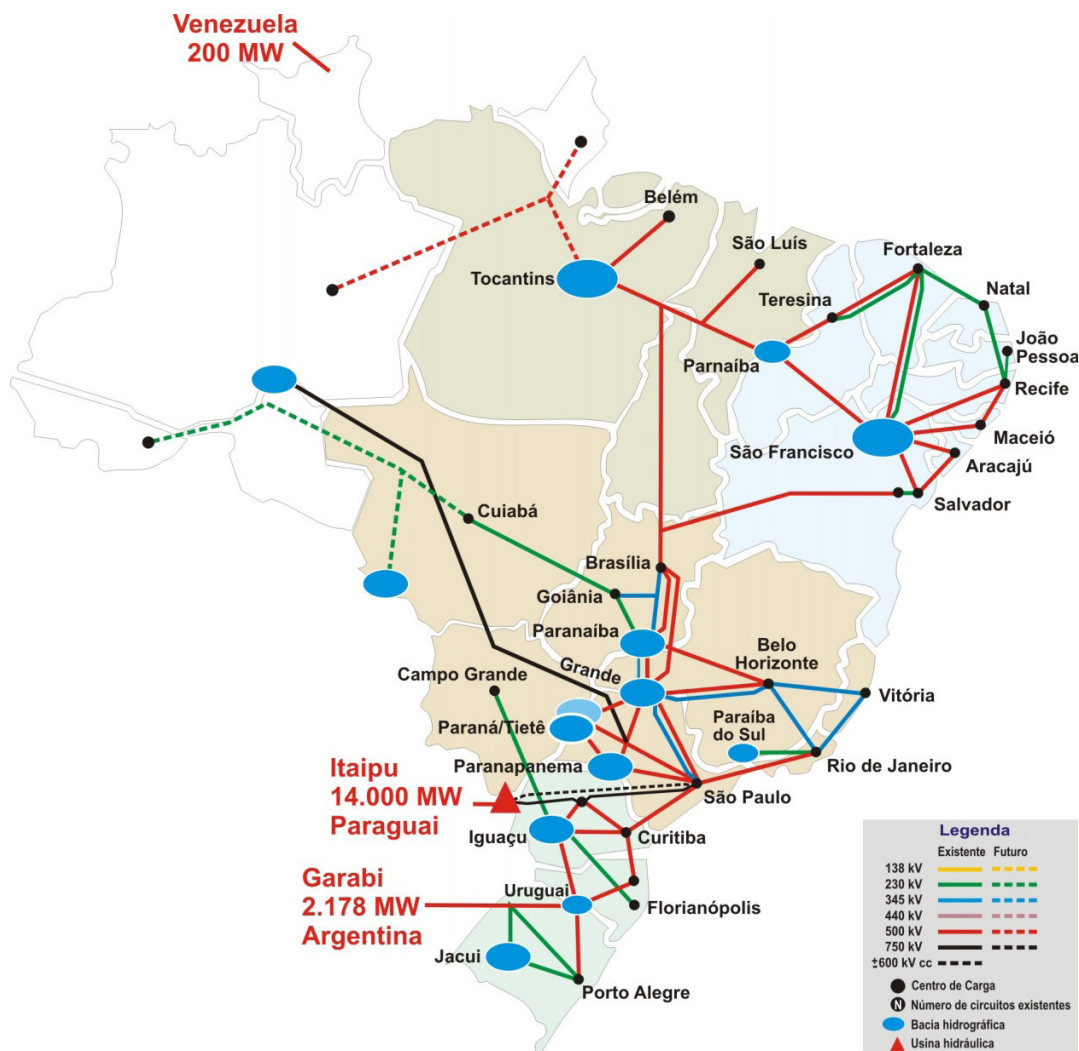
O limite do projeto compreende a área física, geográfica, da fonte de geração de energia renovável sendo que a extensão espacial do limite do projeto abrange a área do projeto e todas as usinas fisicamente conectadas ao sistema de eletricidade ao qual a usina do projeto no âmbito do MDL esteja conectada.

O Brasil está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Como mostra a figura 6. A maior parte da população concentra-se nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em dois subsistemas. A expansão de energia se concentrou em duas áreas específicas, sendo elas: Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

---

<sup>17</sup> Tool to calculate the emission factor for an electricity system

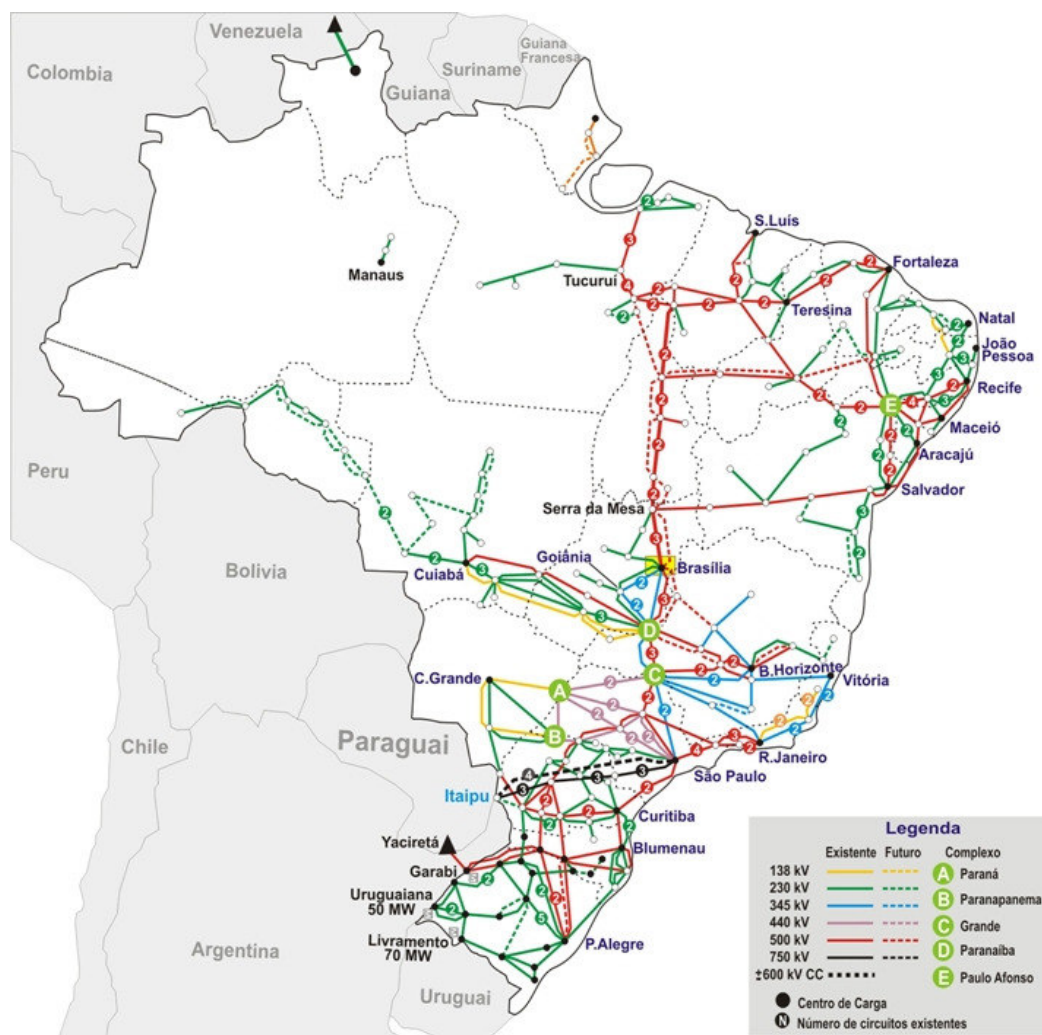
O Sistema Interligado Nacional, denominado de SIN, é formado pelas instalações das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região Amazônica.



**Figura 6: Sistema de Transmissão Nacional dividido em macrorregiões.**  
(Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS)

A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC em sua 43ª Reunião, no dia 29 de abril de 2008, decidiu pela adoção de um **Único Sistema** como padrão para projetos de MDL que utilizem a ferramenta de cálculo dos fatores de emissão associada à metodologia ACM0002 e a AMS-ID para estimar suas reduções de emissão de gases de efeito estufa. A justificativa da decisão é que as restrições de transmissão existentes atualmente entre os

submercados do SIN não são suficientes para diminuir substancialmente o benefício global do projeto, em função da região em que seja implantado. Como é detalhado na figura 7, a maior concentração de usinas estão localizadas nas regiões sul e sudeste, e principalmente por ser também o maior centro de consumo, assim, para estimar a linha e base das emissões, o método que utiliza as macrorregiões separadamente é frágil, tendo maior confiabilidade aquele que utiliza todo o sistema integrado do Brasil o SIN.



**Figura 7 Sistema de Transmissão 2009-2012**  
(fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS)

Parte da eletricidade consumida no país é importada de outros países, entre eles Argentina, Paraguai e Uruguai. No entanto a energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo de linha da base, pois fornecem uma parte muito pequena da

eletricidade consumida no Brasil como mostra o histórico desde fornecimento, como por exemplo, em 2003, apenas 0.1% da energia consumida no Brasil foi importada destes países e em 2004 onde o Brasil exportou energia para Argentina devido ao período de escassez que esse país atravessava.

#### iv. **Descrição da linha de base e seu desenvolvimento:**

Para se estimar o cenário de linha de base para a atividade de projeto é considerada toda a eletricidade despachada para a rede, neste caso o Sistema Interligado Nacional, pela usinas em operação, esse mix de geração compõe um cenário onde a energia é produzida como também os gases de efeito estufa são emitidos. Assim, é somado a esse cenário a produção da energia da nova usina e a emissão de GEE são calculadas de acordo com o mix atual. Esses cálculos estão refletidos na margem combinada (MC) calculadas de acordo com a “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para o sistema elétrico*” pelo Ministério de Minas e Energia no Brasil e serão descritos adiante no capítulo 6.

Na ausência das atividades de projeto a energia continuaria a ser gerada pelo mix atual de geração existente, neste caso teríamos a emissão de gases de efeito estufa provenientes das termelétricas movidas a combustíveis fósseis que estão conectadas no sistema elétrico brasileiro, uma vez que as usinas movidas a combustíveis fósseis representam 16,45% de toda a energia gerada no Brasil, segundo informação da matriz de energia elétrica disponibilizada pela ANEEL<sup>18</sup>. Com a implementação do projeto de uma nova PCH tem-se a redução de emissão de gases de efeito estufa pelo deslocamento de fontes movidas a combustíveis fósseis, representadas pelas termelétricas movidas a carvão mineral, gás natural e petróleo.

As alternativas consideradas para a atividade de projeto são:

- **Cenário 1:** Continuação da situação atual, onde a eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração do Sistema Interligado Nacional, onde teríamos o atual pool de geração no qual as usinas movidas a combustíveis fósseis representam 16,45%.

---

<sup>18</sup> Matriz de Energia Elétrica

- **Cenário 2:** Implementação da atividade de projeto sem considerar o MDL, onde teríamos a implementação de uma usina de fonte renovável com capacidade total instalada de 15.000 kW sem considerar as receitas do MDL. Esse cenário apresenta barreiras de implementação e serão demonstradas a seguir.
- **Cenário 3:** Implementação de uma usina de geração de energia movida a combustível fóssil com capacidade instalada de 15.000 kW, conectada ao Sistema Interligado Nacional.

Todas as três alternativas ao cenário de linha de base estão de acordo com os requisitos legais ou regulatórios.

A alternativa para o projeto proposto seria a **alternativa 1**, no qual continuaríamos com a situação atual, onde teríamos o desenvolvimento de projetos de usinas hidrelétricas de grande porte, que causam grandes impactos ambientais por conta da necessidade do represamento de um volume grande de água e o desenvolvimento de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis emitindo grandes quantidades de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

De acordo com a regulação do sistema elétrico e as condições de mercado, atualmente é mais fácil e rápido instalar uma central termelétrica do que uma hidrelétrica no Brasil, portanto a geração de energia elétrica através de uma usina termelétrica é uma alternativa viável então, o cenário 3 poderia ser utilizado para o estudo da linha de base do projeto.

De acordo com a metodologia de linha de base **AMS-ID**, as emissões de linha de base são definidas como o produto da energia elétrica de linha de base EGBL,y, expressas em MWh de eletricidade produzida pelas atividades do projeto, multiplicados por um fator de emissão, expressos em t CO<sub>2</sub>e/MWh. Sendo que o cálculo do fator de emissão é calculado de uma maneira transparente e conservadora como:

- a) Uma margem combinada (MC), que consiste na combinação da margem de operação (MO) e da margem de construção (MCt) de acordo com os procedimentos prescritos na *“Ferramenta para cálculo do Fator de Emissão para um sistema elétrico”*. ou,

- b) A média ponderada das emissões (em kg CO<sub>2</sub>e/kWh) do mix de geração atual. Os dados do ano no qual a geração dos projetos ocorre devem ser utilizadas.

A opção (a) foi selecionada para estas atividades de projeto.

De acordo com o Anexo A – “*Indicativo de metodologia simplificada de linha de base e monitoramento para uma categoria de atividade de projeto de MDL de pequena escala selecionada*”, os participantes do projeto deverão fornecer uma explicação para demonstrar que a atividade de projeto não ocorreria devido a pelo menos uma das barreiras que seguem abaixo:

- (a) **Barreiras de investimento:** a alternativa mais viável financeiramente para a atividade de projeto que influenciaria para uma maior emissão;
- (b) **Barreiras tecnológicas:** a alternativa menos avançada tecnologicamente para a atividade de projeto que envolva riscos menores devido as incertezas de desempenho ou baixa participação de mercado da nova tecnologia adotada para a atividade de projeto e que influenciaria para uma maior emissão;
- (c) **Barreiras devido a praticas comum:** prática comum ou políticas e regulamentações existentes que influenciariam a implementação da tecnologia com uma maior emissão;
- (d) **Outras barreiras:** a ausência da atividade de projeto, por outra razão específica identificada pelo participante do projeto, tais como barreiras institucionais ou informações limitadas, recursos gerenciais, capacidade organizacional, recursos financeiros, ou capacidade para implementar novas tecnologias, levariam a uma maior emissão.

Com a explicação de pelo menos uma barreira se demonstra a adicionalidade do projeto. Nos documentos de concepção do Projeto (DCP) de MDL no Brasil foi verificada a presença de duas alternativas escolhidas pelos proponentes que seriam a (a) barreira de investimento e (c) Barreiras devido a pratica comum.

Após os resultados obtidos pelo protótipo da PCH em estudo, são discutidas quais as barreiras o empreendimento enfrentaria se não houvesse a atividade do projeto de MDL.

## **6. PROTOTIPO DE PEQUENA CENTRAL HIDRELETRICA: ANÁLISE DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO**

### **6.1. Análise da Qualidade do Investimento – abordagem metodológica**

O objetivo deste capítulo é gerar através da criação de um protótipo, um conjunto de indicadores que permita, ao investidor, reconhecer a qualidade do investimento em um empreendimento de geração de energia hidrelétrica do tipo PCH. O conjunto de indicadores gerados em uma análise da qualidade do investimento compõe a base de informação necessária para a tomada de decisão do empreendedor. De acordo com Alencar (1998) os indicadores devem permitir ao empreendedor ou investidor, decidir por fazer ou não o investimento. A decisão de fazer será tomada a partir do entendimento do decisor de que o binômio - indicadores da qualidade econômica versus risco associado resultante da análise é satisfatório, relativamente a alternativas de investimento presentes no seu ambiente.

Aguiar (2007) relata que os indicadores da qualidade do investimento devem permitir ao empreendedor enxergar o desempenho do empreendimento segundo três aspectos:

- i) capacidade de sustentação de sua equação de fundos;
- ii) velocidade e grau de remuneração oferecido aos recursos imobilizados na sua implantação e
- iii) segurança, ou medida da capacidade do empreendimento de manter seu desempenho econômico-financeiro preso às expectativas de comportamento que sustentaram a decisão de investir.

Os indicadores da qualidade serão gerados a partir da simulação do conjunto de transações financeiras que caracterizam os ciclos de implantação e operacional do empreendimento, tendo como base os conceitos do Sistema de Informação para a Construção Civil (ROCHA LIMA JR., 1998) e os conceitos descritos no livro “Real Estate Fundamentos para a Análise

de Investimentos” (ROCHA LIMA JR., ALENCAR, MONETTI, 2011), e seguirão as etapas abaixo sintetizadas:

1. Construção de um Modelo Matemático, que simula as transações financeiras verificadas no ambiente do empreendimento, dentro de um determinado horizonte de análise.
2. Introdução, no modelo, do Cenário Referencial. No cenário referencial, são parametrizadas variáveis de comportamento do empreendimento e de seu ambiente. O cenário referencial deve conter a melhor expectativa do planejador, do ponto de vista da qualidade e sustentação da informação. As variáveis são definidas, no cenário referencial, como valores discretos.
3. Extração dos Indicadores da Qualidade do investimento, no cenário referencial. Os indicadores serão calculados com base no fluxo de Investimento versus Retorno do empreendedor e deverão mostrar a exposição do empreendedor no empreendimento, o grau e a velocidade de remuneração dos recursos imobilizados em sua implantação.
4. Análise de Risco. A análise de riscos consiste na identificação do nível de desvio dos indicadores da qualidade, para a hipótese de que o comportamento das variáveis, do sistema empreendimento como do seu ambiente, fujam das expectativas lançadas no cenário referencial, porque ocorrem distúrbios de comportamento, ou conturbações no ambiente (ROCHA LIMA JR., ALENCAR, MONETTI, 2011).

As simulações realizadas no ambiente do empreendimento, para análise da qualidade terão com base um empreendimento protótipo. As análises poderiam ser realizadas através do estudo de caso, com amostra de um ou mais elementos, porém, há a possibilidade de extrair da análise vieses que pudessem remontar para características peculiares de um único elemento e na verdade, a proposta é retratar características de uma amostra representativa dos empreendimentos deste segmento.

Como a proposta consiste em qualificar o investimento no setor e não em um empreendimento em específico, optou-se pela construção de um protótipo, cuja formatação deve conter parâmetros representativos do espectro de empreendimentos hidrelétricos do tipo PCH concedidos no Brasil, nos leilões de energia realizados em fev/2006 e dez/2009 por empreendimentos participantes do PROINFA.

O empreendimento protótipo nesta dissertação retrata as características dos empreendimentos hidrelétricos concedidos pelo MME nos leilões realizados após a publicação da lei 10.848 e dos decretos 5.16, 5.025 e 5.882 que regulamentam a criação e implantação do PROINFA. Os parâmetros extraídos da amostra de empreendimentos concedidos nos últimos leilões foram a base para arbitragem dos valores de energia assegurada, custos de implantação, preço e quantidade de energia destinada à comercialização no ACR.

Além das informações referentes à geração e comercialização de energia extraídas dos empreendimentos em funcionamento do Brasil, os parâmetros de geração e comercialização de crédito de carbono (RCEs), também serão extraídos dos empreendimentos que fizerem parte do MDL no Brasil.

É importante ressaltar, que o intuito do trabalho é apresentar o protótipo adotado para os empreendimentos de geração de energia, para analisar a viabilidade da utilização do crédito de carbono como forma de *funding* para empreendimentos do tipo PCH.

## **6.2. Características Gerais do Empreendimento Protótipo**

O desenho do empreendimento protótipo, com a arbitragem dos parâmetros que compõem o cenário referencial, seguirá a ordenação temporal, composta pelo ciclo de formatação, ciclo de implantação e ciclo operacional.

