



UNIFEI - UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Camila Fernandes Nunes

**A APLICAÇÃO DOS MECANISMOS DE
DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL EM PROJETOS DE
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉRICAS – PCHs EM SISTEMAS ISOLADOS NO
BRASIL
ESTUDO DE CASO: PCH CAFESOCA, AP**

**Agosto de 2011
Itajubá – MG**

**UNIFEI - UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DA ENERGIA**

Camila Fernandes Nunes

**A APLICAÇÃO DOS MECANISMOS DE
DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL EM PROJETOS DE
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉRICAS – PCHs EM SISTEMAS ISOLADOS NO
BRASIL. ESTUDO DE CASO: PCH CAFESOCA, AP**

**Dissertação submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia da Energia
como parte dos requisitos para obtenção do
Título de Mestre em Ciências em
Engenharia da Energia.**

**Área de Concentração: Energia, Sociedade
e Meio-Ambiente**

**Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago
Filho**

**Agosto de 2011
Itajubá - MG**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Cristiane Carpinteiro- CRB_6/1702

N972a

Nunes, Camila Fernandes

A aplicação dos mecanismos de desenvolvimento Limpo- MDL em projetos de implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs em sistemas isolados no Brasil: Estudo de caso: PCH Cafesoca, Ap. / por Camila Fernandes Nunes. -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2011.

126 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Pequena central hidrelétrica 2. Mecanismos de desenvolvimento Limpo. 3. Conta-consumo-combustível. I. Tiago Filho, Geraldo Lúcio, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

“Tente mover o mundo – o primeiro passo será mover a si mesmo”.

Platão

DEDICATÓRIA

**Dedico este trabalho a Deus, ao meu marido, aos meus irmãos, amigos,
e principalmente aos meus pais por terem caminhado
comigo torcendo pelo meu sucesso.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela força.

Ao meu marido, meus pais e irmãos.

Agradeço, em especial ao Professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, quem muito admiro, pela orientação, perseverança e confiança que em mim depositou.

A UNIFEI por contribuir para minha formação desde a graduação.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

Resumo

O presente trabalho se propôs a analisar o potencial de aplicação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL a projetos de PCHs operando em sistemas isolados tomando como estudo de caso o projeto da PCH Cafesoca no Amapá. Para tanto, foram analisadas as emissões de CO₂ que serão evitadas com a entrada da PCH Cafesoca em operação a partir de 2011. Contabilizaram-se as emissões de gases de efeito estufa – GEEs provenientes da rede de eletricidade do Amapá que conta com 4 centrais termelétricas. A receita gerada a partir da quantidade de emissões de CO₂ evitada pela PCH Cafesoca ao entrar em operação e o benefício da Conta-Consumo-Combustível – CCC foram utilizadas para compor a Taxa Interna de Retorno - TIR do empreendimento. Os resultados mostraram que a TIR se elevou de 9,52% para 16,14% (com a menor tarifa simulada) e de 19,24% para 22,08% (com a maior tarifa simulada) com a venda dos créditos de carbono gerados e com o benefício da CCC, demonstrando que é viável adotar as PCH's, com pequenos reservatórios, como fontes renováveis de energia operando em sistemas isolados, sem emissão de gases de efeito estufa, uma vez que a emissão de CO₂ dos reservatórios é reduzida.

Palavras-chave: Pequena Central Hidrelétrica, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Conta-consumo-combustível.

Abstract

This study proposes to analyze the potential of the Clean Development Mechanism - CDM projects SHP operating in isolated systems taking as a case study of the project in Amapa Cafesoca SHP. To this end, we analyzed the CO₂ emissions that are avoided with the entry of SHP Cafesoca in operation from 2011. Accounted for the emissions of greenhouse gases - GHGs from the electricity grid in Amapá which has four thermal power plants. The revenue generated from the amount of CO₂ emissions avoided by SHP Cafesoca to go into operation and the benefit of Account-Fuel-Consumption - CCC were used to compose the Internal Rate of Return - IRR of the project. The results showed that the IRR increased from 9.52% to 16.14% (with the simulated lowest rate) and 19.24% to 22.08% (with the simulated highest fare) from the sale of carbon credits generated and with the benefit of CCC, showing that it is feasible to adopt the SHP with small reservoirs, such as renewable energy systems operating in isolation, without emission of greenhouse gases, since the emission of CO₂ from reservoirs is reduced.