O horizonte de análise será de 20 anos, o prazo do contrato de compra firmado entre o empreendedor e a ELETROBRÁS, que será contado a partir da data planejada da operação comercial já definida no respectivo contrato, conforme descrito no ART. 8º §1º da Lei 5.025 de 2004.

Do período compreendido entre o início do empreendimento e a ratificação do contrato e a plena operação do empreendimento, cerca de um ano é destinado ao desenvolvimento do projeto básico do empreendimento, detalhamento dos projetos de controle ambiental e implantação das primeiras recomendações dispostas no EIA/RIMA, com vistas à obtenção da

licença de instalação, que autoriza o início das obras de implantação e é necessária para a seleção do empreendimento no PROINFA, de acordo com o ART 3º de Lei 10.838 de 2002.

De acordo com Artigiani (2009) foi constatado que o processo de licenciamento ambiental no Brasil pode sofrer atrasos que interferem diretamente na operação do empreendimento, uma vez que essa só terá início após todas as licenças emitidas. Então, nas análises de risco serão considerados possíveis atrasos, verificando qual a interferência destes nos indicadores da qualidade do empreendimento. É importante ressaltar que para participar do processo de seleção do PROINFA, é necessário primeiramente ter obtido a licença de Instalação do empreendimento. Desta forma, as obras são efetivamente iniciadas no segundo ano do horizonte de análise.

Admitiu-se cronograma total de implantação com duração de 36 meses, 12 meses para desenvolvimento do projeto básico da usina e obtenção da licença de instalação e 24 meses, de obra civil e instalação de equipamentos eletromecânicos.

As pequenas centrais hidrelétricas, de acordo com a Eletrobrás tiveram modificações em sua conceituação e uma delas é quanto ao aumento da potência instalada, antes limitada em 10 MW, e agora estendida a 30 MW, em condições prefixadas em lei. Para a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima os projetos não florestais de pequena escala, onde se enquadram as PCHs, são consideradas com até 15MW de potência instalada

Para este estudo serão consideradas para elaboração do protótipo de Pequena Central Hidrelétrica, as seguintes características:

- 15MW de potência instalada (projetos não florestais de pequena escala, MDL);
- Custo de instalação e construção de R\$ 6.000 mil da base de jan. 2011/MW instalado.

O custo de implantação foi arbitrado tendo como base as informações disponibilizadas no Documento de Concepção do Projeto da PCH Serra dos Cavalinhos de novembro de 2010<sup>19</sup>, onde os custos esperados para a implantação do projeto é de R\$ 6.037 mil por MW instalado, porém é relatada a comparação com outras PCHs já construídas e com os respectivos custos conhecidos, quais sejam: PCH Santana I, Projeto Hidrelétrico São Domingos II, Rialma

---

<sup>19</sup> DCP disponibilizado no site da UNFCCC;<<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>

Companhia Energética II S/A, PCH Santa Edwiges III, PCH Primavera, PCH Saldanha, PCH Piedade e PCH Paraíso, onde o custo do investimento médio é de R\$5.749mil/ MW instalado, calculados no mês de fevereiro de 2010, assim, corrigido pelo índice de inflação IPCA para janeiro de 2011, o valor aproximado é de R\$ 6.000 mil da base de jan/11.

### **6.3. Inserção de Mercado do Empreendimento**

No cenário referencial, a energia assegurada é igual à capacidade mínima de geração de energia da usina, uma vez que essa é calculada pela ANEEL prevendo as oscilações do sistema hídrico, a fim de garantir que o risco de estiagem não afete bruscamente os contratos de pagamento total da energia assegurada.

A receita anual do produtor de energia será calculada com base na energia de referência de seu empreendimento, homologada pela ANEEL. Esta receita será corrigida de acordo com o seguinte método:

- A ELETROBRÁS contabilizará, para cada central geradora, a variação mensal entre o montante de energia contratado e o montante de energia efetivamente gerado, referidos ao centro de gravidade do SIN;
- A diferença mensalmente apurada para cada central será compensada anualmente, nos pagamentos subsequentes a serem realizados pela ELETROBRÁS.

Ou seja, a receita de venda da energia assegurada será inserida no empreendimento de forma uniforme por toda a vida útil do contrato de 30 anos.

A energia comercializada na ACR será de R\$ 142 base jan-11/MWh, em alusão ao preço obtido para energia gerada a partir de PCH no 2º Leilão de Fontes Alternativas (Edital nº 07/2010) - Resultado Final fornecidos pela EPE, como segue tabela 9 abaixo. O preço de energia será reajustado anualmente respeitando a evolução do IPCA.

Neste trabalho será considerado que será celebrado um contrato de comercialização (CCEAR), da energia gerada por Fonte Hidroelétrica (PCH), e foi estipulado um prazo de duração de 30 anos e preço equivalente ao preço médio dos contratos celebrados, conforme os contratos firmados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a partir deste leilão descrito acima, e demonstrados na tabela 9 abaixo.



#### Leilões de Fontes Alternativas 2010 – resultado final:

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Energia negociada (MWh médios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	70	2.047,8	190,6	130,86
Biomassa	12	712,9	899	144,20
PCH	7	131,5	69,8	141,93
<b>TOTAL</b>	<b>89</b>	<b>2.892,2</b>	<b>1.159,4</b>	<b>133,56</b>

Tabela 9: Leilões de Fontes Alternativas no Brasil – Fonte: EPE<sup>20</sup>

#### 6.4. Contas de Implantação do Empreendimento

As contas do período de implantação serão divididas em dois grupos: despesas pré-operacionais e custos de obra.

As despesas pré-operacionais reúnem as contas com estudos, consultorias, seguros, despesas legais, programas ambientais e despesas administrativas da SPE no período de implantação. De acordo com Aguiar (2007) nos custos de obra estão considerados os custos associados diretamente à construção e estão divididos em quatro grupos: projeto e engenharia, obras civis, *procurement* – conta que abarca os custos das atividades de compra, inspeção, diligenciamento, recebimento, manuseio, montagem e instalação de equipamentos eletromecânicos - e sistema de transmissão – em referência à subestação e linha de transmissão de uso restrito da central geradora. Serão considerados juntamente com as

<sup>20</sup> <http://smartgridnews.com.br/leiloes-de-fontes-alternativas-no-brasil/>

despesas pré-operacionais os custos para a certificação do empreendimento no MDL de acordo com UNDP (2006).

Como descrito anteriormente o custo de implantação de uma PCH é de R\$6.000 base jan-11/MW instalado, assim fica definido como parâmetro para o total das contas do período de implantação. Deste total, 10% foram considerados despesas pré-operacionais e, o restante, custos de obra. As despesas pré-operacionais estão distribuídas de forma concentrada no primeiro ano de análise. Os custos de obra, por sua vez, estão divididos entre os 2 anos de construção, uma vez que a análise será realizada ano a ano e o cronograma de obra é curto, fica irrelevante concentrar os custos de implantação em períodos intermediários como é realizado em análise de Grandes Centrais Geradoras de Energia Elétrica.

Geração de Energia Elétrica - PCH - Empreendimento Protótipo		
Custo do Empreendimento		
Cenário Referencial		
pré-operacionais	10%	12 Meses
custos de obra	90%	24 Meses
potência instalada	15 MW	
custo	6.000,00	R\$ mil base jan-11 mil/MW
custo total	(90.000,00)	R\$ mil base jan-11

Tabela 10: Custos Dos Empreendimentos

O Índice Setorial da Construção (ISC) será como índice de evolução dos custos de implantação.

### 6.5. *Funding* do Empreendimento

A equação de fundos do empreendimento será composta por recursos provenientes de quatro fontes distintas, a saber:

- i. recursos próprios do empreendedor a serem aportados no empreendimento via conta de capital;

- ii. recursos do programa de financiamento a empreendimentos do BNDES;
- iii. recursos captados via geração e comercialização de créditos de carbono (RCEs);
- iv. recursos gerados na operação do empreendimento;

#### **6.5.1. Recursos Próprios**

O capital aportado pelo empreendedor no empreendimento será equivalente ao volume de recursos necessário para fechar a equação de fundos do empreendimento, após ingresso dos recursos provenientes das fontes (ii), (iii) e (iv).

A totalidade das despesas pré-operacionais, bem como o montante de recursos para fechar a equação de fundos do empreendimento, no ciclo de implantação, provêm do empreendedor e, em pequena monta, da operação do empreendimento. Porém, definida a forma de comercialização das RCEs, os recursos provenientes dessa negociação podem ser aportados ao empreendimento anteriormente a sua real emissão.

#### **6.5.2. Recursos do Financiamento BNDES**

O financiamento através dos recursos do BNDES se dá pelo Apoio a investimentos em projetos de geração de energia através de fontes alternativas. Nos casos de PCH e energia eólica as empresas postulantes ao apoio financeiro do BNDES deverão ser Sociedades de Propósito Específico – SPEs e constituídas sob a forma de Sociedades Anônimas.

A participação do BNDES é de até 80% dos itens financiáveis, o que significa que o apoio do BNDES às concessionárias de geração hidrelétrica pode cobrir até aproximadamente, 80% do orçamento de implantação. Neste trabalho foi considerado um financiamento de 70% dos itens financiáveis, ou seja, 70% do custo de obras e equipamentos para a implantação da PCH.

O crédito divide-se entre as modalidades direta e indireta na proporção de 50%. Com a Taxa de Juros composta por custo financeiro acrescido de remuneração total do BNDES e da remuneração do agente (no apoio indireto):

- Apoio Direto: TJLP + 2,5% a.a.
- Apoio Indireto: TJLP + 1% a.a. (dispensa da taxa de intermediação financeira) + remuneração do Agente (a ser negociado)

As condições do financiamento provido pelo BNDES estão previstas em contrato de concessão de crédito, tratado entre a SPE e o BNDES, que, entre outros, estabelece período de carência para pagamento de juros e principal de seis meses, após a entrada em operação comercial da primeira unidade de geração, e período de amortização de 16 anos.

Como garantia do pagamento da dívida, o banco exige:

- i. Hipoteca do imóvel onde se localiza o empreendimento financiado.
- ii. Fiança do(s) controlador (es) da Beneficiária; e
- iii. CCVE assinado com a Eletrobrás, com cláusula de garantia de pagamento de 70% de faturamento mínimo mensal referente à energia de referência aprovada pela ANEEL ao preço de referência definido pelo MME, independentemente de recebimento pela Eletrobrás de recursos da Conta PROINFA e sem incidência das disposições relativas à variação de energia gerada pelo produtor; e
- iv. Penhor das ações da Beneficiária; e
- v. Penhor dos direitos emergentes da concessão ou autorização e reserva de meios de pagamento; e
- vi. Índice de cobertura do serviço da dívida superior a 1,2 aferido anualmente conforme modelo definido no Anexo II; e
- vii. Alienação fiduciária dos equipamentos e garantia real dos bens relacionados ao projeto; e
- viii. Seguro do empreendimento com cláusula beneficiária para o Banco; e
- ix. Contratos relacionados ao projeto, além do CCVE, deverão ser objeto de penhor ao BNDES; e
- x. Conta Reserva com saldo suficiente para a quitação de, no mínimo, 3 meses de serviço da dívida incluindo pagamentos de principal e juros.

As regras para a criação da Conta Reserva, utilizadas na elaboração do protótipo da PCH, de acordo com o BNDES<sup>21</sup>, estão elencadas a seguir:

- a conta reserva se aplica normalmente a operações de financiamento de projetos de infraestrutura, as quais são estruturadas na forma de *Project finance*;
- normalmente o valor mínimo de recursos a serem mantidos nessa conta reserva é o equivalente a três prestações mensais do serviço da dívida (amortização + juros). Eventualmente, dependendo do perfil de risco do projeto e/ou de seus empreendedores, pode ser estabelecido um valor maior a ser mantido na conta reserva como seis prestações mensais do serviço da dívida;
- como as operações de financiamento em questão se aplicam a projetos implantados e operados por sociedades de propósito específico (SPE), que só passam a auferir receita quando o projeto entra em operação comercial, o financiamento é estruturado com um prazo de carência de até seis meses após a data prevista para o projeto entrar em operação comercial. A conta reserva é preenchida durante esse prazo de carência.
- a conta reserva é mantida durante todo o prazo do financiamento e o valor a ser mantido nessa conta tende a se reduzir, uma vez que é função do valor das prestações do financiamento, que são decrescentes.
- a conta só é utilizada em situações de eventual falta momentânea de recursos por parte da empresa financiada, para o pagamento do serviço da dívida; e seu valor mínimo deve ser recomposto logo em seguida, com o fluxo de receitas da empresa financiada.

---

<sup>21</sup> Consulta realizada através do acesso à página da internet “Fale conosco” da Central de Atendimento do BNDES

Geração de Energia Elétrica - PCH - Empreendimento Protótipo		
Funding - BNDES		
Cenário Referencial		
Total de Crédito	70%	Dos itens financiáveis
Prazo de Carência	6	meses
Prazo de Amortização	16	anos
Custo do financiamento		
OP. Direta/ Op. Indireta	50%/50%	
Taxa Básica – TJLP	6%	ao ano
Spread BNDES Op. Direta	2,50%	ao ano
Spread BNDES Op. Indireta	1,00%	ao ano
Spread agente repassador	1,5%	
Outras condições		
Conta reserva	3	meses da dívida
Índice de cobertura do serviço da Dívida	1,2	

**Tabela 11: Funding - BNDES**

### 6.5.3. Créditos de Carbono

Uma vez reconhecidos os parâmetros descritos anteriormente, a próxima etapa consiste em determinar o Fator de Emissão da Linha de Base do projeto MDL.

#### 6.5.3.1. Cálculo das Reduções de emissão: abordagem metodológica:

De acordo com a metodologia de linha de base e monitoramento para atividades de projeto de pequena escala AMS-I.D. – versão 16 e a *Ferramenta para o cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico* (versão 02), as emissões de linha de base são o produto da energia elétrica de linha de base ( $EG_{LB,y}$ ) expressos em MWh de eletricidade produzida pelas atividades de projeto, multiplicados por um fator de emissão, conforme a expressão (1) abaixo:

$$EB_Y = EG_{LB,y} * FE_{CO_2} \quad (2)$$

Onde:

$EB_y$	Emissões de linha de base no ano $y$ (t CO <sub>2</sub> e/ano) ;
$EG_{LB, y}$	Eletricidade gerada de linha de base no ano $y$ (MWh);
$FE_{CO_2}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> no ano $y$ (t CO <sub>2</sub> e/MWh).

Calculando o  $FE_{CO_2}$ :

Utilizando a *Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico – versão 02* tem-se que o fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada é uma combinação do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de operação (MO) e do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem de construção (MCT). Os passos necessários são:

**PASSO 1: Identificar o sistema elétrico relevante:** As atividades de projeto propostas gerarão energia renovável para o Sistema Interligado Nacional. Conforme orientação da Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico, é utilizada a delimitação do sistema de eletricidade do projeto divulgada pela Autoridade Nacional Designada. De acordo com a Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, em sua 43ª Reunião, no dia 29 de abril de 2008. Após análise dos resultados do Grupo de Trabalho, decidiu-se pela adoção de um ÚNICO SISTEMA como padrão para projetos de MDL que utilizem a ferramenta de cálculo dos fatores de emissão associada à metodologia ACM0002 para estimar suas reduções de emissão de gases de efeito estufa. Portanto são utilizados os fatores de emissão do Sistema Interligado Nacional pela AND, como um sistema único.

**PASSO 2: Escolher a inclusão das plantas de geração fora do sistema no sistema elétrico do projeto (opcional):** Esse passo não será utilizado para estas atividades desse projeto.

**PASSO 3: Selecionar o método da margem de operação (MO):** O cálculo do fator de emissão da margem de operação ( $FE_{rede, MO-DD, y}$ ) é baseada em um dos seguintes métodos:

- (a) MO simples, ou
- (b) MO ajustada, ou

- (c) Análise dos dados de despacho da MO, ou
- (d) MO média.

O método selecionado conforme descrito no passo 1 é o item (c) Análise dos dados de despacho da MO que são divulgados pela Autoridade Nacional Designada. Para a análise dos dados de despacho da MO, deverá ser utilizado o ano no qual a atividade de projeto despacha eletricidade para a rede elétrica e o fator de emissão deverá ser atualizado anualmente durante a fase de monitoramento.

**PASSO 4: Calcular o fator de emissão da margem de operação (MO) de acordo com o método selecionado:** O método de análise dos dados de despacho para cálculo do fator de emissão da MO ( $FE_{rede, MO-DD,y}$ ) é baseado nas usinas que estão em produção atualmente durante cada hora  $h$  onde o projeto está despachando eletricidade. Essa abordagem não é aplicável para dados históricos e, assim, é necessário o monitoramento anual do fator de emissão da Margem de Operação que é calculado conforme a expressão (2) abaixo:

$$FE_{rede,MO-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} * FE_{UG,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad (3)$$

Onde:

$FE_{rede,MO-DD,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano $y$ (t CO <sub>2</sub> /MWh médios);
$EG_{PJ,h}$	Eletricidade despachada pelas atividades de projeto na hora $h$ do ano $y$ (MWh médios);
$FE_{UG,DD,h}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> para as unidades de geração que estão no topo da ordem de despacho na hora $h$ no ano $y$ (t CO <sub>2</sub> e/MWh médios);
$EG_{PJ,y}$	Total de eletricidade despachada pela atividade de projeto no ano $y$ (MWh médios);
$h$	horas no ano $y$ em que a atividade de projeto está despachando eletricidade para a rede;
$y$	ano em que a atividade de projeto está despachando eletricidade para a rede.

Conforme orientação da Autoridade Nacional Designada, os valores do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para as usinas que estão no topo da ordem de despacho na hora  $h$  no ano  $y$  são fornecidos através de publicação no site da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima e serão utilizados neste protótipo.

Serão utilizados os dados mais recentes disponíveis na data de desenvolvimento do Documento de Concepção de Projeto. Esses valores serão atualizados anualmente durante o monitoramento.

**PASSO 5: Identificar o conjunto de usinas que serão incluídas na margem de construção**

**(MB):** O grupo de amostras de usinas  $m$  usadas para calcular a margem de operação consiste em um dos itens abaixo:

- (a) O grupo de 5 (cinco) usinas similares que foram construídas mais recentemente, ou
- (b) O grupo de usinas similares que aumentaram a capacidade no sistema elétrico que compreendem 20% da geração do sistema (em MWh médios) e que foram construídas mais recentemente.

Para os cálculos deverá ser utilizado o grupo de unidades similares de geração que compreendem a maior geração anual. De maneira geral, usinas são consideradas como tendo sido construídas no momento em que começaram a fornecer eletricidade para a rede. Esse passo foi desenvolvido pela Autoridade Nacional Designada em conjunto com o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Portanto, a linha de base para esta atividade de projeto é a margem combinada para o Sistema Único definido pela Autoridade Nacional Designada calculada de acordo com a ferramenta metodológica citada acima, considerando a Análise dos dados de despacho do ano base de 2008, cujos valores estão disponibilizados no site do Ministério de Ciência e Tecnologia.

**PASSO 6: Calcular o fator de emissão da margem de construção (MCt):**

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado (tCO<sub>2</sub>/MWh médios) de todas as unidades de geração  $m$  durante o ano mais recente  $y$  para o qual os dados de geração das usinas estão disponíveis, calculados conforme a expressão (3) abaixo:

$$FE_{rede,MCt,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * FE_{UG,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (4)$$

Onde:

$FE_{rede,MCt,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO <sub>2</sub> /MWh médios);
$EG_{m,y}$	Quantidade líquida de geração de eletricidade e que é despachada para a rede pelas usinas de geração <i>m</i> no ano y (MWh médios);
$FE_{UG,m,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> das unidades de geração <i>m</i> no ano y (tCO <sub>2</sub> /MWh médios);
<i>m</i>	Unidades de geração incluídas na margem de construção;
<i>y</i>	O ano histórico mais recente no qual os dados de geração das usinas estão disponíveis.

Conforme orientação da Autoridade Nacional Designada, o fator de emissão de CO<sub>2</sub> para cada unidade de geração *m* ( $FE_{rede,MCt,y}$ ) deverá ser determinada através dos dados publicados no site da Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima e será utilizado neste projeto. Serão utilizados os dados mais recentes disponíveis na data de desenvolvimento do Documento de Concepção de Projeto. Esses valores serão atualizados anualmente durante o monitoramento.

**PASSO 7: Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC):** O fator de emissão da margem combinada é calculado conforme expressão (4) abaixo:

Temos que o fator de emissão de CO<sub>2</sub>, conforme expressão (1) acima é igual ao fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada, conforme expressão (4). Portanto temos que:

$$FE_{rede,MC,y} = FE_{rede,MO,y} * P_{MO} + FE_{rede,MCt,y} * P_{MCt} \quad (5)$$

Onde:

$FE_{rede,MC,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem combinada do ano y (tCO <sub>2</sub> /MWh médios);
$FE_{rede,MO,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de operação do ano y (tCO <sub>2</sub> /MWh médios);
$FE_{rede,MCt,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da margem de construção no ano y (tCO <sub>2</sub> /MWh médios);
$P_{MO}$	Peso do fator de emissão da margem de operação (%);
$P_{MCt}$	Peso do fator de emissão da margem de construção (%).

Os valores padrão que deverão ser utilizados por  $P_{MO}$  e  $P_{MCt}$  são:

Para atividade de projeto que envolva pequenas centrais hidrelétricas temos os seguintes valores para os pesos dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção:  **$P_{MO} = 0,5$  e  $P_{MCt} = 0,5$ .**

### **Emissões de projeto**

Segundo a metodologia AMS-I.D., para a maior parte das atividades de projeto das usinas renováveis de geração,  $EP_y = 0$ . No entanto, algumas atividades de projeto devem envolver emissões significativas. Essas emissões deverão ser contabilizadas para as emissões de projeto conforme os procedimentos descritos na versão mais recente da ACM000215 e conforme a expressão (5) abaixo:

$$EP_y = EP_{F,y} + EP_{GG,y} + EP_{AR,y} \quad (6)$$

Onde:

$EP_y$	Emissões de projeto no ano y (t CO <sub>2</sub> e/y);
$EP_{F,y}$	Emissões de projeto derivados do uso de combustíveis fósseis no ano y (t CO <sub>2</sub> /y);

$EP_{GG,y}$  Emissões de projeto derivado das operações de plantas de geração geotérmicas através da liberação de gases não condensáveis no ano y (t CO<sub>2</sub>/y);

$EP_{AR,y}$  Emissões de projeto derivadas da área de reservatório de plantas de geração hidroelétricas no ano y (t CO<sub>2</sub>/y);

Como a atividade de projeto proposta é a implantação de uma Central Geradora Hidrelétrica as variáveis  $EP_{F,y}$  e  $EP_{GG,y}$  não são aplicáveis para as atividades de projeto propostas e seus valores serão zero.

O procedimento para calcular as emissões de projetos derivadas da área de reservatório de um projeto de uma hidrelétrica é:

Para atividades de projeto de usinas hidroelétricas que resultam em um novo reservatório e plantas de geração que resultam no aumento de um reservatório existente, os proponentes do projeto deverão contabilizar as emissões de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> derivadas da área de reservatório, estimadas conforme se segue:

- (a) Se a densidade energética da atividade do projeto (DE) for maior que 4 W/m<sup>2</sup> e menor ou igual a 10 W/m<sup>2</sup>:

$$EP_{AR,y} = \frac{FE_{Re} \cdot EGT_y}{1000} \quad (7)$$

Onde:

$EP_{AR,y}$  Emissões de projeto da área de reservatório (t CO<sub>2</sub>e/y);

$FE_{Re,y}$  Fator de emissão padrão para emissões oriundas de reservatórios de usinas hidroelétricas no ano y (kg CO<sub>2</sub>e/MWh médios);

$EGT_y$  Eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para consumo interno, no ano y (MWh médios).

- (b) Se a densidade energética (DE) da atividade de projeto for maior que 10 W/m<sup>2</sup>:

$$EP_{AR,y} = 0 \quad (8)$$

A densidade energética (PD) da atividade de projeto é calculada da seguinte forma:

$$DE = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{LB}}{A_{PJ} - A_{LB}} \quad (9)$$

Onde:

DE	Densidade energética da atividade de projeto (W/m <sup>2</sup> );
Cap <sub>PJ</sub>	Capacidade instalada da planta de geração hidroelétrica depois da implementação da atividade de projeto (W);
Cap <sub>LB</sub>	Capacidade instalada da planta de geração hidroelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para novos projetos de hidroelétricas, esse valor é zero;
A <sub>PJ</sub>	Área de reservatório medida na superfície da água, depois da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> );
A <sub>LB</sub>	Área de reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m <sup>2</sup> ). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Como se trata de um protótipo, a área do reservatório ocupada após a implantação do projeto será considerada de até 1.500.000 m<sup>2</sup>, assim, com a capacidade de potência instalada de 15.000.000 W, obtém uma densidade de potência de 10W/m<sup>2</sup> e as emissões de projeto da área de reservatório serão consideradas igual a zero.

Para maior segurança na arbitragem do parâmetro foram analisados os Documentos de Concepção do Projeto das PCH validadas no MDL<sup>22</sup>, pela metodologia AMD-IS a fim de assegurar que a dimensão da área escolhida está de acordo com a realidade dos projetos

---

<sup>22</sup> DCP ou PDD disponibilizados no site da UNFCCC.

brasileiros, a tabela com a lista de PCHs validadas pelo MDL no Brasil e que tiveram seus Documentos de Concepção do Projeto (DCP) estudados para esse trabalho, segue no Apêndice B com as respectivas áreas de reservatório, potência instalada, fator de potência e produção anual de energia assegurada.

### **Vazamentos**

Nenhuma emissão proveniente de vazamento é considerada. A principal emissão potencialmente em vazamentos no contexto dos projetos do setor elétrico são emissões que derivam de atividades como construção da planta de geração e emissões provenientes do uso de combustíveis fósseis (ex: extração, processamento, transporte). Essas fontes de emissões não serão consideradas, pois nos Documentos de Concepção do Projeto (DCP) das PCHs as mesmas foram negligenciadas.

### **Reduções de emissão**

As reduções de emissão são calculadas conforme se segue:

$$RE_y = ELB_y - EP_y \quad (10)$$

Onde:

RE                    Reduções de emissão no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr);

ELB                  Emissões de linha de base no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr);

EP                    Emissões de projeto no ano y (t CO<sub>2</sub>e/yr);

Conforme descrito anteriormente as emissões de projeto são zero, portanto o cálculo das reduções de emissão para essa atividade de projeto é:

$$RE_y = ELB_y \quad (11)$$

### **Cálculo ex-antes das reduções de emissões**

Conforme exposto, os cálculos das reduções de emissão serão feitos de acordo com a expressão abaixo:

$$RE_y = ELB_y - EP_y$$

Como a atividade de projeto proposta trata-se da implementação de uma pequena central Hidrelétricas com potência instalada de 15 MW de capacidade instalada, temos que as fugas e vazamentos para esse tipo de atividades de projeto são desprezíveis, portanto temos que  $EP_y=0$ .

O cálculo da linha de base do projeto, em tCO<sub>2</sub>e/ano, conforme descrito acima, é feito de acordo com a expressão:

$$ELB_y = EG_{LB,y} * FE_{rede,MC,y} \quad (12)$$

Temos que a eletricidade de linha de base da PCH é:

Características Gerais do Projeto	
Capacidade instalada	15.000 KW
fator de capacidade	0,63
horas do ano	8.760
capacidade assegurada	9.450 KWh
geração de energia no ano	82.782.000 kWh/ano
	82.782 MWh/ano

Tabela 12: Cálculo da Linha de Base da energia gerada pela PCH.

Portanto,  $EG_{LB,y} = 82.782$  MWh/ano.

Para o cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> da margem combinada (tCO<sub>2</sub>e/MWh médios) foi utilizada a expressão abaixo:

$$FE_{rede,MC,y} = FE_{rede,MO,y} * P_{MO} + FE_{rede,MCt,y} * P_{MCt} \quad (13)$$

Onde:

$FE_{rede,MO,y}$  0,4867 (tCO<sub>2</sub>/MWh médios);

$FE_{rede,MCt,y}$  0,1404 (tCO<sub>2</sub>/MWh médios);

$P_{MO}$  0,5

$P_{MCt}$  0,5

Portanto, temos que:

$$FE_{rede,MC,y} = 0,47867 * 0,5 + 0,1404 * 0,5 \quad (14)$$

$FE_{rede,MC,y} = 0,30953$  (tCO<sub>2</sub>/MWh médios);

De acordo com o exposto acima, temos que as reduções de emissão das atividades de projeto são:

$$RE_y = ELB_y - EP_y \quad (15)$$

$$RE_y = (82.782 \text{ MWh/ano} * 0,30953 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}) - 0 \text{ tCO}_2\text{e/ano} = 25.624 \text{ tCO}_2$$

Estimativa de Redução de Emissões – toneladas de CO <sub>2</sub> e (tCO <sub>2</sub> e)				
Ano	estimativa emissões da atividade do projeto (tCO <sub>2</sub> e)	estimativa de emissões da linha de base (tCO <sub>2</sub> e)	estimativa de fugas (tCO <sub>2</sub> e)	estimativa de redução de emissões totais (tCO <sub>2</sub> e)
1	0	25624	0	25624
2	0	25624	0	25624
3	0	25624	0	25624
4	0	25624	0	25624
5	0	25624	0	25624
6	0	25624	0	25624
7	0	25624	0	25624
8	0	25624	0	25624
9	0	25624	0	25624
10	0	25624	0	25624
11	0	25624	0	25624
12	0	25624	0	25624
13	0	25624	0	25624
14	0	25624	0	25624
15	0	25624	1	25625
16	0	25624	2	25626
17	0	25624	3	25627
18	0	25624	4	25628
19	0	25624	5	25629
20	0	25624	6	25630
21	0	25624	7	25631
<b>total (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>0</b>	<b>358733</b>	<b>0</b>	<b>358733</b>

Tabela 13: Sumário das estimativas ex-antes e reduções de emissão para um período de atividade de 14 anos.

O período de obtenção de créditos pode ter duração: de 7 anos, com no máximo duas renovações, totalizando três períodos de 7 anos, desde que a linha de base seja ainda válida ou tenha sido revista e atualizada; ou de 10 anos, sem renovação. Fica definido no cenário referencial que o período de obtenção de créditos será de 7 anos renováveis por 2 vezes totalizando 21 anos de geração de créditos, como mostra a tabela 13. Os custos de

monitoramento e verificação das emissões está sendo descontado ano a ano durante todo o período de atividade do projeto.

Neste trabalho considerar-se-á que o desenvolvimento dos empreendimentos será fruto de iniciativas unilaterais do país anfitrião. Desta forma, os desenvolvedores do projeto terão autonomia para comercializar todas as RCEs produzidas pela sua atividade. Considerar-se-á que um contrato a termo será celebrado entre o país anfitrião e algum país 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 Projeto. Adicionalmente, será considerado que o preço contratado será o mesmo preço obtido no mercado à vista para o referido momento.

Os contratos a termo celebrados no âmbito do MDL são denominados Contrato de Compra de Redução de Emissão – CCRE (*Emission Reduction Purchase Agreement ERPA*). Este instrumento estabelece um preço fixo para a comercialização das RCEs durante todo o período de contrato, eliminando os riscos inerentes às flutuações do seu preço à vista.

No cenário referencial, é considerado o preço médio por RCEs comercializado no ano de 2010 que está em torno de €12,00/RCEs<sup>23</sup> de acordo com Point Carbon (2010), porém, como foi descrito anteriormente, para venda no mercado futuro, o preço fixo a vista é 85% do valor comercializado no momento da negociação, então para as análises do encaixe dos créditos o preço das RCEs é de €10,00/RCEs fixo.

<b>Geração de Energia Elétrica - PCH - Empreendimento Protótipo</b>		
<i>Funding</i> -Crédito de Carbono		
Cenário Referencial		
ciclo de vida do projeto	21	Anos
preço das RCEs	30	R\$ da base
Comercialização	100%	das RCEs
Preço fixo para mercado futuro	85%	do preço praticado
créditos	1 <sup>o</sup>	ano
período de recebimento dos créditos	1	Ano

**Tabela 14: *Funding* através do Crédito de Carbono**

<sup>23</sup> Euro estimado em R\$2,30, câmbio do mês de janeiro de 2011.

Será considerado que a obrigação da parte vendedora se restringe a entregar todas as RCEs produzidas pelo projeto, sem que qualquer limite de quantidade tenha sido estabelecido para a operação. Em geral, é comum que o agente vendedor tenha que se comprometer com a entrega de uma quantidade mínima de RCEs.

#### 6.5.4. Recursos resultantes da Operação do Empreendimento

Os recursos advindos com a venda de energia, durante o período em que a unidade de geração entra em operação encerram a última forma de *funding* citados anteriormente. O contrato assinado com a Eletrobrás, com cláusula de garantia de pagamento de 100% de faturamento mínimo mensal referente à energia de referência aprovada pela ANEEL ao preço de referência definido pelo MME, mais a receita de comercialização da energia excedente comercializada no ACL, remunera a venda da energia, mas do valor da receita bruta obtido com tal processo deve ser descontado encargos, impostos e outros custos referentes à operação da PCH. Estes itens estão estruturados da seguinte forma:

- Impostos sobre Receita Bruta: foram considerados os impostos federais PIS e COFINS, nas alíquotas de 0,65% e 3,00%, respectivamente. Para base de cálculo do PIS e COFINS, admitiu-se a Receita Operacional Bruta reduzida dos encargos de depreciação e custo de serviços prestados por terceiros (Operação e Manutenção, e Seguros)
- Encargos setoriais:
  - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) da ANEEL: encargo destinado à cobertura das despesas incorridas pelo regulador. O valor é obtido pela Equação 16:

$$TFSEE = 0,5\% + BEN + pot. inst. \quad (16)$$

Onde:

BEN                      Benefício Econômico ANEEL.

Utilizado valor vigente em 2010, 363,60 [R\$/kW]  
(ANEEL, 2009).

pot. inst. Potência Instalada da usina, 15 MW.

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST<sup>24</sup>): valor pago pelo gerador pelo uso do sistema de transmissão. Cabe ao gerador entregar a energia por ele produzida no centro de gravidade do subsistema do qual a usina faz parte. Os encargos de transmissão são assim repartidos entre geradores e distribuidores, os primeiros pagam pela energia que injetam no SIN, os segundos pagam pela energia que retiram do SIN tendo como ponto de referência o centro de gravidade do subsistema. Os valores de TUST atribuídos a cada usina hídrica do sistema oscilam dentro de um largo espectro. Para esse estudo foi arbitrado o valor de 3,30 R\$/kW mês conseguido através do cálculo do valor médio de TUST <sup>25</sup> das usinas hidrelétricas verificado na resolução homologatória nº 1022<sup>26</sup>, de 29 de junho de 2010 da ANEEL.
- Custo de Operação e Manutenção: os custos de operação e manutenção da usina serão arbitrados tomando como base o valor atribuído para energia nas trocas entre geradores hídricos, no âmbito do MRE. Admitiu-se que os custos de operação e manutenção evoluam segundo índice IPCA.
- Despesas de Administração: as SPÉs criadas para o desenvolvimento de empreendimentos de geração de energia hidrelétrica têm, em geral, ao longo do período de operação, corpo gerencial e equipe administrativa reduzidos. Admitiu-se como parâmetro de Despesas de Administração, o valor equivalente a 1,0% da receita líquida do empreendimento.

---

<sup>24</sup> Em função da energia ser produzida através de fontes alternativas (PCHs, eólica, biomassa, solar, etc.), cujo custo de produção tende a ser mais elevado, é concedido um desconto de 50% ou 100% no valor da TUSD ou TUST, a fim de viabilizar a competição com as demais fontes.

<sup>25</sup> \* TUST calculada de acordo com o Despacho 2.119/2005-SRT/ANEEL, de 13 de dezembro de 2005, para os anos de 2010-2011.

<sup>26</sup> Cálculos no apêndice II.

- Programas Ambientais: admitiu-se que cerca de 1% da receita líquida do empreendimento é despendido anualmente no desenvolvimento e manutenção de programas de preservação ambiental e ações de cunho social previstas no RIMA<sup>27</sup> do empreendimento.
- Seguros: arbitrou-se que o custeio das despesas com seguros, ao longo do período de operação, exija valores anuais equivalentes a 0,5% da receita líquida do empreendimento.
- Fundo para Reposição de Ativos (FRA): não estão embutidos no Custo de Operação e Manutenção do empreendimento dispêndios com reposição de ativos. De outro lado, arbitrou-se que serão reservados anualmente cerca de 0,5% do valor de implantação do empreendimento, em moeda da base, para eventuais reposição de ativos, que se façam necessárias ao longo do ciclo operacional.
- Impostos sobre Resultado: Imposto de Renda (IRPJ) com alíquota de 25% e Contribuição Social de 9%, calculados a partir do lucro presumido de 8% e 12% respectivamente sobre a receita bruta.

---

<sup>27</sup> Conforme Resolução CONAMA 01/86, é considerado impacto ambiental "qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que direta ou indiretamente, afetam: I - a saúde, a segurança e o bem estar da população; II - as atividades sociais e econômicas; III - a biota; IV - as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e V - a qualidade dos recursos ambientais". Obviamente, o Estudo de Impacto Ambiental seria um instrumento técnico-científico de caráter multidisciplinar, capaz de definir, mensurar, monitorar, mitigar e corrigir as possíveis causas e efeitos, de determinada atividade, sobre determinado ambiente materializado-o num documento, agora já direcionado ao público leigo, denominado de RELATÓRIO DE IMPACTO AO MEIO AMBIENTE - RIMA.

Geração de Energia Elétrica - PCH - Empreendimento Protótipo			
Ciclo operacional			
Cenário Referencial			
Receita de comercialização			
potência		15000	MW
fator de capacidade		0,63	
energia assegurada		82.782	MWh
ACR		82782	100% da energia assegurada
preço da energia		142,00	R\$ base jan-11/MWh
Impostos sobre receita Bruta			
	PIS		0,65%
	COFINS		3,00%
Encargos Setoriais			
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica	TFSEE	0,5% *BEN*pot	inst.
Benefício econômico ANEEL	BEM	363,6	R\$/kW
	pot. Inst.	15000	Wh
Tarifa do uso do sistema de transmissão	(TUST)	3,3	R\$/kWmês
Custo de operação e Manutenção			
Despesas de administração	DA	1,00%	da receita líquida
Programas ambientais	PA	1,00%	da receita líquida
Seguros		0,50%	da receita líquida
Imposto sobre resultado	IR	25,00%	sobre lucro presumido
	Contribuição Social	9,00%	
Fundo de reposição de ativos	FRA	0,50%	do valor da implantação
CUSTO DE IMPLANTAÇÃO		90.000	R\$ mil base jan-11

**Tabela 15: Cenário referencial do ciclo de operação.**

#### 6.5.5. Cenário Macroeconômico

No planejamento do empreendimento os parâmetros macroeconômicos presentes estão associados às expectativas de comportamento de inflação, taxa de juros básica aplicada nos financiamentos providos pelo BNDES e as taxas de juros do depósito interbancário – CDI.