Keywords: Small Hydro Power, Clean Development Mechanism, thermoelectrical

Lista de Figuras

Figura 3.1– Representação Gráfica da Matriz Energética Brasileira (BEN, 2010).....	20
Figura 3.2 – Representação Gráfica da Matriz Energética Mundial (BEN, 2009).....	21
Figura 3.3 – Relação entre as energias Renováveis tendo por base a energia hidráulica. (elaboração própria).....	24
Figura 3.4 – Relação entre as energias não Renováveis tendo por base o petróleo. (elaboração própria)	24
Figura 4.1 – Oferta total de energia (BEN 2010)	26
Figura 4.2 – Consumo final energético por setor em 2009 (BEN 2010).....	27
Figura 4.3 – Incremento do consumo final energético por setor de 2008 a 2009 (BEN 2010)	28
Figura 5.1 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte (Fonte: BEN 2010)	31
Figura 5.2 – Quantidades de usinas hidrelétricas no Brasil – ANEEL 2010	32
Figura 5.3 – Potencial Hidroelétrico do Brasil por Região (%) – SIPOT 2010	34
Figura 5.4 – Evolução do número de registro junto à Aneel, nos anos 2008 e 2009. (ANEEL, 2010).....	43
Figura 5.5 – Situação das PCHs no estado de Minas Gerais. Aneel, 2010	46
Figura 6.1 – Concentrações de CO ₂ atmosférico e emissões antropogênicas de CO ₂ . (IPAM, 2010).....	48
Figura 6.2 – Ciclo de Atividade de Projeto MDL.	60
Figura 6.3 – Conceito de adicionalidade (CGEE, 2008)	61
Figura 6.4 - Número de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo (MCT, 2011)...	66
Figura 6.5 - Participação no total de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo (MCT, 2011).....	67
Figura 6.6 - Potencial de Redução de emissões (em tCO ₂ e) para o primeiro período de obtenção de créditos (MCT, 2011).....	68

Figura 6.7 - Participação no Potencial de Redução de emissões para o primeiro período de obtenção.....	68
Figura 6.8 - Potencial de redução anual de emissões (em tCO ₂ e) para o primeiro período de obtenção de créditos (MCT, 2011).....	69
Figura 6-9 - Participação no potencial de Redução anual de emissões para o primeiro período e obtenção de créditos (MCT, 2011).....	70
Figura 6.10 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de gás de efeito estufa reduzido (MCT, 2011).....	71
Figura 6.11 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por escopo setorial (MCT, 2011).....	72
Figura 6.12 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de metodologia utilizada (MCT, 2011).....	73
Figura 6.13 - Número de projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011).....	76
Figura 6.14 - Número de projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011).....	77
Figura 6.15 - Reduções de emissões dos projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011).....	78
Figura 6.16 - Distribuição do número de atividades de projeto do MDL no Brasil por estado (MCT,2011).....	79
Figura 6.17 - Curva de crescimento das atividades de projeto MDL no Brasil FONTE E ANO (MCT, 2011).....	80
Figura 6.18 - Capacidade instalada (MW) das atividades de projeto do MDL aprovadas na CIMGC (MCT, 2011).....	81
Figura 8.1 – O balança de carbono nos reservatórios. (www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama_cont.html).....	94
Figura 10.1 – Localização do rio Oiapoque e da cidade de Oiapoque.....	101
Figura 10.2 – Localização do da PCH Salto Cafesoca.....	102

Figura 13.1 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 143,21	116
Figura 13.2 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 156,21	116
Figura 13.3 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 251,21	117
Figura 13.4 – Comparação entre as tarifas para cada cenário projetado	118