No modelo de análise, admitiu-se que o índice de inflação utilizado como referência para perda do poder de compra na economia é o IPCA. A escolha do IPCA deu-se, por ser este o

indexador utilizado nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs firmados entre geradores e empresas concessionárias de distribuição. Tendo por base o IPCA, todos os outros índices de inflação e juros utilizados na análise foram arbitrados, não pelo seu valor absoluto, mas pelo grau de descolamento em relação ao IPCA.

Foi admitido que os custos de implantação do empreendimento evoluíssem segundo um índice específico, denominado, nesta dissertação, ISC, com descolamento nulo em relação ao IPCA, no cenário referencial. Para os custos com operação e manutenção admitiu-se evolução segundo índice específico, denominado, para efeito desta dissertação, ISEE, que tem, no cenário referencial, comportamento também aderente ao IPCA. Os valores arbitrados para o IPCA, bem como para o descolamento entre IPCA e os outros índices estão apresentados na Tabela 15 e foram arbitrados tendo como base comportamento histórico e as expectativas de mercado para os anos vindouros.

Para as análises foram ainda arbitrados três taxas que servem para indicar o piso da meta de rentabilidade medida pela transformação do poder de compra dos investimentos aplicados no setor e na economia, quais sejam:

- custo de oportunidade – *cop*; admitidos na análise como a menor remuneração aceita pelo investidor . O *cop* é a taxa que se arbitra para aplicações de risco desprezível na conjuntura econômica. Para a arbitragem do COP foram utilizados como referência, a taxas do CDI e da NTN-B de janeiro de 2011<sup>28</sup>, calculadas acima do IPCA e livre de impostos. Desta forma, o custo de oportunidade, arbitrado é igual à taxa de 5% ao ano, efetiva acima do IPCA.
- taxa atratividade setorial da implantação– *tat imp.*: é evidenciada pelos negócios de construção civil do tipo empreitada global, retratada aqui nesta análise pela implantação da PCH. O valor da *tat imp.*, admitido nesta análise, é de 2 vezes a taxa da NTN-B de janeiro de 2011, equivalente a 10% ao ano, efetivo acima do IPCA e livre de impostos.

---

<sup>28</sup>Informação disponível em:  
<http://portaldefinancas.com/>

- taxa atratividade setorial de operação– *tat op.*: evidenciada pelos negócios de operação do empreendimento pronto, aqui representada pela operação da PCH. Para arbitrar o valor da *tat* de operação nesta análise, é utilizada como referência a taxa equivalente a 1,5 vezes o CDI de jan. 11, e a taxa WACC<sup>29</sup> regulatória da ANEEL, ambas livres de impostos. Assim é admitido nesta análise, 7,0% ao ano, efetivo acima do IPCA.

## GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA - EMPREENDIMENTO PROTÓTIPO

### CENÁRIO REFERENCIAL

MOEDA DA ANÁLISE R\$ base (data da análise - jan-11)

Inflação Referencial - IPCA	4,50%	ao ano
Inflação Contratos de Compra e Venda de Energia ACR e ACL	IPCA	
Inflação de Custos de Construção - ISC	6,00%	0% ao ano, acima do IPCA
Inflação de Custos de Operação - ISE	6,00%	0% ao ano, acima do IPCA
TJLP	6,00%	0% ao ano, acima do IPCA
Taxa de juros interbancários - CDI	4,20%	
NTN-B	5,00%	
WACC	7,15%	ao ano, acima do IPCA,
Taxa de Atratividade Setorial - <i>tat. Imp.</i>	10,00%	líquido de impostos
Taxa de Atratividade Setorial - <i>tat. op.</i>	7,00%	
Custo de Oportunidade - <i>cop</i>	5,00%	

**Tabela 16: Cenário Macroeconômico**

<sup>29</sup> A WACC regulatória é a taxa utilizada pela ANEEL para o cálculo das tarifas das distribuidoras de energia.

## 6.6. INDICADORES DA QUALIDADE DO INVESTIMENTO

Após simulação das transações financeiras no ambiente do empreendimento protótipo, tendo lançado no modelo de análise o cenário macroeconômico, os parâmetros para equação de fundos no período de implantação e contas do período operacional do empreendimento, extraímos da análise os indicadores da qualidade do investimento.

Os indicadores da qualidade no cenário referencial refletem a melhor expectativa acerca do resultado econômico alcançado a partir da implantação e operação do empreendimento. Em outros termos, oferecem ao empreendedor a melhor informação acerca da capacidade de gerar renda do empreendimento.

Os indicadores utilizados na análise são:

1. Taxa Interna de Retorno (*TIR*) – indica a capacidade máxima que o empreendimento tem de gerar rentabilidade, considerando-se o fluxo de investimentos  $[Ik]$  que exige para girar e o fluxo de retorno  $[Rk]$  que é capaz de devolver para o empreendedor (ROCHA LIMA JR., 1998). A taxa de retorno mede a velocidade equivalente de geração de resultado sobre o investimento exigido quando é descrita em uma unidade de (%) equivalente em um intervalo de Tempo (ROCHA LIMA JR; ALENCAR; MONETTI, 2011). A *TIR* é calculada no conceito de taxa equivalente, uma vez que não se observam relações específicas entre posições de investimento com outras de retorno. O empreendedor perde poder de compra ao se imobilizar diante das necessidades do empreendimento, para se recobrar poder de compra, em um outro ciclo, diante do potencial de liberar recursos do empreendimento. A *TIR* deve ser lida como a taxa que remunera o investidor posicionado ao final do horizonte de análise, considerando que este aplica seus recursos no regime dos  $[Ik]$  e retira seus recursos no dos  $[Rk]$  (ROCHA LIMA JR., 1996). A taxa interna de retorno é aquela que satisfaz a Equação:

$$\sum_k \frac{I_k}{(1 + TIR)^k} = \sum_k \frac{R_k}{(1 + TIR)^k} \quad (19)$$

Onde:

TIR taxa interna de retorno;

$I_k$  investimento no ano k;

$R_k$  retorno no ano k.

A *TIR* auferida pelo empreendedor será, durante toda a rotina de análise, comparada à taxa de atratividade – *tat* e ao custo de oportunidade – *cop*.

2. Prazo de Recuperação da Capacidade de Investimento (*payback*) – prazo em que o empreendedor recupera a massa de recursos que investiu. O *payback* será calculado considerando três conceitos, ou padrões de rentabilidade:

- (i) *payback pri.* – prazo de recuperação dos recursos investidos em moeda da base - corrigidos segundo evolução do índice de inflação adotado como referência na análise;
- (ii) *payback a cop* – prazo de recuperação dos recursos investidos remunerados ao custo de oportunidade e;
- (iii) *payback a tat* – prazo de recuperação dos recursos investidos remunerados à taxa de atratividade setorial.

O *payback*, nos três conceitos, é aquele que satisfaz a Equação:

$$\sum_{k=1}^{pback} \frac{I_k}{(1 + t)^k} = \sum_{k=1}^{pback} \frac{R_k}{(1 + t)^k} \quad (20)$$

Onde:

$I_k$  investimento no ano k;

$R_k$  retorno no ano k

*t* taxa de remuneração dos recursos investidos, utilizada para indicar a atratividade alternativa do empreendedor. [*t*] é igual a 0, na situação (i); igual à *cop*, na situação (ii) e igual à *tat*, na situação (iii).

3. Nível de exposição ( $EXP_0$ ) – mede o nível de máxima exposição do empreendedor dentro do horizonte de análise, ou o volume máximo de investimentos imobilizados no empreendimento. Esse indicador corresponde ao saldo credor que teria em uma aplicação à taxa de atratividade setorial do fluxo de recursos necessários para cumprir o programa de investimentos na implantação do empreendimento (ROCHA LIMA JR; ALENCAR; MONETTI, 2011).

O nível de exposição em um dado ano  $q$ , é calculado através da Equação:

$$EXP_q = \sum_{k=1}^q [I_k \cdot (1 + t)^{q-k} - R_k \cdot (1 + t)^{q-k}] \geq 0 \quad (21)$$

Onde:

$I_k$  investimento no ano  $k$ ;

$R_k$  retorno no ano  $k$ ;

$Q$  ano em que se calcula a exposição e  $[t]$  é a taxa de remuneração dos recursos investidos, utilizada para indicar a atratividade alternativa do empreendedor. Nesta dissertação, o nível de exposição será calculado considerando duas situações: (i)  $t = \text{tat. imp. e}$ , (ii)  $t = \text{cop}$ .

4. A exposição máxima, por sua vez, é obtida pela Equação:

$$exp. max = MAX_{q-1}^n (EXP_q) \quad (22)$$

Na Equação,  $[n]$  é o último ano do horizonte de análise.

5. Duration – A *duration* oferece ao investidor uma referência acerca da velocidade segundo a qual o empreendimento o remunera. O indicador mostra o prazo ponderado dentro do qual o investimento realizado no empreendimento é integralmente remunerado a taxa de retorno medida considerando todo o ciclo operacional do empreendimento (ROCHA LIMA JR; ALENCAR; MONETTI, 2011). É uma medida de tempo que pode ser interpretada como o prazo de devolução do capital remunerado

à TIR, em uma operação virtual equivalente, que tivesse apenas uma única posição de retorno no tempo. Equação:

$$dur = \frac{\left( \sum_{k=1}^n \left[ \frac{R_k}{(1 + TIR)^k} * k \right] \right)}{INV} \quad (23)$$

Onde:

R<sub>k</sub>                      retorno no ano k e

TIR                      taxa interna de retorno.

## 6.6.1. Resultados

<b>GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EMPREENDIMENTO PROTÓTIPO</b>			
Indicadores da Qualidade			
Cenário Referencial			
Empreendimento sem a emissão de RCEs			
TAXA INTERNA DE RETORNO	<i>TIR</i>	9,07%	ao ano, efetiva acima do IPCA
PAYBACK			
payback primário	<i>payback pri.</i>	16	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback ao custo de oportunidade	<i>payback cop</i>	20	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback a taxa de atratividade	<i>payback tat</i>	16	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
DURATION	<i>dur.</i>	14	anos
Empreendimento com a emissão de RCEs			
TAXA INTERNA DE RETORNO	<i>TIR</i>	12,14%	ao ano, efetiva acima do IPCA
PAYBACK			
payback primário	<i>payback pri.</i>	13	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback ao custo de oportunidade	<i>payback cop</i>	17	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
payback a taxa de atratividade	<i>payback tat</i>	14	no ano (contando com o início do ciclo de operação)
DURATION	<i>dur.</i>	14	anos
NÍVEL DE EXPOSIÇÃO			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	102.030	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	96.758	R\$ mil base jan-11
Valores utilizados como base de cálculos			
Com o encaixe de financiamento do BNDES			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	(38.616)	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	(36.167)	R\$ mil base jan-11
Com o encaixe do financiamento mais as RCEs do período de implantação			
Exposição primária	<i>tat imp.</i>	(25.457)	R\$ mil base jan-11
Exposição ao Custo de Oportunidade	<i>cop</i>	(23.865)	R\$ mil base jan-11

**Tabela 17: Indicadores da Qualidade na posição do Cenário Referencial**

6.6.1.1. Fluxo do Ciclo de implantação

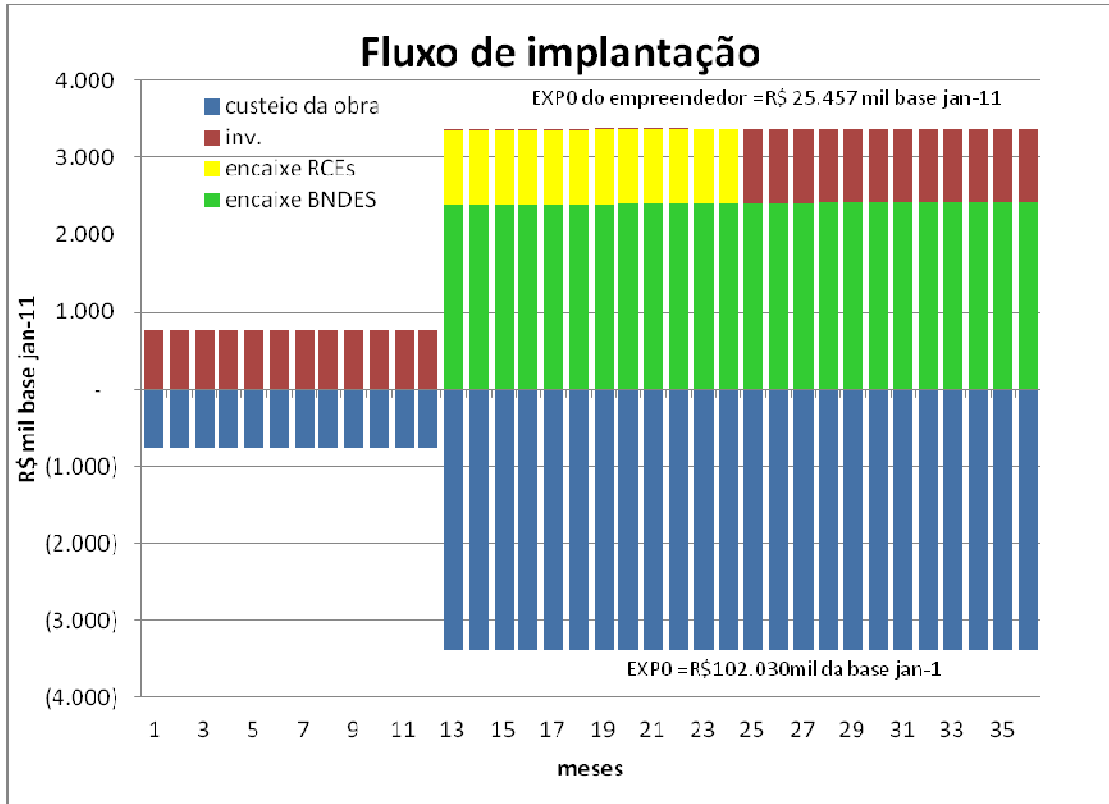


Figura 8: Fluxo do Ciclo de Implantação

Figura mostra os recursos necessários para a implantação da PCH, custeados pelo financiamento do BNDES em 70%, por investimentos do empreendedor em 27% e pelo crédito das RCEs em 3%.

6.6.1.2. Fluxo do ciclo Operacional- Receita operacional disponível

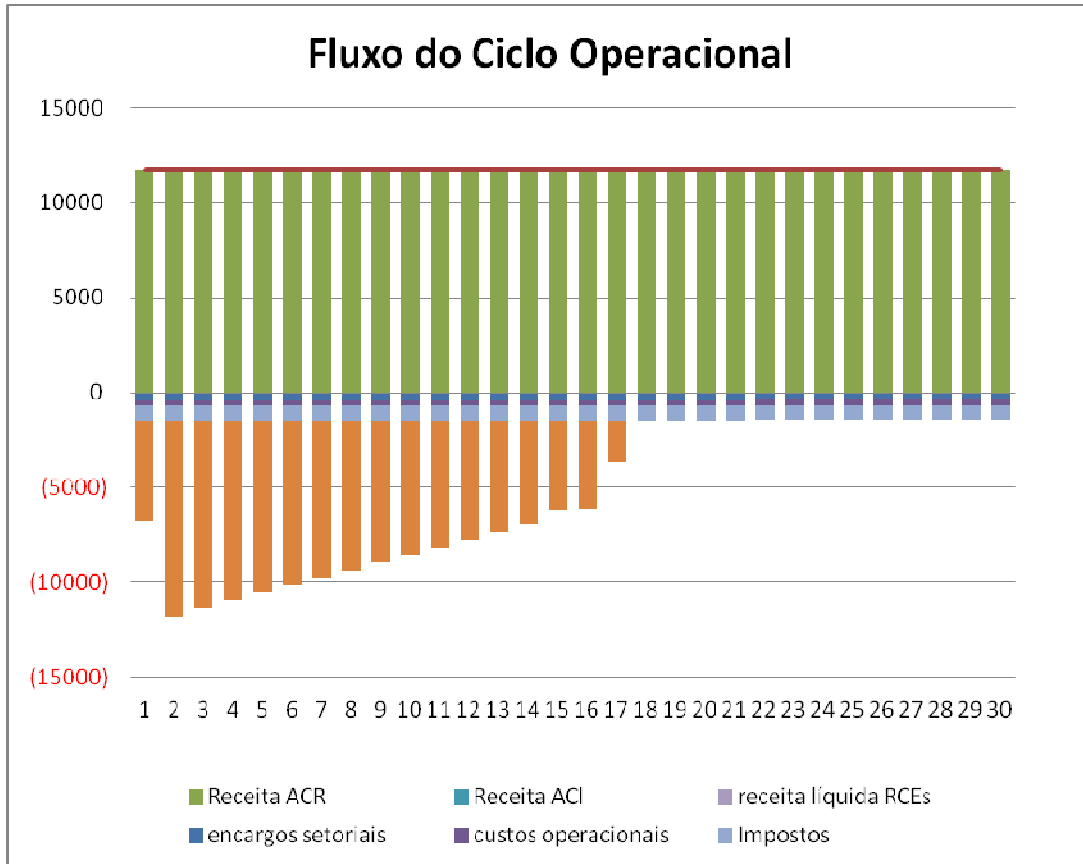
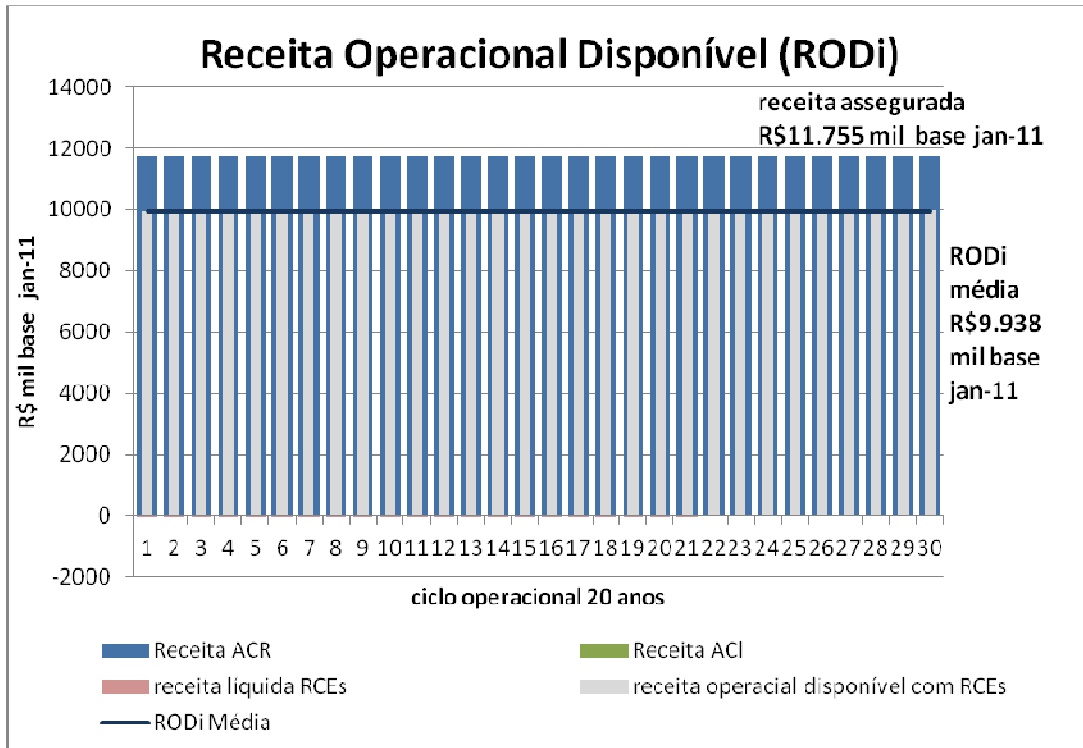


Figura 9: Fluxo do Ciclo Operacional

O fluxo do ciclo operacional é composto pela receita e pelos custos operacionais regulares em todo o período e, pelo pagamento das parcelas do financiamento do BNDES que acontecem no período de 16 anos e no primeiro ano do pagamento é percebida a carência de 6 meses, o que acarreta num fluxo decrescente irregular no primeiro e último ano de descaixe.