Lista de Tabelas

Tabela 3.1– Matriz Energética Brasileira - BEN 2010.....	19
Tabela 3.2– Matriz Energética Mundial – BEN 2009	20
Tabela 3.3– Análise das principais fontes da matriz energética. (elaboração própria)	22
Tabela 4.1– Oferta total de energia no Brasil em milhões de tep.....	26
Tabela 4.2– Consumo final energético por setor	27
Tabela 5.1- Empreendimentos em operação (Aneel, 2010)	32
Tabela 5.2– Potencial hidrelétrico brasileiro – SIPOT 2010.....	33
Tabela 5.3 – Condições para registro de projetos básicos de PCH junto à Aneel de acordo com a nova Resolução 343, comparada com a antiga Resolução 395 (Aneel, 2010).....	38
Tabela 5.4 – Investimentos nos segmentos de geração e transmissão em energia elétrica. Fonte: PDE 2019 EPE (2010).....	44
Tabela 5.5 – Expansão das Fontes Alternativas de 2010 a 2012.....	45
Tabela 6.1– Contribuição dos países do Anexo I e Não-Anexo I para o efeito estufa.....	55
Tabela 6.2– Responsabilidade relativa entre países do Anexo I. (modificado de MUYLAERT, 2000).....	56
Tabela 6.3 – Anexo I e matas de emissão.....	56
Tabela 6.4 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto (MCT, 2011)	74
Tabela 6.5 - Status atual dos projetos na AND brasileira (MCT, 2011)	75

Tabela 6.6 - Status atual das atividades de projeto brasileiras no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011).....	75
Tabela 7.1 Compromissos de redução (SCHINDLER, 2009).....	87
Tabela 7.2 – Princípios básicos semelhantes entre o Protocolo de Quioto e o CCX (SCHINDLER, 2009).....	88
Tabela 7.3 – Principais diferenças entre o Protocolo de Quioto e o CCX (SCHINDLER, 2009).....	89
Tabela 7.4 – Principais diferenças entre o MDL e o CCX (SCHINDLER, 2009).....	89
Tabela 10.1 - Parte(s) e entidade(s) privada(s) e pública(s) envolvidas na atividade do projeto.....	103
Tabela 10.2 – Descrição técnica do projeto PCH Salto Cafesoca.....	104
Tabela 11.1 – Rede de eletricidade do Amapá.....	106
Tabela 12.1 - Quantidade estimada de redução de emissões durante o período de obtenção dos créditos.....	113
Tabela 13.1 – Valores de referência de custo para a PCH Salto Cafesoca.....	114
Tabela 13.2 – Cenários projetados.....	115

Lista de Siglas

ANP – Agência Nacional de Petróleo

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CE – Comércio de Emissões

COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

GEE – Gases de Efeito Estufa

IC – Implementação Conjunta

IDEC – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME – Ministério de Minas e Energia
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIB – Produto Interno Bruto
UHE – Usina Hidrelétrica
UNFCCC – Convenção quadro das Nações Unidas para Mudanças de Clima

Lista de Símbolos

C-CO₂ – carbono proveniente do dióxido de carbono
MW – megawatt
Ppm – partes por milhão
TEP – tonelada equivalente de petróleo
tC – tonelada equivalente de carbono

Lista de Equações

Equação 5.1	37
Equação 11.1	107
Equação 11.2	108
Equação 11.3	109
Equação 11.4	110
Equação 11.5	110
Equação 11.6	111

SUMÁRIO

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	15
2	<u>OBJETIVOS</u>	17
3	<u>PANORAMA DA ENERGIA NO BRASIL E NO MUNDO</u>	18
4	<u>RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL</u>	25
5	<u>CENTRAIS HIDRELÉTRICAS</u>	30
5.1	AS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS	30
5.2	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCH	34
6	<u>O EFEITO ESTUFA</u>	47
6.1	O PROTOCOLO DE QUIOTO	52
6.2	O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL	57
6.3	A IMPLEMENTAÇÃO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL NO BRASIL...	64
7	<u>MDL: DO PROTOCOLO DE QUIOTO À COPENHAGEN</u>	82
7.1	O PROTOCOLO DE QUIOTO	82
7.2	TIPOS DE MERCADOS NO MDL, DE ACORDO COM O PROTOCOLO DE QUIOTO.	84
7.3	VCS - VOLUNTARY CARBON STANDARD (PADRÃO DE CARBONO VOLUNTÁRIO)	85
7.4	CCX – CHICAGO CLIMATE EXCHANGE (BOLSA DO CLIMA DE CHIGAGO)	86
7.5	MERCADO VOLUNTÁRIO DE CARBONO DE ACORDO COM A NORMA BRASILEIRA	90
8	<u>EMISSÕES DE GEE DEVIDO À HIDROELETRICIDADE</u>	91
9	<u>QUANTIDADE DE EMISSÕES REDUZIDAS POR PCHS</u>	98