**Figura 11: Receita Operacional Disponível**

A Figura 11 mostra o fluxo do encaixe da receita no empreendimento por todo o ciclo operacional. Em função da garantia de contratação da energia assegurada é visível no gráfico o fluxo de receita linear. A Receita Operacional Disponível (RODi) da mesma forma tem um fluxo regular, e, mantém a média de R\$9.938 mil da base jan-11, já descontados os impostos os custos e os encargos.

### 6.6.1.3. Fluxo investimento e retorno Acumulado

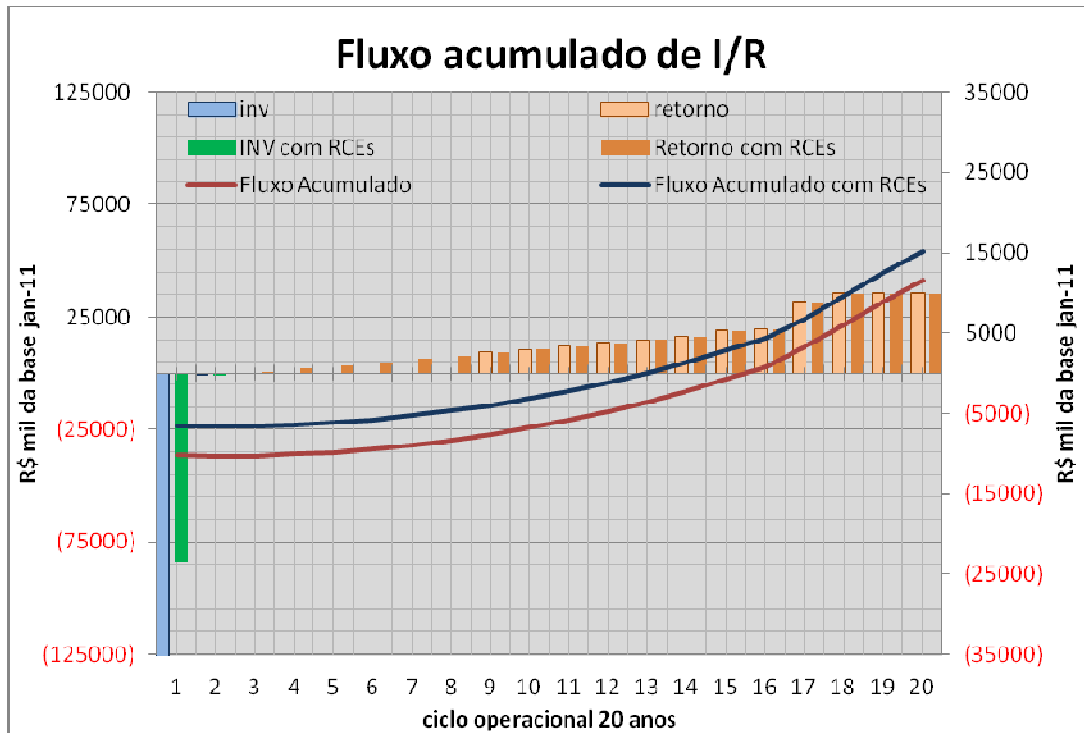


Figura 102: Fluxo Investimento versus Retorno Acumulado

A figura [] mostra o fluxo de investimento e retorno do empreendimento nos dois cenários estudados, os fluxos podem ser identificados no gráfico através das curvas, e tem no eixo y principal a sua escala de valor. As barras também representadas no gráfico correspondem aos investimentos e retornos ocorridos no empreendimento mês a mês e sua escala de valor é apresentada no eixo vertical secundário. Analisando o gráfico representado pela Figura 8 é percebido que o encaixe dos créditos das RCEs melhoram principalmente as posições de investimento e que as posições de retorno não são afetadas.

#### 6.6.1.4. Curva de Formação da TIR

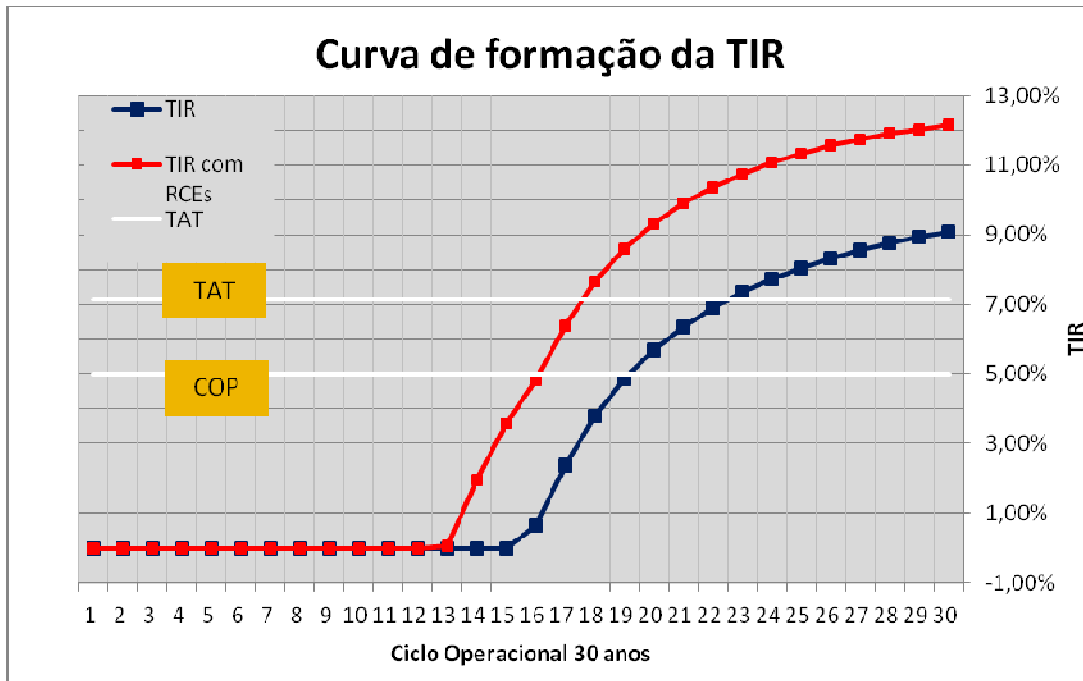


Figura 11: Curva de Formação da TIR

A Figura 12 traz a curva de formação da *TIR* representada pela linha azul, que seria obtida pelo empreendimento, no cenário de referência, na situação em que a equação de fundos fosse composta por recursos próprios e do BNDES, na proporção 30% e 70% respectivamente, sem a inserção dos créditos provenientes das RCEs e traz também a curva de formação da *TIR* do empreendimento com a inserção dos créditos de RCEs representada pela linha vermelha. Na comparação dos dois cenários é percebido claramente o incremento em 3,07 pontos percentuais na taxa de retorno interna do empreendimento e, o payback primário, caracterizado pela separação da curva do eixo da abscissa, é de 16 anos no cenário sem RCEs e 13 anos com os créditos das RCEs.

## 6.6.2. Análises de Flutuação dos parâmetros do Cenário Referencial

Após a finalização do protótipo com as informações do cenário referencial, foram elaboradas análises onde algumas variáveis do modelo foram distorcidas a fim de definir o grau de sensibilidade dos indicadores da qualidade do empreendimento às mesmas.

### *6.6.2.1. Análise de Flutuação dos parâmetros de Efeitos Discretos*

O objetivo da análise de efeitos discretos é reconhecer desvios dos indicadores da qualidade do investimento quando se aplicam distensões, isoladas, nas variáveis do sistema empreendimento ou de seu ambiente, relativamente à posição arbitrada no cenário referencial. Na análise de efeitos discretos serão estudados efeitos sobre os indicadores da qualidade de:

- Desvios nos Custos de Obra;
- flutuação de Preço da Energia comercializada;
- Flutuação dos preços das RCEs;

## GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EMPREENDIMENTO PROTÓTIPO

Elementos para a análise de riscos de efeitos discretos e cruzados

Fronteiras de Comportamento					
Distúrbios de comportamento		Cenário referencial	Fronteiras Arbitradas		
Conturbação no Ambiente			inferior		
Variáveis analisadas				superior	
<b>ENERGIA</b>					
fator de capacidade assegurada			0,63		
Energia assegurada	MWh/ano		82782		
Energia com garantia de contratação	%		100%		
	MWh/ano		82782		
Preço	R\$/MWh	f.preço	142	99	142
	%			70%	100%
<b>CONTAS DE IMPLANTAÇÃO</b>					
Custo base de implantação	R\$/MWh inst.	dcimp	6.000	6.000	6.840
	%			100%	114%
<b>RCE</b>					
Preço RCE	R\$/RCE		27		
preço fixado em 85%	R\$/RCE	dpRCE	23	12	23
				50%	100%

**Tabela 18: Elementos para a Análise de Riscos**

– *Aumento do Custo de Obra*

Para a análise do impacto de do aumento do custo da obra no empreendimento, inseriu-se um fator *dcimp*, sobre o custo básico que resultou no aumento do custo global de obra de R\$ 90.000 mil instalado até 102600 R\$/MW. Com essa análise pode ser percebido que o indicador *TIR* do empreendimento sem RCEs chega ao patamar da TAT com o aumento de 3%, e o empreendimento com a inserção dos créditos das RCEs chega ao mesmo patamar com 7% de aumento no custo global da obra.

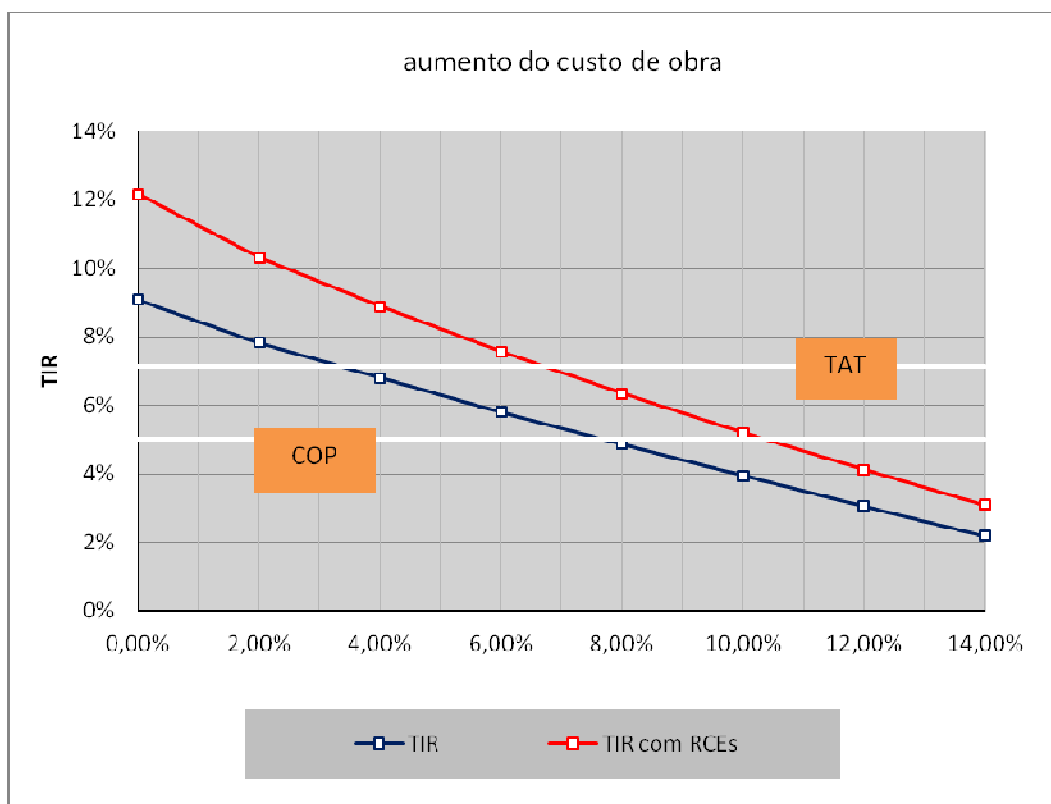
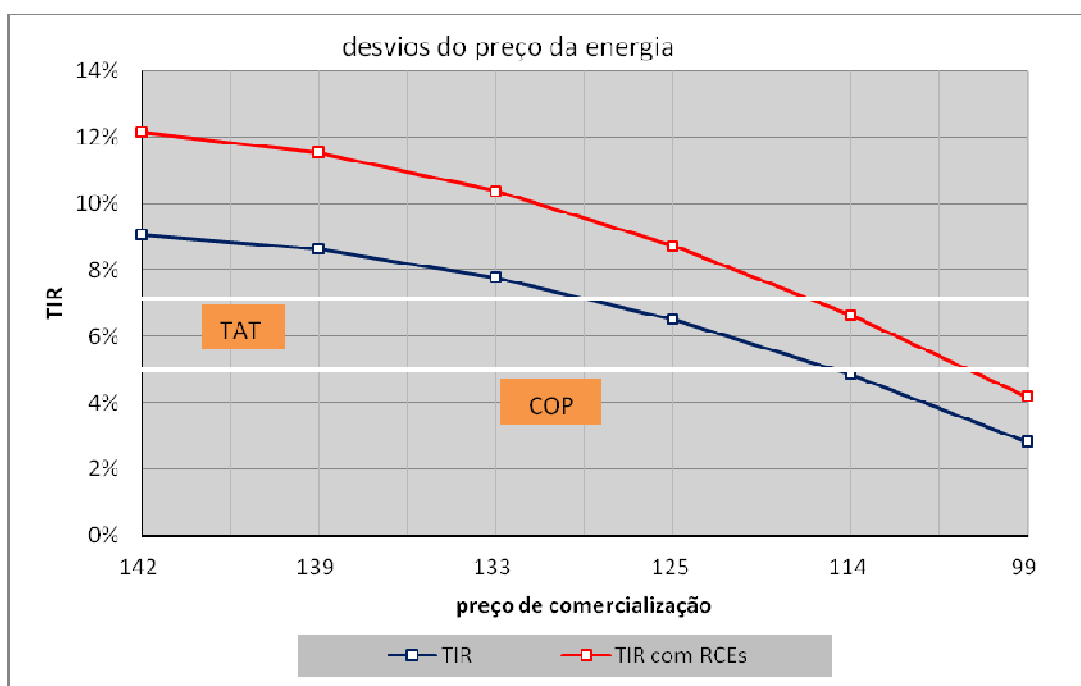


Figura 12: Aumento do Custo de Obra

– *Desvio de Preço da Energia*

Para estudar a variação do preço da energia introduziu-se na análise um fator *f.preço* sobre o preço base do cenário referencial da energia comercializada de 142 R\$/MWh e foi diminuído até o valor de 99 R\$/MWh.

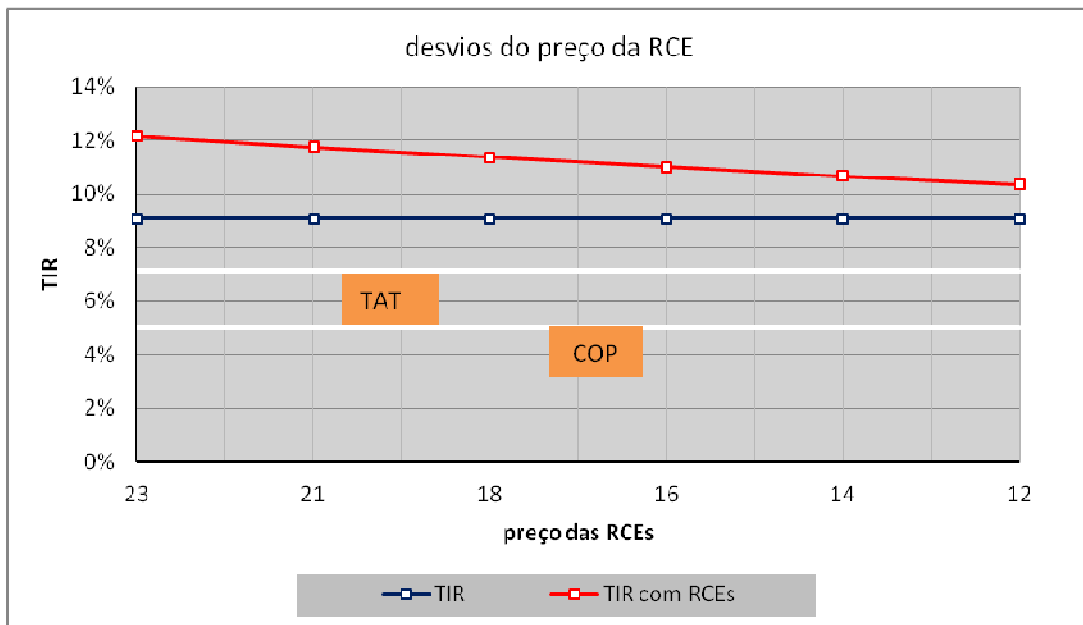


**Figura 13: Flutuação do Preço da Energia**

O empreendimento com as RCEs alcança a TIR ao nível de TAT com o preço de 115R\$/MWh, já o empreendimento sem as RCEs alcança esse mesmo patamar com o preço de 129R\$/MWh.

– *Desvio dos preços das RCEs;*

Anteriormente, neste trabalho foi mostrada a variação do preço das RCEs no mercado internacional, em função disso, para estudar essa variação introduziu-se na análise um fator  $dpRCE$  sobre o preço base do cenário referencial. Nesta análise foi inserida apenas a diminuição do preço. Com um decréscimo de 50% no preço das RCEs, a TIR do empreendimento chega a 10,35%, permanecendo acima da taxa de atratividade do setor.



**Figura 14** Desvios dos preços das RCEs;

### 6.6.2.2. Flutuação dos parâmetros do Cenário Referencial de efeitos cruzados.

Na análise que considera efeitos cruzados, admite-se flutuação dispersa combinada de múltiplas variáveis do sistema empreendimento e de seu ambiente. Nesta seção, serão observados efeitos no indicador *TIR* do empreendedor nos dois modelos sem e com RCEs, através da oscilação combinada de:

- Aumento do Custo de Obra;
- Preço de Energia Comercializada;
- Preço das RCEs.

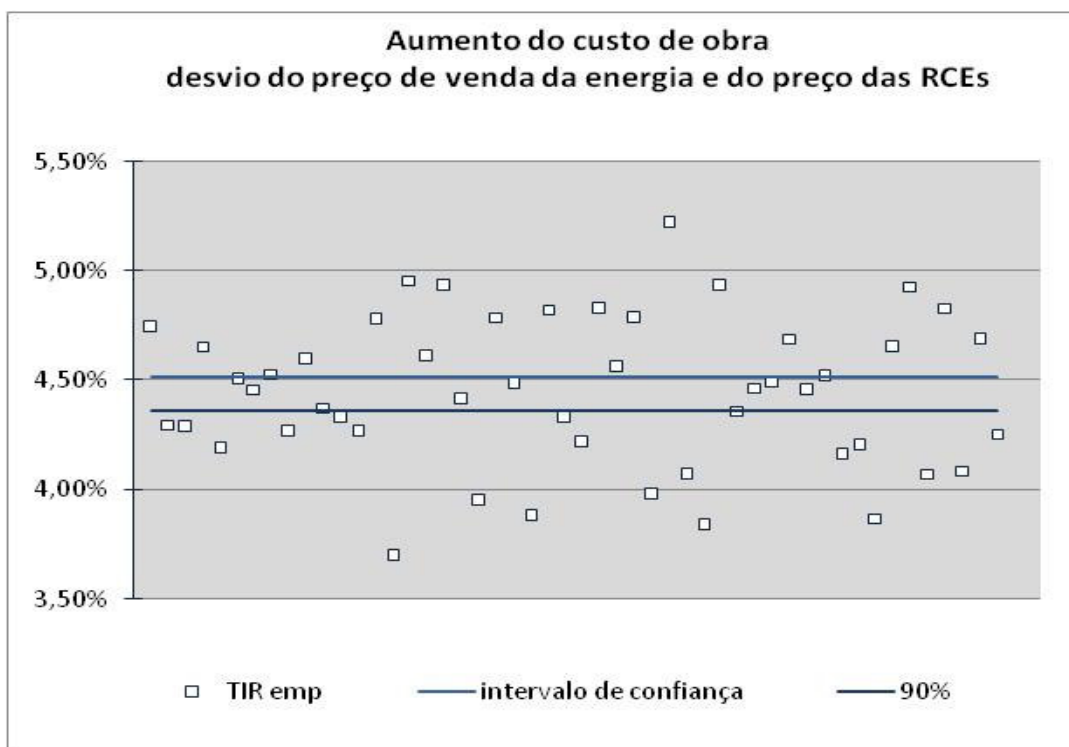
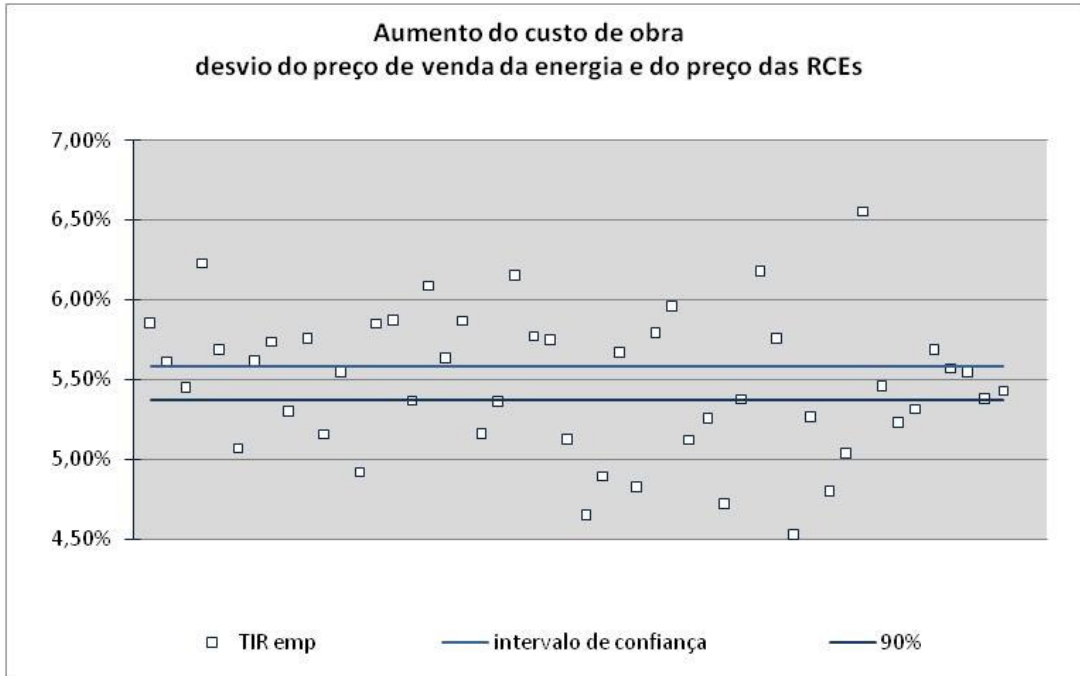


Figura 15: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do Empreendimento sem as RCEs.

A análise da Figura 16 mostra a sensibilidade do indicador *TIR* às flutuações simultâneas da variáveis descritas acima. A média do indicador *TIR* está situada, com padrão de 90% de

confiabilidade, dentro do intervalo de confiança de 4,3% e 4,5% ao ano equivalente cima do IPCA ante os 9,07% no cenário referencial. Observa-se que mesmo com garantias de contração e preço da energia o empreendimento é sensível as essas variáveis e que com essas oscilações dos parâmetros a TIR do empreendimento se mantém abaixo do nível do custo de oportunidade arbitrado.



**Figura 16: Flutuação dispersa e cruzada das variáveis do empreendimento com RCEs.**

Para o empreendimento que tem os créditos de RCEs como parte do seu *funding*, as perturbações levaram a *TIR* do empreendimento a média de 5,5%, situada com padrão de 90% de confiabilidade, dentro do intervalo de confiança de 5,4 e 5,6%, ante os 12,14% no cenário referencial, permanecendo abaixo da taxa de atratividade do setor, o que mostra a grande sensibilidade do empreendimento às oscilações das variáveis.

## 7. DISCUSSÕES

A ANEEL regulamenta as licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

De acordo com o inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004 o critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) serão, então, celebrados entre os vencedores e as Distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Para ser competitiva uma PCH necessita equacionar sua receita e seu retorno de forma a conseguir um preço menor que as concorrentes do leilão, assim, é possível afirmar, que a entrada dos recursos provenientes das RCEs colaboram para um melhor resultado, uma vez que, os créditos das RCEs inseridos no empreendimento dão maior flexibilidade ao preço ofertado, do que os empreendimentos sem os créditos.

No presente estudo, a elaboração do protótipo da PCH levou em consideração todos os fatores de incentivo e de garantias para esse tipo de empreendimento, e foi percebido que em algumas análises o empreendimento sem os créditos das RCEs, além de ter menor competitividade nos leilões, é muito sensível às variáveis de mercado, e que mesmo com garantia da contratação

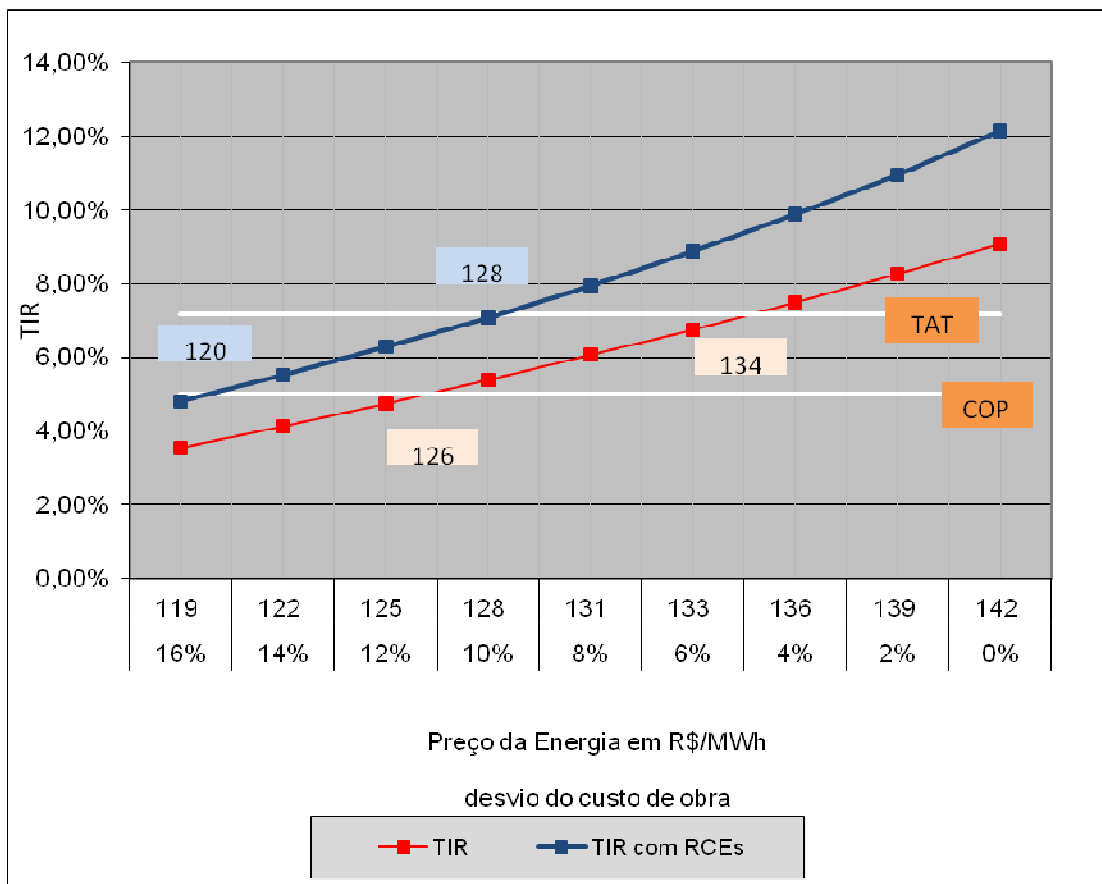
de energia de 63%<sup>30</sup> da potência instalada, o empreendimento tem sua taxa de retorno muito próxima da taxa de atratividade do setor.

Nas análises de flutuação dos parâmetros do cenário referencial demonstradas no capítulo 6 deste trabalho é percebida a flexibilidade do preço em relação à TIR do empreendimento. Considerando que a TIR esperada esteja equiparada à TAT de 7%, o empreendimento sem as RCEs pode promover o decréscimo no preço, saindo de R\$142,00 e chegar ao preço de R\$129,00, ou seja um intervalo de R\$13,00, já o empreendimento que conta com a inserção dos créditos de RCEs na sua equação de *funding*, tem como fronteira de menor preço R\$105,00, ou seja, R\$37,00 de intervalo.

Desse modo, pra ter maior compreensão da flexibilidade do preço nos leilões e da sua efetiva competitividade, foi realizada uma análise onde, foi promovido um incremento no custo de obra e um decréscimo no preço da energia contratada, de forma que se possa observar quais são: o menor preço possível e o maior custo de obra, para atingir uma taxa de retorno ao nível de TAT de 7% ao ano efetiva acima do IPCA e livre de impostos. Assim, como é mostrado na figura 20, com o aumento de 5% no custo de obra é possível alcançar uma TIR ao nível de TAT com o preço de energia a R\$134,00, já o empreendimento com as RCEs esse intervalo aumenta e com o incremento no custo de obra de 10% ainda é possível ofertar um preço de R\$128,00 por MWh nos leilões de energia.

---

<sup>30</sup> Ou fator de potência de 0,63, calculado a partir da média do empreendimento do setor. (Ver apêndice)



**Figura 17: Aumento do custo de obra versus preço da energia contratada.**

No capítulo 3, onde é descrita a linha de base do projeto de MDL é elencado alguns indicadores utilizados para esse objetivo, que são o indicador regulatório, indicador de investimento, indicador tecnológico, indicador de barreiras. Neste trabalho cabe discutir apenas dois deles e na verdade a escolha de um indicador já seria suficiente para justificar a adicionalidade do projeto. O primeiro indicador a ser discutido é o indicador regulatório, ele determina se o projeto é consequência obrigatória ou é prática comum no país anfitrião, ou seja, não há lei que obrigue que os projetos sejam realizados dessa forma ou, é consequência de um modelo vigente e que já é praticado de forma usual. O segundo indicador é o indicador de investimento, e discute se é viável e rentável a implantação do projeto sem nenhum apoio do MDL ou governamental, ou se comparado a outras opções de investimentos seria uma das primeiras escolhas.

Assim, com essas análises discutidas nesse capítulo é possível afirmar que empreendimentos com as características descritas nesta dissertação, baseadas em práticas atuais do mercado e sem os benefícios do MDL e das Leis de incentivo, não seriam a primeira escolha, pois, a TIR resultante encontra-se em um patamar muito próximo a taxa de atratividade do setor. Outro fator que corrobora essa afirmação é a grande sensibilidade da TIR, percebida através das análises de flutuação das variáveis descritas na seção 6.6.2.2., a qual sofre com a incerteza macroeconômica e os riscos dos negócios de construção civil.

## 8. CONCLUSÃO

Estabelecida em 1992 na RIO 92, Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima - CQNUMC com um regime jurídico internacional para atingir o objetivo principal de alcançar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera, possibilitou que outras ações nesse sentido fossem tomadas paulatinamente a fim de que a meta de redução dos GEE fosse alcançada. Essas ações começaram a tomar forma com a criação, ratificação, aceitação e aprovação do Protocolo de Quioto por vários países no mundo todo. Junto com o Protocolo foram criados mecanismos para a viabilização de crescimento das atividades econômicas sem o efetivo crescimento das emissões de GEE. Esses mecanismos são caracterizados principalmente pelo comércio das reduções de emissões, ou seja, mercado de carbono,, em países desenvolvidos ou entre países desenvolvidos e países em desenvolvimento, como é o caso do MDL.

Segundo relatório do Banco Mundial, mercado de carbono passa por um período de estagnação, ocasionada principalmente pelas dúvidas sobre a continuidade do Protocolo de Quioto.

O mercado de carbono cresceu 125% em volume de transações, entre 2007 e 2010, de acordo com os dados do Banco Mundial. Ficou estagnado entre 2008 e 2010. As emissões de carbono subiram 5,7% entre 2007 e 2010, e 4,1% no período em que o mercado ficou estagnado. Além da falta de clareza, o banco cita como motivo da queda a perda de ímpeto político na criação de novos esquemas de 'cap and trade' em vários países desenvolvidos. A redução nas emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) devido à crise econômica, também ajudou os países no cumprimento de suas metas e reduziu a demanda por créditos de carbono.

Hoje, após a 17ª Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas (COP-17), na África do Sul, a credibilidade e a expectativa de continuidade e crescimento do mercado de carbono aumentaram.

Durante a COP 17, foi aprovada a Plataforma de Durban, um Mapa do Caminho para um acordo global de redução de gases do efeito estufa, estabelecendo um calendário para criar, até 2015, um instrumento legal vinculante.

O documento determina uma segunda fase para o Protocolo de Kyoto, estabelece o mecanismo que deve reger o Fundo Verde para o Clima e traça um roteiro para um novo acordo global.

O primeiro período de compromissos do Protocolo de Kyoto, único instrumento legalmente vinculante até o momento para a redução de emissões de gases do efeito estufa, expira em 31 de dezembro de 2012. A cúpula obtém a aprovação de um segundo período deste tratado, que fixa obrigações de redução de emissões aos países desenvolvidos, exceto aos Estados Unidos, que se recusaram a aderir ao Protocolo.

A COP 17 fixa para 2013 a data de início do segundo período de compromissos, evitando que houvesse um período sem metas de redução, mas deixando para reuniões posteriores a decisão sobre a sua data de finalização, 2017 ou 2020. Canadá, Japão e Rússia, que já haviam antecipado sua intenção de não renovar Kyoto, ficam de fora do segundo período de compromissos.

O aumento de metas de redução de emissões que devem ser realizadas pelos países desenvolvidos será postergado para 21 de junho de 2012 e será avaliado na COP-18 do Catar.

Em Durban também, foi traçado um roteiro proposto pela União Européia (UE) para a adoção de um novo acordo global vinculante de redução de emissões de gases do efeito estufa, aplicável a todos os países, ao contrário de Kyoto, que só inclui os Estados desenvolvidos. Após um pacto entre a Índia, reticente a assumir compromissos vinculantes, e a União Européia, o documento final decide iniciar as negociações para adotar, em 2015, um "resultado com força legal" para todos os países.

O Fundo Verde para o Clima, outro mecanismo estabelecido em Durban, é um caixa financeiro de US\$ 100 bilhões anuais disponíveis a partir de 2020, com dinheiro fornecido pelos países ricos para ajudar as economias em desenvolvimento a financiar ações para reduzir suas emissões de gases-estufa e combater as consequências da mudança climática.

Na maior parte dos países em desenvolvimento a necessidade de investimentos em infraestrutura é grande e o crescimento populacional é contínuo e, no Brasil ainda há regiões sem energia elétrica, por exemplo. Assim é possível afirmar que novos empreendimentos surgirão nesta área, e esses serão realizado de acordo com as práticas comuns ou com uma melhor rentabilidade e, não necessariamente com menor impacto ambiental. Os mecanismos de incentivo como o MDL proporcionam ao país em desenvolvimento a chance de implantar projetos com baixa ou nenhuma emissão de GEE, e promover o desenvolvimento sustentável através de incentivos de países que necessitem atingir as suas metas de emissão.

Por outro lado, os países que são beneficiados pelo MDL têm que promover políticas públicas que favoreçam tais projetos. Aqui no Brasil, a criação de leis que regulamentam a comercialização de energia proveniente de fontes alternativas, teve como objetivo viabilizar a implantação de fontes de geração de energia renovável ou fontes alternativas de energia caracterizadas pelas PCHs, usinas eólicas e de biomassa. Outro objetivo é a modicidade tarifária, ou seja, menores custos para o consumidor final. No cenário anterior à criação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, as PCHs seriam desenvolvidas com maior insegurança de inserção no mercado, maiores custos e taxas para a sua operação o que ocasionaria a necessidade de maiores taxas de retorno em função do maior risco do negócio, assim, proporcionando ao consumidor final uma tarifa mais elevada.

As leis elencadas no trabalho estabelecem entre outras coisas, a isenção de alguns encargos, a contratação garantida de 100% da energia assegurada com preço mínimo pré-estabelecido, e a facilidades na obtenção de financiamento no BNDES e a simplificação da obtenção dos créditos de RCEs, uma vez que esse foi uns dos objetivos para a sua criação.

Assim, tendo como base todas essas informações, foi desenvolvido o empreendimento protótipo que pudesse obedecer aos critérios de cada programa e, como era o objetivo da dissertação, foi analisado como essa configuração de incentivos e de inserção de créditos pôde ser caracterizada como *funding* do empreendimento e se sua validação foi comprovada.

É possível perceber pelos resultados do empreendimento protótipo que os créditos das RCEs realmente incrementam os Indicadores da Qualidade do Investimento, mas a sua característica de maior importância é o fato de ser comercializada antes da sua efetiva “produção”, ou seja,

participa de um mercado de futuro e a suas divisas podem ser inseridas no empreendimento ainda na sua implantação, favorecendo a redução do valor investido.

O encaixe de receitas na implantação também pode favorecer a uma menor necessidade de financiamento, que, apesar dos benefícios oferecidos aos empreendimentos, os juros e encargos são muito expressivos dentro do empreendimento, e a sua implantação sem necessidade de financiamento leva a TIR ao patamar de 10,16% ao ano, efetiva acima do IPCA. Porém essa situação não foi analisada de forma aprofundada dentro dessa dissertação por não ser a prática comum e também por ter outro caráter financeiro.

Os empreendimentos formatados de acordo com as regras do MDL e fazendo uso dos benefícios concedidos pelas leis de incentivo no Brasil, demonstram maior qualidade econômica e são mais atrativos, podendo dessa forma, incentivar investidores do setor a apostarem em empreendimentos com essa configuração e favorecer o alcance dos objetivos da convenção Quadro e dos órgãos do setor de geração de energia do Brasil. Objetivos esses que são na realidade gerar energia limpa, com menor impacto ambiental, em lugares pouco acessíveis, diminuindo a escassez de energia e atendendo a regiões carentes.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A disparada do consumo de energia. **Anuário Exame de Infraestrutura**, São Paulo, p. 112-120, nov. 2007.