<u>10</u>	<u>ESTUDO DE CASO</u>	<u>101</u>
10.1	DESCRIÇÃO DO PROJETO DE PEQUENA ESCALA.....	102
10.2	QUANTIA ESTIMADA DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DURANTE O PERÍODO DE OBTENÇÃO DOS CRÉDITOS ESCOLHIDO	104
<u>11</u>	<u>METODOLOGIA</u>	<u>105</u>
11.1	APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE	105
11.2	CATEGORIA DE PROJETO APLICÁVEL À ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA ...	105
11.3	DESCRIÇÃO DE LINHA DE BASE E SEU DESENVOLVIMENTO	105
11.4	REDUÇÕES DE EMISSÕES.....	106
<u>12</u>	<u>RESULTADOS.....</u>	<u>113</u>
<u>13</u>	<u>ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS</u>	<u>114</u>
<u>14</u>	<u>CONCLUSÃO</u>	<u>119</u>
<u>15</u>	<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>121</u>

1 .INTRODUÇÃO

O crescente aumento do consumo de energia nos últimos anos com utilização dos recursos naturais para prover de energia a civilização atual e os efeitos nocivos das toneladas de dióxido de carbono gerados pela combustão de energéticos fósseis são fatores altamente ameaçadores ao futuro da humanidade.

As emissões globais de CO₂ devem aumentar 43% até 2035 se o padrão atual de uso energético se perpetuar e nenhum controle for exercido, concluiu a Administração da Informação Energética dos Estados Unidos em seu 'Panorama Energético Internacional 2010'.

Este crescimento, de 30 bilhões de toneladas em 2007 para 42 bilhões em 2035, será impulsionado pelo aumento em 49% do consumo energético, sendo que 80% da demanda mundial será preenchida por combustíveis fósseis (Envolverd, 2010).

O Protocolo de Quioto estabelecido em dezembro 1997, além de estabelecer metas de redução de GEE criou três mecanismos de flexibilização que facilitam o cumprimento dessa metas. São eles: Implementação Conjunta (IC), Comércio de Emissões (CE) e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

A Implementação Conjunta é implantação de projetos de redução de emissões de GEEs entre países que apresentam metas a cumprir (Países do Anexo I).

O Comércio de Emissões é realizado entre países listados no Anexo I, de maneira que um país, que tenha diminuído suas emissões abaixo de sua meta, transfira o excesso de suas reduções para outro país que não tenha alcançado tal condição

Estes mecanismos se aplicam de forma diferente a cada país. Portugal, por exemplo, pode se utilizar de todos eles, por fazer parte do Anexo I, já o Brasil, como "não anexo I" pode utilizar apenas o MDL.

O Anexo I é a relação dos 40 países e a Comunidade Européia, listados na Convenção do Clima, que assumiram compromissos de reduzir GEE. Os países "não-Anexo I" (países em desenvolvimento) são aqueles que não se comprometeram em assumir metas obrigatórias de redução de emissão, apesar de alguns adotarem ações voluntárias nesse sentido.

O MDL tem como objetivo contribuir com os países em desenvolvimento para que estes possam atingir o desenvolvimento sustentável e com os países desenvolvidos para que possam cumprir suas metas de redução de emissões de GEE. É o único mecanismo de flexibilização do qual o Brasil pode participar por não fazer parte dos países do Anexo I. A participação do Brasil neste mecanismo, através do desenvolvimento de projetos de redução de emissões, vale créditos que podem ser transacionados no mercado internacional de carbono.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como as PCHs, pode ser uma oportunidade de geração de energia com baixas emissões de carbono, constituindo-se assim, em uma ferramenta para se atingir as metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto. Desse modo, os capítulos que se seguem mostram através de um estudo de caso a aplicação desta ferramenta.

A dissertação se estrutura em 13 capítulos. A introdução aborda a questão das emissões de GEE advindos do consumo de energia. Mais adiante, o Capítulo 3 apresenta um panorama da energia no Brasil e no mundo. O Capítulo 4 descreve a utilização dos recursos hídricos no Brasil. No Capítulo 5 tem-se uma abordagem a cerca das centrais hidrelétricas e também da participação das PCHs na matriz energética nacional.

Em seguida, o Capítulo 6 apresenta a parâmetros e impactos do efeito estufa e a situação do MDL atualmente no Brasil. Já o Capítulo 7 relata o panorama esperado pós-Quito com a Cúpula de Copenhague. O Capítulo 8 descreve quais são as possíveis causas das emissões de gases de efeito estufa em hidrelétricas e o Capítulo 9 apresenta as ferramentas disponíveis para se contabilizar as emissões geradas por PCHs.

Em seguida, no Capítulo 10 é apresentado um estudo de caso, onde se aplicam as ferramentas descritas no capítulo anterior a fim de contabilizar os créditos de carbono gerados. No capítulo 11 é apresentada a metodologia aplicada no estudo de caso.

Por fim nos Capítulos 12 apresentam-se os resultados. No capítulo 13 tem-se uma análise dos dados e resultados. O capítulo 14 conclui o trabalho e no Capítulo 15 tem-se as referências bibliográficas.

2 .OBJETIVOS

Ao longo das últimas duas décadas três questões orientaram os inúmeros e polêmicos debates sobre o tema de aquecimento global provocando debates entre cientistas, políticos, países, ambientalistas e grupos sociais, de diferentes tamanhos e feitios, de alguma forma interessados no assunto.

Em primeiro lugar, a discussão sobre a responsabilidade das atividades humanas para o aquecimento global, em segundo, se os efeitos das mudanças climáticas sobre o planeta são iminentes e, finalmente, o que fazer para impedir o agravamento do problema. Neste contexto, o presente trabalho aponta a implantação de PCHs, operando em sistemas isolados, como alternativa às termelétricas.

O objetivo geral foi o de apresentar um panorama da geração da hidroeletricidade no Brasil e a situação dos projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no país.

Tendo como objetivo específico o impacto de benefícios com os créditos de carbono e a CCC no grau de atratividade de uma PCH, foram simulados quatro cenários (alternando a entrada da receita de créditos de carbono e a CCC na composição da receita) tomando-se como estudo de caso a PCH Cafesoca no Amapá com entrada em operação no sistema isolado prevista para 2011.

3 . PANORAMA DA ENERGIA NO BRASIL E NO MUNDO

Segundo MINGACHO (2003), desde sempre, a energia desempenhou um papel estratégico de desenvolvimento socioeconômico em nível mundial na óptica, tanto do consumo, como da produção. O consumo de energia está intimamente ligado ao desenvolvimento econômico: comparando-se o Produto Interno Bruto – PIB *per capita*, indicador do bem-estar ou de desenvolvimento econômico, com o consumo de energia per capita constata-se existir uma correlação entre ambas as variáveis. Na verdade, os países de maior rendimento *per capita*, como os EUA, o Japão, a França e a Alemanha são os que se destacam também em nível do consumo de energia per capita. No entanto, tal correlação exige uma análise mais profunda, já que para além do clima, que tem muita influência em termos de consumo de energia, existem outros fatores explicativos importantes tais como a estrutura econômica do país e o nível de preços de energia.

Depois da revolução industrial, no final do século XVIII, e especialmente durante o século XX, o impacto da atividade antrópica sobre o meio ambiente tornou-se muito significativo.

O aumento da população e do consumo pessoal, principalmente nos países desenvolvidos, originou problemas ambientais, cuja solução é o grande desafio deste início de século para pesquisadores, ambientalistas, governos, organizações não-governamentais e comunidades de todo o mundo.

Segundo LORA & TEIXEIRA (2001), a demanda mundial pela energia vem crescendo continuamente. Em parte isso acontece porque as populações e suas necessidades estão crescendo, e, mais indústrias, serviços e empregos são gerados. A produção de energia tem grande influência sobre o meio ambiente por dois fatores:

- ✓ Desmatamento (alto consumo de lenha nos países em desenvolvimento);
- ✓ Emissão de poluentes, produtos da combustão de combustíveis fósseis (CO₂, NO_x, SO_x, C_xH_y, particulados, etc.

A demanda projetada de energia no mundo aumentará 1,7% ao ano, de 2000 a 2030, quando alcançará 15,3 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEP, ou toe – Ton Oil Equivalent na sigla internacional, em inglês) por ano, de acordo com o cenário base traçado

pelo Instituto Internacional de Economia (MUSSA, 2003, apud BiodieselBR, 2010). Em condições sem alteração da matriz energética mundial, os combustíveis fósseis responderão por 90% do aumento projetado na demanda mundial, até 2030.

De acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN 2010, a matriz energética brasileira apresenta 47,3% de Energia Renovável e 52,7% de energia não Renovável; como mostram a Tabela 3.1 e a Figura 3.1.