ABREU, V. M., FURUITI, N. S. **Mercado de Carbono – uma oportunidade para o mercado financeiro?** Jus Vigilantibus, 30 dez 2002. Disponível em: <<http://jusvi.com/artigos/1124>>. Acesso em: julho 2009.

AGUIAR F., F. L. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica**. São Paulo, 2007. 198p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

ALENCAR, C. T. **Derivação de fundos para investimentos de infraestrutura no Brasil: a viabilidade da securitização nas concessões rodoviárias e de geração independente de energia hidrelétrica**. São Paulo, 1998. 281p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ALENCAR F., F. **PCH – Project Finance e Estudo de Caso. Artigo Técnico**. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/bb6bc89ac9fe069e52409a07745470bb.pdf>>

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 2ª Ed. Brasília. 2005. 243p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 abr. 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho Nº 4.774, de 22 de Dezembro de 2009. Disponível em** <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20094774.pdf>> Acesso em julho de 2010.

ANTUNES. R. G.; QUALHARINI, E. L. **A Norma Brasileira De Mudanças Climáticas - ABNT NBR ISO 14064**. IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão Responsabilidade Socioambiental das Organizações Brasileiras Niterói, RJ, Brasil, 2008. Disponível em: <[http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg4/anais/T7\\_0043\\_0314.pdf](http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg4/anais/T7_0043_0314.pdf)>. Acesso em janeiro 2011.

ARTIGIANI, H. L. **Licenciamento Ambiental e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, análise de custos e riscos de Empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil**. 9ª Conferência Internacional da LARES Real Estate e os Efeitos da Crise Financeira. São Paulo. 2009.

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDÚSTRIA ELÉCTRICA – UNESA. **Metodologías para la Implementación de los Mecanismos flexibles de Kioto Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica**, Guía Latinoamericana del MDL, Programa Synergy, 2005. Disponível em <<http://www.cier.org.uy/aan/ac/ma/mdl/guia-la-mdl.htm>> Último acesso em julho 2008.

BATISTA, F. R. S. **Estimação do valor incremental do mercado de Carbono nos projetos de fontes renováveis de geração de energia elétrica no Brasil: uma abordagem das opções reais.** Rio de Janeiro, 2006. 281p. Tese (Doutorado) – PUC – Rio de Janeiro.

BM&F. Mercado de Carbono. Disponível em:<  
<http://www.bmfbovespa.com.br/shared/iframe.aspx?altura=700&idioma=pt-br&url=www.bmf.com.br/bmfbovespa/pages/MBRE/conheca.asp>> Acesso em jan.2010

**BNDES. Programa De Apoio Financeiro A Investimentos Em Fontes Alternativas De Energia Elétrica No Âmbito Do PROINFA.**

BONOMI, C. A. & MALVESSI, O. **Project finance no Brasil: Fundamentos e estudos de casos.** São Paulo: Atlas, 2004.

BORGES, L. F. X. **Project Finance E Infra-Estrutura: Descrição E Críticas.** Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/borges.doc>> acesso em maio 2010

BRASIL. **Cadernos NAE Mudança Do Clima vol. 1. – nº4,** – Brasília: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, 2005 Disponível em < [http://www.scribd.com/full/7741744?access\\_key=key-vxzx543ljm5g46h6fwq](http://www.scribd.com/full/7741744?access_key=key-vxzx543ljm5g46h6fwq)>acesso em maio. 2010

\_\_\_\_\_. **Cadernos NAE Mudança Do Clima vol. 2. – nº4,** – Brasília: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, 2005. Disponível em < [http://www.scribd.com/full/7761549?access\\_key=key-1kv5z9a5bo96018up8z0](http://www.scribd.com/full/7761549?access_key=key-1kv5z9a5bo96018up8z0)> acesso em maio. 2010

\_\_\_\_\_. **Decreto 5.025,** de 30 de Março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

\_\_\_\_\_. **Decreto nº 5.163,** de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Editado e traduzido pelo Ministério da Ciência e Tecnologia com o apoio do Ministério das Relações Exteriores. **Protocolo de Quioto à Convenção Sobre as Mudanças do Clima.** Disponível em < [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0012/12425.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf)> acesso em Nov. 2008.

\_\_\_\_\_. **Lei 8.631,** de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências

\_\_\_\_\_. **Lei 9.074,** de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. **Lei 10.438**, de 26 de Abril de 2002. Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

\_\_\_\_\_. **Lei 10.847**, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. **Lei Nº 10.848**, De 15 De Março De 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. **Ministério da Agricultura. Proposta revisada de critérios e indicadores de elegibilidade para avaliação de projetos candidatos ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)**. Disponível em: <<http://www.centroclima.org.br/ccpdf/criterio.pdf>>. Acesso em: 21 de abr. 2008.

\_\_\_\_\_. **Ministério da Agricultura. Proposta revisada de critérios e indicadores de elegibilidade para avaliação de projetos candidatos ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)**. Disponível em: <<http://www.centroclima.org.br/ccpdf/criterio.pdf>>. Acesso em: 21 de abr. 2008.

\_\_\_\_\_. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2007: Ano base 2006 Relatório final**. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=1432](http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432)>. Acesso em: 21 abr. 2008.

\_\_\_\_\_. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2009 Resultados Preliminares**. Disponível em: <<https://www.ben.epe.gov.br/BENResultadosPreliminares2010.aspx>> . Acesso em: 21 abr. 2008.

\_\_\_\_\_. **Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 / Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2010.

**CARBON FINANCE AT THE WORLD BANK. State and Trends of the Carbon Market 2011** Washington DC, June 2011. Disponível em: <[http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/StateAndTrend\\_LowRes.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/StateAndTrend_LowRes.pdf)> Acesso em nov. 2011.

**CDM WATCH. Manual para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. 2003. Disponível em: <<http://www.cdmwatch.org>>. Acesso em: 21 abr. 2008.

**CEBDS. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. Mercado de Carbono**. Disponível em: <<http://www.cebds.org.br/cebds/pub-docs/pub-mc-carbono.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2008.

DIAS, F. S. **Perspectivas de Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH**. 1º Seminário do Centro-Oeste de Energias Renováveis. Disponível em:  
<<http://www.seplan.go.gov.br/energias/livro/cap11.pdf>>

DIAS, M. A. G. **Investimento Sob Incerteza em Exploração & Produção de Petróleo**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 1996.

EGUREN, L. C. **El Mercado de Carbono en América Latina y El Caribe: Balance y Perspectivas**. CEPAL: Serie Medio Ambiente e Desarrollo, División de Desarrollo Sostenible y Assentamientos Humanos, Chile, 2004. Disponível em  
<[www.fao.org/wdocs/lead/x6367s/x6367s00.htm](http://www.fao.org/wdocs/lead/x6367s/x6367s00.htm)> Acesso em dez. 2009

FINNERTY, J. D. **Project Finance: engenharia financeira baseada em ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Guia de Orientação 2002. Disponível em <[www.mtc.gov.br/clima/quioto/pdf](http://www.mtc.gov.br/clima/quioto/pdf)> Acesso em maio 2008.

**IPCC. Third Assessment Report - Climate Change 2001 - Complete online versions**  
Disponível em < [http://www.grida.no/publications/other/ipcc\\_tar/](http://www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/)> acesso em abril 2008.

MME/DNAEE/ELETROBRÁS. **Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasília, DF, 1982.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA MUDANÇA DO CLIMA 2007: **Mitigação da Mudança do Clima - Contribuição do Grupo de Trabalho III ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**. Disponível em <  
[http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/relatorio\\_ipcc/IPCCWG3.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/relatorio_ipcc/IPCCWG3.pdf)>  
.Acesso em Julho de 2010.

PIRES, J. C. L. **Os desafios da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Textos para discussão do BNDES – 76. Rio de Janeiro. Março de 2000. Disponível em  
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/Td-76.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/Td-76.pdf)> acesso em maio de 2009.

POINT CARBON. **Carbon 2010 – Return of the sovereign**. Disponível em:  
<<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.1414367>> Acesso em junho 2010.

\_\_\_\_\_ **Carbon 2009 - Emission trading coming home**. Disponível em:  
<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.1083366>> Acesso em maio de 2010.

\_\_\_\_\_ **Carbon 2008 - Post-2012 is now**. Disponível em:  
<<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.912721>> Acesso em jun. 2010

\_\_\_\_\_ **Carbon 2007 - A new climate for carbon trading.** Disponível em: <<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.189>> Acesso em jun. 2010

\_\_\_\_\_ **Carbon 2006 - < Towards a truly global market.** Disponível em:<<http://www.pointcarbon.com/research/carbonmarketresearch/analyst/1.2843>> Acesso em jun. 2010

ROCHA LIMA, J; ALENCAR,C. T.,MONETTI, E. **Real Estate: modelagem e investimentos imobiliários.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2011. 440p.

ROCHA LIMA, J. **Sistemas de Informação para o planejamento na construção civil:** gênese e informatização. São Paulo: EPUSP, 1990. 69p. (Boletim Técnico Departamento de Engenharia de Construção Civil; 26/90).

ROCHA LIMA, J. **Análises em Project Finance: A escolha da moeda de referência.** São Paulo: EPUSP, 1999 42p. (Texto Técnico da Escola Politécnica da USP, Departamento de Engenharia de Construção Civil, BT/PCC/240).

ROCHA LIMA, J. **Gerenciamento na construção civil:uma abordagem sistêmica.** São Paulo: EPUSP, 1990. 47p. (Boletim Técnico do Departamento de Engenharia de Construção civil; 27/90).

ROCHA LIMA, J. **Sistemas de Informação para o planejamento na construção civil:** gênese e informatização. São Paulo: EPUSP, 1990. 69p. (Boletim Técnico 2690).

ROCHA, M. T. **Aquecimento Global e o Mercado de Carbono: uma aplicação do modelo CERT.** Piracicaba, 2003. 196p. Tese (Doutorado) - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo.

Santos JR, M. F. **O impacto dos créditos de carbono na atratividade econômica de Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Pará, 2006. 9p.- Espaço Energia nº 5 outubro de 2006.

SEIFFERT, M. E. B. **Mercado de Carbono e Protocolo de Quioto.** 1º Ed. São Paulo. Atlas. 2009. 208p.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC. **Decisions Concerning Mechanism Pursuant to Articles 6, 12 and 17 of the Kyoto Protocol.** Review of Text: Implementation of Commitments and other Provisions of the Convention. (FCCC/CP/ 2001/2/Add.2). 2001. Disponível em: <<http://unfccc.int/>>. Acesso em: abril 2008.

\_\_\_\_\_ **Preparations for the First Session of the Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Kyoto Protocol (Decision 8/ CP4), Decision 5/CP6 – Implementation of the Buenos Aires Plan of Action (FCCC/CP/ 2001/L7), 2001.** Disponível em: <<http://unfccc.int/>>. Acesso em: abril. 2008.

\_\_\_\_\_ **Report of the Conference of the Parties on the First Part of its Sixth Session, Held at the Hague from 13 to 25 November 2000.** (FCCC/CP/ 2001/5/Add.3), vol. 5, 2001. Disponível em: <<http://unfccc.int/>>. Acesso em: abril. 2008.

## Anexos A

CDM – Executive Board

I.A./Version 14

Sectoral Scope: 01  
EB 54

### Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories

*I.A*

*Electricity generation by the user (cont)*

#### **TYPE I - RENEWABLE ENERGY PROJECTS**

Project participants shall apply the general guidance to the small-scale CDM methodologies, information on additionality (attachment A to appendix B) and general guidance on leakage in biomass project activities (attachment C to appendix B) provided at <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html> > *mutatis mutandis*.

#### ***I.A. Electricity generation by the user***

##### **Technology/measure**

1. This category comprises renewable electricity generation units that supply individual households/users or groups of households/users included in the project boundary. The applicability is limited to individual households and users that do not have a grid<sup>31</sup> connection except when;
  - (a) A group of households or users are supplied electricity through a standalone mini-grid<sup>32</sup> powered by renewable energy generation unit(s) where the capacity of the generating units does not exceed 15 MW (i.e., the sum of installed capacities of all renewable energy generators connected to the mini-grid is less than 15 MW) e.g., a community based stand-alone off-the-grid renewable electricity systems; or
  - (b) The emissions reduction per renewable energy based lighting system is less than 5 tonnes of CO<sub>2</sub>e a year and where it can be shown that fossil fuel would have been used in the absence of the project activity by;
    - (i) A representative sample survey (90% confidence interval, ±10% error margin) of target households; or
    - (ii) Official statistics from the host country government agencies.

The renewable energy generation units include technologies such as solar, hydro, wind, biomass gasification and other technologies that produce electricity all of which is used on-site/locally by the user, e.g., solar home systems, wind battery chargers . The renewable generating units may be new installations (Greenfield) or replace existing onsite fossil-fuel-fired generation. To qualify as a small-scale project, the total output of the unit(s) shall not exceed the limit of 15 MW.

2. Hydro power plants with reservoirs that satisfy at least one of the following conditions are eligible to apply this methodology:

- The project activity is implemented in an existing reservoir with no change in the volume of reservoir;

---

<sup>31</sup> National/regional grid.

<sup>32</sup> Not connected to a national/regional grid.

- The project activity is implemented in an existing reservoir, where the volume of reservoir is increased and the power density of the project activity, as per definitions given in the Project Emissions section, is greater than 4 W/m<sup>2</sup>;
  - The project activity results in new reservoirs and the power density of the power plant, as per definitions given in the Project Emissions section, is greater than 4 W/m<sup>2</sup>.
3. Combined heat and power (cogeneration) systems are not eligible under this category.
  4. If the unit added has both renewable and non-renewable components (e.g., a wind/diesel unit), the eligibility limit of 15 MW for a small-scale CDM project activity applies only to the renewable component. If the unit added co-fires fossil fuel, the capacity of the entire unit shall not exceed the limit of 15 MW.
  5. Project activities that involves retrofit or replacement of an existing facility for renewable energy generation are included in this category. To qualify as a small-scale project, the total output of the modified or retrofitted unit shall not exceed the limit of 15 MW.
  6. In the case of project activities that involve the addition of renewable energy generation units at an existing renewable power generation facility, the added capacity of the units added by the project should be lower than 15 MW and should be physically distinct<sup>33</sup> from the existing units.

**Boundary**

7. The physical, geographical site of the renewable energy generating unit and the equipment that uses the electricity produced delineates the project boundary.

**Baseline**

8. The energy baseline is the fuel consumption of the technology in use or that would have been used in the absence of the project activity to generate the equivalent quantity of energy<sup>34</sup>, estimated using one of the following three options:

- (a) Option 1:

$$E_{BL,y} = \sum_i (n_i * EC_{i,y}) / (1-l) \tag{1}$$

---

<sup>33</sup> Physically distinct units are those that are capable of generating electricity without the operation of existing units, and that do not directly affect the mechanical, thermal, or electrical characteristics of the existing facility. For example, the replacement of the nacelle assembly or blades of a wind battery charger would not be considered “physically distinct”.

<sup>34</sup> Renewable energy lighting applications shall consider the equivalent level of lighting service instead of energy (See annex 1 of EB 08).

Where:

$E_{BL,y}$  Annual energy baseline; kWh

$\sum$  The sum over the group of  $i$  renewable energy technologies (e.g., renewable energy technologies for households, rural health centres, rural schools, grain milling, water pumping, irrigation, etc.) implemented as part of the project activity

$n_i$  Number of consumers supplied by installations of the renewable energy technology belonging to the group of  $i$  renewable energy technologies during the year

$EC_{i,y}$  Estimate of average annual individual energy consumption observed in closest grid electricity systems among rural grid connected consumers belonging to the same group of  $i$  renewable energy technologies. If energy consumption is metered,  $EC_{i,y}$  is the average energy consumed<sup>35</sup> by consumers belonging to the group of  $i$  renewable energy technologies; kWh

$L$  Average technical distribution losses that would have been observed in diesel powered mini-grids installed by public programmes or distribution companies in isolated areas, expressed as a fraction<sup>36</sup>;

(b) Option 2:

$$E_{BL,y} = \sum_i EG_{i,y} / (1 - l) \quad (2)$$

Where:

$E_{BL,y}$  Annual energy baseline; kWh

$\sum$  The sum over the group of  $i$  renewable energy technologies (e.g., renewable energy technologies for solar home systems, solar pumps) implemented as part of the project activity

---

<sup>35</sup> Potential oversizing of the power capacity installed or energy generated by the CDM project activity shall not be reflected in the baseline and emissions reduction calculation. For this reason, the energy value taken into account shall be the energy consumed. It cannot be the electricity output, except if the project participant justifies that it represent a reasonable estimate of the energy that would have been generated by a diesel generator larger than 35 kW and operating with a load factor of at least 50% to provide similar electricity services.

<sup>36</sup> A reasonable default value for distribution losses on low voltage rural distribution grid could be 20%. Project proponents shall demonstrate in the PDD that in the absence of the project activity electricity supply would have entailed distribution losses e.g. users are in distributed locations, else a value of  $L=0$  shall be used.

$EG_{i,y}$  The estimated annual output of the renewable energy technologies of the group of  $i$  renewable energy technologies installed; kWh

$L$  Average technical distribution losses that would have been observed in diesel powered mini-grids installed by public programmes or distribution companies in isolated areas, expressed as a fraction<sup>6</sup>;

- (c) Option 3: the baseline can be a trend-adjusted projection of historic fuel consumption in situations where an existing technology is replaced. For the specific case of lighting devices a daily usage of 3.5 hours shall be assumed, unless it is demonstrated that the actual usage hours adjusted for seasonal variation of lighting is different based on representatives sample survey (90% confidence interval  $\pm 10\%$  error) done for minimum of 90 days.

9. For Option 1 and Option 2 above the emissions baseline is the energy baseline calculated in accordance with paragraphs 8a and 8b above times a default emission factor:

$$BE_{CO_2,y} = E_{BL,y} * EF_{CO_2} \quad (3)$$

Where:

$BE_{CO_2,y}$  Emissions in the baseline in year  $y$ ; tCO<sub>2</sub>

$E_{BL,y}$  Annual energy baseline in year  $y$ ; kWh

$EF_{CO_2}$  CO<sub>2</sub> emission factor; tCO<sub>2</sub>/kWh

For  $EF_{CO_2}$ , default value of 0.8 kg CO<sub>2</sub>-e/kWh, which is derived from diesel generation units, may be used. A small-scale project proponent may, with adequate justification use a higher emissions factor from table I.F.1 under category AMS-I.F.

10. In the case of Option 3, the emissions baseline is the historic fuel consumption calculated in accordance with paragraph 8c above times the CO<sub>2</sub> emission factor for the fuel displaced. IPCC default values for emission factors may be used.

$$BE_{CO_2,y} = \sum_j FC_{j,y} * NCV_j * EF_{CO_2,j} \quad (4)$$

Where:

$BE_{CO_2,y}$  Emissions in the baseline in year  $y$ ; tCO<sub>2</sub>

$FC_{j,y}$  Amount of fuel consumption of fuel type  $j$ ; mass or volume unit in year  $y$

$NCV_j$  Net calorific value of fuel type  $j$ ; gigajoule per mass or volume unit

$EF_{CO_2,j}$  CO<sub>2</sub> emission factor of fuel type  $j$ ; tCO<sub>2</sub>/GJ

$j$  Fuel type used for combustion

11. The baseline emissions of project activities that involve retrofit/replacement of an existing facility or capacity addition at an existing facility, shall be calculated following the procedures prescribed in AMS-I.D with the exception that the applicable emission factor ( $EF_{CO_2}$ ) is calculated as described in this methodology.

## **Project emissions**

12. For most renewable energy project activities,  $PE_y = 0$ . However, for the following categories of project activities, project emissions have to be considered following the procedure described in the most recent version of ACM0002.

- Emissions related to the operation of geothermal power plants (e.g., non-condensable gases, electricity/fossil fuel consumption);
- Emissions from water reservoirs of hydro power plants.

## **Leakage**

13. If the energy generating equipment is transferred from another activity or if the existing equipment is transferred to another activity, leakage is to be considered.

## **Monitoring**

14. Monitoring shall consist of:

- (a) An annual check of all systems or a sample thereof to ensure that they are still operating (other evidence of continuing operation, such as on-going rental/lease payments could be a substitute);

OR

- (b) Metering the electricity generated by all systems in a sample thereof.

15. For projects where only biomass or biomass and fossil fuel are used the amount of biomass and fossil fuel input shall be monitored.

16. For projects consuming biomass, a specific fuel consumption<sup>37</sup> of each type of fuel (biomass or fossil) to be used should be specified *ex ante*. The consumption of each type of fuel shall be monitored.

17. If fossil fuel is used, the electricity generation metered should be adjusted by deducting the electricity generation from fossil fuels using the specific fuel consumption and the quantity of fossil fuel consumed.

18. If more than one type of biomass fuel is consumed, each shall be monitored separately.

19. The amount of electricity generated using biomass fuels calculated as per paragraph 17 shall be compared with the amount of electricity generated calculated using specific fuel consumption and amount of each type of biomass fuel used. The lower of the two values should be used to calculate emission reductions.

## **Project activity under a programme of activities**

The following conditions apply for use of this methodology in a project activity under a programme of activities:

---

<sup>37</sup> Specific fuel consumption is the fuel consumption per unit of electricity generated (e.g., tonnes of bagasse per megawatt-hour).

21. In the specific case of biomass project activities the applicability of the methodology is limited to either project activities that use biomass residues only or biomass from dedicated plantations complying with the applicability conditions of AM0042.

22. In the specific case of biomass project activities the determination of leakage shall be done following the general guidance for leakage in small-scale biomass project activities (attachment C of appendix B<sup>38</sup> of simplified modalities and procedures for small-scale clean development mechanism project activities) or following the procedures included in the leakage section of AM0042. In case the project activity involves the replacement of equipment and the leakage from the use of the replaced equipment in another activity is neglected, because the replaced equipment is scrapped, an independent monitoring of scrapping of replaced equipment needs to be implemented. The monitoring should include a check if the number of project activity equipment distributed by the project and the number of scrapped equipment correspond with each other. For this purpose scrapped equipment should be stored until such correspondence has been checked. The scrapping of replaced equipment should be documented and independently verified.

-----

---

<sup>38</sup> Available on <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>>.

### History of the document\*

Version	Date	Nature of revision
14	EB 54, Annex 8 28 May 2010	To include a definition of mini-grid and additional procedure to estimate baseline emissions for retrofit/capacity expansion project activities.
13	EB 42, Annex 16 26 September 2008	Include project activities for renewable energy based lighting (e.g., solar-lamps) to displace fossil fuel usage in lighting in rural households that are not grid connected or connected to a weak grid prone to blackouts/brownouts.
12	EB 33, Annex 19 22 June 2007	Clarify the applicability of the methodology and maintain consistency with the revision AMS-I.B, which provides guidance for situations where electricity is a co-product of the project activity, providing mechanical energy for the user.
11	EB 32, Annex 25 22 June 2007	Clarify the monitoring of biomass in project activities that apply this methodology which is consistent with monitoring of biomass in the approved methodology AMS-I.D.
10	EB 31, Annex 19 04 May 2007	Clarify that all cogeneration project activities should apply AMS-I.C.
09	EB 28, Annex 24 15 December 2006	Maintain consistency across categories particularly in relation to AMS-I.D;  Revised guidance on capacity addition activities and a default emission coefficient of 0.8 kg CO <sub>2</sub> /kWh for diesel generation, as opposed to 0.9 kg CO <sub>2</sub> /kWh.
08	EB 23, Annex 29 24 February 2006	Include provisions for retrofit and renewable energy capacity additions as eligible activities;  Provide clarification for baseline calculations under category I.D;  Provide clarification on the applicability of Category I.A as against Category I.D.
<b>Decision Class:</b> Regulatory <b>Document Type:</b> Standard <b>Business Function:</b> Methodology		

\* This document, together with the 'General Guidance' and all other approved SSC methodologies, was part of a single document entitled: Appendix B of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities until version 07.

### History of the document: Appendix B of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities

Appendix B of the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM project activities contained both the General Guidance and Approved Methodologies until version 07. After version 07 the document was divided into separate documents: 'General Guidance' and separate approved small-scale methodologies (AMS).

Version	Date	Nature of revision
07	EB 22, Para. 59 25 November 2005	References to “non-renewable biomass” in Appendix B deleted.
06	EB 21, Annex 22 20 September 2005	Guidance on consideration of non-renewable biomass in Type I methodologies, thermal equivalence of Type II GWhe limits included.
05	EB 18, Annex 6 25 February 2005	Guidance on ‘capacity addition’ and ‘cofiring’ in Type I methodologies and monitoring of methane in AMS-III.D included.
04	EB 16, Annex 2 22 October 2004	AMS-II.F was adopted, leakage due to equipment transfer was included in all Type I and Type II methodologies.
03	EB 14, Annex 2 30 June 2004	New methodology AMS-III.E was adopted.
02	EB 12, Annex 2 28 November 2003	Definition of build margin included in AMS-I.D, minor revisions to AMS-I.A, AMS-III.D, AMS-II.E.
01	EB 7, Annex 6 21 January 2003	Initial adoption. The Board at its seventh meeting noted the adoption by the Conference of the Parties (COP), by its decision 21/CP.8, of simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities (SSC M&P).
<b>Decision Class:</b> Regulatory <b>Document Type:</b> Standard <b>Business Function:</b> Methodology		

## APÊNDICE A

### TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO INTERLIGADO, APLICÁVEIS A CENTRAIS GERADORAS

BASE PARA CÁLCULO DA TUST ARBITRADA.

Usinas	UF	Tarifa
UHE 14 DE JULHO	RS	2,706
UHE AGUA VERMELHA	SP	3,548
UHE AIMORES MG 0,495	MG	0,495
UHE APOLONIO SALES (MOXOTO)	BA	6,732
UHE B.DOS COQUEIROS (GERDAU)	GO	4,921
UHE BAGUARI	MG	2,896
UHE BARRA GRANDE	SC	3,357
UHE BOA ESPERANCA	PI	5,224
UHE CACHOEIRA DOURADA - RB	GO	4,83
UHE CACU (GERDAU)	GO	4,921
UHE CAMPOS NOVOS	SC	3,312
UHE CANA BRAVA	GO	4,811
UHE CAPIVARA	SP	3,622
UHE CASTRO ALVES (CERAN)	RS	2,756
UHE CHAVANTES	SP	1,93
UHE CORUMBA I	GO	4,35
UHE DONA FRANCISCA	RS	3,07
UHE EMBORCACAO	MG	4,004
UHE ESTREITO (L. C. BARRETO)	SP	3,046
UHE FOZ DO RIO CLARO	GO	4,81
UHE FURNAS	MG	2,694
UHE GOV. BENTO MUNHOZ (AREIA)	PR	3,499
UHE GOV. PARIGOT SOUZA	PR	1,546
UHE GUILMAN AMORIM	MG	1,65
UHE HENRY BORDEN - RB	SP	1,699
UHE ILHA SOLTEIRA	SP	3,629
UHE IRAPE	MG	3,485
UHE ITA	SC	3,88
UHE ITAIPU	PR	3,006
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	PE	6,457
UHE ITAPEBI	BA	5,376
UHE ITAUBA	RS	2,977
UHE ITIQUIRA (I,II)	MT	8,31
UHE ITUMBIARA	MG	4,324

UHE JAGUARA	MG	3,134
UHE JUPIA - RB	SP	3,589
UHE JURUMIRIM (A.A.LAYDNER)	SP	3,589
UHE LAJEADO	TO	5,68
UHE MACHADINHO	SC	3,66
UHE MANSO	MT	9,746
UHE MARIMBONDO	MG	3,824
UHE MASCARENHAS DE MORAES (PEIX.	MG	2,918
UHE MONTE CLARO (CERAN)	RS	2,006
UHE NOVA PONTE	MG	3,754
UHE PASSO FUNDO	RS	2,197
UHE PASSO REAL	RS	2,197
UHE PAULO AFONSO I, II, III	BA	6,732
UHE PAULO AFONSO IV	BA	6,642
UHE PEDRA DO CAVALO	BA	5,29
UHE PEIXE ANGICAL	TO	5,093
UHE PIRAJU	SP	1,606
UHE PONTE DE PEDRA	MT	11,85
UHE PORTO ESTRELA	MG	1,649
UHE PORTO PRIMAVERA (S. MOTTA)	SP	3,805
UHE SA CARVALHO	MG	0,16
UHE SALTO	GO	4,921
UHE SALTO CAXIAS	PR	4,199
UHE SALTO DO RIO VERDINHO	GO	4,81
UHE SALTO OSORIO	PR	3,408
UHE SALTO SANTIAGO	PR	4,018
UHE SALTO SEGREDO (GOV. N. BRAGA)	PR	3,883
UHE SAMUEL	RO	7,184
UHE SAO SALVADOR	TO	4,881
UHE SAO SIMAO	MG	4,206
UHE SERRA DA MESA	GO	5,055
UHE SOBRADINHO	BA	6,438
UHE TAQUARUCU	SP	3,537
UHE TRES IRMAOS	SP	3,673
UHE TRES MARIAS	MG	2,406
UHE TUCURUI	PA	5,739
UHE VOLTA GRANDE	MG	3,411
UHE XINGO	AL	6,636
	MÉDIA	4,103
	MODA	4,921

APÊNDICE B

LISTA DE PCHs VALIDADAS PELO MDL, ONDE OS SEUS RESPECTIVOS DCPs FORAM ANALISADOS NESTE TRABALHO							
	NOME DA ATIVIDADE DO PROJETO DE MDL	potencia Instalada MW	energia assegurada MW	Produção anual MW	fator de potência	área do reservatório Km <sup>2</sup>	densidade potência W/m <sup>2</sup>
1	Rodeio Bonito Small Hydro Power Project	14,637	8,797	77059	0,601	0,838	17,47
2	Luzboa Small Hydro Power Plants BRA-Minas Gerais I	14,700	7,509	65779	0,511		0,00
3	Cristalino Small Hydroelectric Power Plant	4,000	2,762	24192	0,690	0,888	
4	Saldanha Small Hydroelectric Project	4,800	3,286	28784	0,685	0,008	
5	Renewable energy generation – Hy Brazil S/A	12,000	10,573	92619	0,881		
6	Braço Small Hydropower Plant Project Activity	11,880	8,070	70692	0,679	0,004	
7	Faxinal dos Guedes Small Hydroelectric Power Plant	5,000	2,450	21462	0,490	0,400	12,50
8	Jaguari Mirim River Hydroelectric Plants	7,000	3,487	30543	0,498	0,094	74,47
9	Salto Santo Antonio Small Hidro Power Plant Project	6,740	3,719	32577	0,552	0,050	134,80
10	Salto Cafesoca Small Hydropower Project	7,500	6,810	59655	0,908	0,000	
11	SHPs Albano Machado and Rio dos Índios	11,000	6,056	53051	0,551	0,340	72,49

12	Nova Sinceridade Small Hydroelectric Power Plant	9,000	0,004	33,901	0,000	0,060	150,00
13	Bossardi	1,000	0,758	6643	0,758	0,560	1,79
14	Vilhena	2,500	1,969	17250	0,788	0,308	8,12
15	Jaguari	9,800	6,076	53225,76	0,620	0,575	
16	Santana	14,758	8,378	73391	0,568	1,170	
17	Alto Benedito Novo	15,000	8,400	73584	0,560		
18	Santa Lucia II	7,500	4,875	42705	0,650		
19	ARS	6,600	5,214	45674,64	0,790	1,640	4,02
20	Braço Norte III	14,160	8,482	74300	0,599		
21	Braço Norte IV	14,000	6,461	56600	0,462		
22	Blunded Estelar	11,800	6,608	57886,08	0,560	0,813	14,51
23	FERRADURA	9,200	5,286	46305	0,575	0,534	17,24
24	INCOMEX	14,500	9,642	84463	0,665	0,200	72,50
25	Matinuv e Espigão	3,900	2,316	20288	0,594	0,370	10,54

26	Palestina	12,400	6,724	58898	0,542	0,515	24,08
27	Pesqueiro	12,440	9,132	80000	0,734	0,330	37,70
28	Sta Edwiges II	13,000	10,790	94520,4	0,830	2,990	4,35
29	Sta Edwiges III	11,600	9,695	84930	0,836	0,640	18,13
30	Sto Espedito Barra do Leao	8,150	5,134	44978	0,630	0,253	32,25

Dados retirados dos documentos de concepção do projeto das PCHs validadas no MDL a partir da metodologia AMS-ID

Fonte: UNFCCC (2010) -< <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>

APÊNDICE C- Fluxos

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA												
fluxos relacionados à implantação												
valores em R\$ mil base jan-11												
trimestre	% do custeio da obra	custeio da obra	Calculo do Nível de Exposição à tat	Cálculo do Nível de Exposição à cop	encaixe BNDES	Investimento exigido	Calculo do Nível de Exposição à tat	Cálculo do Nível de Exposição à cop	encaixe RCEs	investimento exigido depois das RCEs	Calculo do Nível de Exposição à tat	Cálculo do Nível de Exposição à cop
1,00	2,50%	(2250)	(2952)	(2588)	0	(2254)	(2952)	(2588)	(43)	(2296)	(3008)	(2636)
2,00	2,50%	(2250)	(2890)	(2562)	0	(2259)	(2890)	(2562)	(43)	(2301)	(2944)	(2611)
3,00	2,50%	(2250)	(2828)	(2537)	0	(2264)	(2828)	(2537)	(43)	(2307)	(2881)	(2585)
4,00	2,50%	(2250)	(2768)	(2512)	0	(2270)	(2768)	(2512)	(43)	(2312)	(2820)	(2560)
5,00	11,25%	(10125)	(12192)	(11196)	7166	(3071)	(3658)	(3359)	2909	(163)	(194)	(178)
6,00	11,25%	(10125)	(11934)	(11086)	7183	(3079)	(3580)	(3326)	2909	(170)	(198)	(184)
7,00	11,25%	(10125)	(11680)	(10978)	7200	(3086)	(3504)	(3293)	2909	(177)	(201)	(189)
8,00	11,25%	(10125)	(11432)	(10870)	7217	(3093)	(3430)	(3261)	2909	(185)	(205)	(195)
9,00	11,25%	(10125)	(11190)	(10764)	7235	(3101)	(3357)	(3229)	0	(3101)	(3357)	(3229)
10,00	11,25%	(10125)	(10952)	(10659)	7252	(3108)	(3286)	(3198)	0	(3108)	(3286)	(3198)
11,00	11,25%	(10125)	(10720)	(10554)	7269	(3115)	(3216)	(3166)	0	(3115)	(3216)	(3166)
12,00	11,25%	(10125)	(10492)	(10451)	7286	(3123)	(3148)	(3135)	0	(3123)	(3148)	(3135)
	100,00%	(90000)	(102030)	(96758)	57809	(33822)	(38616)	(36167)	11464	(22357)	(25457)	(23865)

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA									
Empreendimento Protótipo - PCH									
Fluxo de operação									
valores em R\$ mil base jan-11									
Ano de ref.	Receita Bruta	Impostos sobre receita	encargos setoriais	custos operacionais	lucro líquido 32%	IR sobre lucro presumido	conta reserva BNDES	FRA	receita operacional disponível
1	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	(2639)	(450)	9938
2	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	65	(450)	9938
3	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
4	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
5	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
6	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
7	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
8	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
9	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
10	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
11	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
12	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
13	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
14	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
15	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938

16	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	101	(450)	9938
17	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	1161	(450)	9938
18	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
19	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
20	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
21	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
22	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
23	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
24	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
25	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
26	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
27	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
28	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
29	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
30	11755	(429)	(401)	(283)	(235)	(127)	0	(450)	9938
	352651	(12872)	(12045)	(8494)	(7053)	(3809)	0	(13500)	298129

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA						GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA					
Empreendimento Protótipo - PCH						Empreendimento Protótipo - PCH					
Fluxo de operação sem o encaixe de RCEs						Fluxo de operação com o encaixe de RCEs					
valores em R\$ mil base jan-11						valores em R\$ mil base jan-11					
Ano de ref.	receita operacional disponível	movimento	Fluxo Acumulado	inv.	retorno	receita líquida RCEs	receita operacional disponível com RCEs	movimento	Fluxo Acumulado	inv.	retorno
1	9938	(36577)	(36577)	36577	0	(27)	9930	(23445)	(23445)	23445	0
2	9938	(278)	(36855)	278	0	(27)	9930	(304)	(23749)	304	0
3	9938	199	(36656)	0	0	(27)	9930	172	(23577)	0	(172)
4	9938	604	(36052)	0	0	(27)	9930	577	(22999)	0	(577)
5	9938	1009	(35043)	0	0	(27)	9930	983	(22017)	0	(983)
6	9938	1414	(33629)	0	0	(27)	9930	1387	(20629)	0	(1387)
7	9938	1785	(31844)	0	0	(27)	9930	1758	(18871)	0	(1758)
8	9938	2189	(29655)	0	0	(27)	9930	2163	(16709)	0	(2163)
9	9938	2593	(27062)	0	(2593)	(27)	9930	2567	(14142)	0	(2567)
10	9938	2997	(24065)	0	(2997)	(27)	9930	2970	(11172)	0	(2970)
11	9938	3400	(20665)	0	(3400)	(27)	9930	3374	(7798)	0	(3374)
12	9938	3803	(16862)	0	(3803)	(27)	9930	3777	(4021)	0	(3777)
13	9938	4206	(12655)	0	(4206)	(27)	9930	4180	158	0	(4180)

14	9938	4609	(8047)	0	(4609)	(27)	9930	4582	4740	0	(4582)
15	9938	5346	(2701)	0	(5346)	(27)	9930	5319	10060	0	(5319)
16	9938	5413	2712	0	(5413)	(27)	9930	5386	15446	0	(5386)
17	9938	8946	11658	0	(8946)	(27)	9930	8919	24365	0	(8919)
18	9938	9956	21614	0	(9956)	(27)	9930	9930	34295	0	(9930)
19	9938	9956	31571	0	(9956)	(27)	9930	9930	44225	0	(9930)
20	9938	9956	41527	0	(9956)	(27)	9930	9930	54154	0	(9930)
21	9938	9956	51483	0	(9956)	(27)	9930	9930	64084	0	(9930)
22	9938	9956	61439	0	(9956)	0	9956	9956	74040	0	(9956)
23	9938	9956	71396	0	(9956)	0	9956	9956	83997	0	(9956)
24	9938	9956	81352	0	(9956)	0	9956	9956	93953	0	(9956)
25	9938	9956	91308	0	(9956)	0	9956	9956	103909	0	(9956)
26	9938	9956	101264	0	(9956)	0	9956	9956	113865	0	(9956)
27	9938	9956	111221	0	(9956)	0	9956	9956	123822	0	(9956)
28	9938	9956	121177	0	(9956)	0	9956	9956	133778	0	(9956)
29	9938	9956	131133	0	(9956)	0	9956	9956	143734	0	(9956)
30	9938	9956	141089	0	(9956)	0	9956	9956	153690	0	(9956)
	298129	141089	0	36855	(170744)	(558)	298129	153690	1067188	23749	(177439)