Tabela 3.1– Matriz Energética Brasileira - BEN 2010

Energia não Renovável	52,7
Petróleo e derivados	37,8
Gás Natural	8,7
Carvão Mineral e Derivados	4,8
Urânio (U ₃ O ₈) e derivados	1,4
Energia Renovável	47,3
Produtos da Cana-de-Açúcar	18,1
Energia Hidráulica e Eletricidade	15,3
Lenha e Carvão Vegetal	10,1
Outras Renováveis	3,8

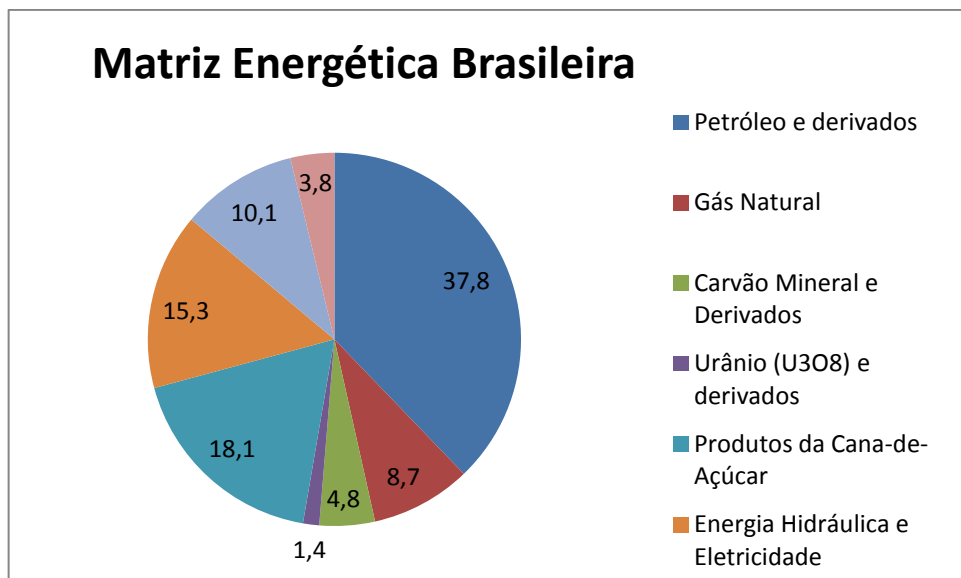


Figura 3.1– Representação Gráfica da Matriz Energética Brasileira (BEN, 2010)

Tabela 3.2– Matriz Energética Mundial – BEN 2009

Energia Hidráulica	15,6
Petróleo	5,6
Gás Natural	20,9
Carvão Mineral	41,5
Outras	13,8

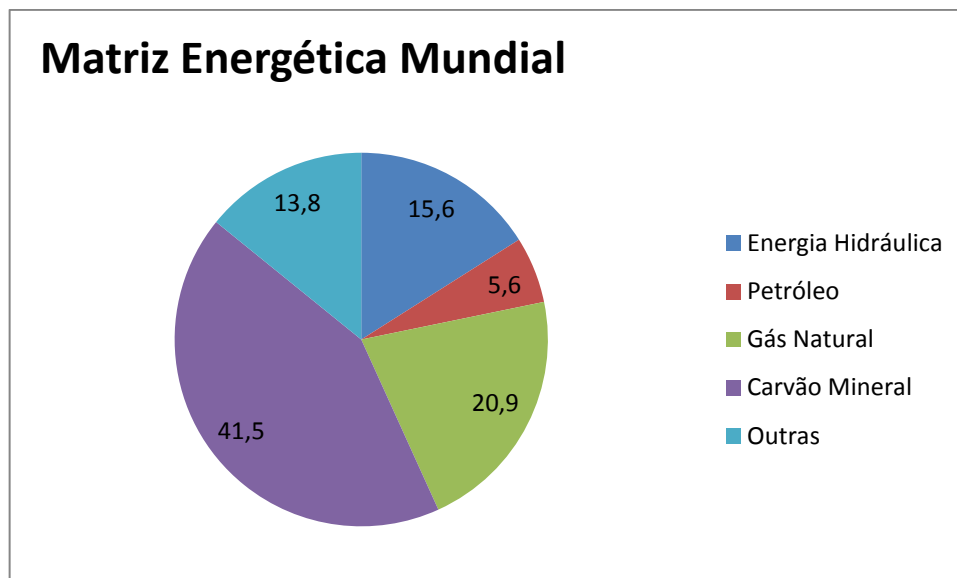


Figura 3.2 – Representação Gráfica da Matriz Energética Mundial (BEN, 2009)

Conforme mostram as Tabelas 3.1 e 3.2 e as Figuras 3.1 e 3.2, o Brasil se destaca entre as economias industrializadas pela elevada participação das fontes renováveis em sua matriz energética. Isso se explica por alguns privilégios da natureza, como uma hidrografia contando com vários rios de planalto, fundamental à produção de eletricidade (14%), e o fato de ser o maior país tropical do mundo.

Projetando o médio prazo, é importante alinhar os principais aspectos positivos e negativos das principais fontes energéticas, para tornar mais transparente a percepção da evolução futura da matriz energética e as reais possibilidades de participação de cada fonte no mercado de energia.

A Tabela 3.3 apresenta uma análise das diversas fontes de energia quanto à algumas condicionantes variáveis e inerentes a cada uma delas e foram classificadas em Positivas e Negativas. Cada característica recebeu uma nota que varia de 1 a 5 de acordo com a sua relevância em relação à fonte energética em questão. Sendo 5 o valor correspondente ao maior grau e 1 ao menor grau. Vale ressaltar que essa pontuação é subjetiva.

Tabela 3.3– Análise das principais fontes da matriz energética. (elaboração própria)

Classificação	Condicionantes	Fontes não Renováveis				Fontes Renováveis					
		Carvão	Petróleo	Gás Natural	Nuclear	Hidráulica	Eólica	Solar	Biomassa	Oceânica	Geotérmica
Aspectos Positivos	Densidade energética	3	4	3	5	3	2	1	3	3	4
	Disponibilidade	5	5	4	3	3	5	5	4	5	2
	Co-evolução tecnológica	4	5	5	5	5	5	4	5	3	1
	Eficiência	2	3	4	4	4	3	2	3	2	3
	Transporte	4	5	3	1	2	2	2	4	2	1
	Distribuição	3	5	3	1	2	4	5	4	2	1
	Uso múltiplo	4	5	3	2	5	2	3	5	1	1
	Segurança no Uso	4	4	4	2	5	5	5	4	3	2
	Conveniência	4	5	3	2	4	5	5	4	4	5
	Aceitação da Sociedade	1	2	3	1	3	5	5	3	3	2
	Sustentabilidade	1	2	3	2	4	4	5	4	4	4
Aspectos Negativos	Emissão de G E	5	5	4	0	2	1	3	3	1	1
	Efeito poluidor	5	4	3	5	2	1	4	3	1	0
	Custos	3	4	4	1	3	4	5	3	1	1
	Necessidade de altos investimentos	4	2	3	5	3	2	5	3	4	5
	Volatilidade dos preços	3	4	5	1	1	2	2	2	4	5
	Perigo na extração	4	4	4	5	2	1	1	2	3	4
	Cartelização	4	5	5	5	3	3	3	3	4	4
	Concentração das jazidas	3	5	4	5	2	1	1	3	2	5
	Perenização da Fonte	1	2	3	4	1	1	1	2	1	1

A partir da Tabela 3.3 foram desenhados gráficos correlacionando as fontes energéticas entre si divididas entre renováveis e não renováveis. Tais gráficos apresentam uma melhor visão das vantagens e desvantagens que as fontes possuem umas em relação às outras dentro da mesma classificação (renováveis ou não renováveis).

A Figura 3.3 mostra a relação entre os aspectos positivos e negativos das energias renováveis entre si tendo por base comparativa a energia Hidráulica, que constitui a base da matriz energética brasileira.

A maior discrepância se deu em relação a energia solar, que apesar de apresentar maiores vantagens em questões de segurança no uso, conveniência, aceitação da sociedade e sustentabilidade, configura-se em uma fonte de custos elevados e poluidora (considerando-se aspectos de sua produção).

A Figura 3.4 mostra a relação entre os aspectos positivos e negativos das energias não renováveis entre si tendo por base comparativa a energia derivada do petróleo, que é amplamente utilizada no Brasil, já que a sua facilidade de transporte, distribuição e seu uso múltiplo superam as demais fontes.

Em termos de emissão de GEE, o carvão se equipara ao petróleo. Já o gás natural se destaca em eficiência energética.

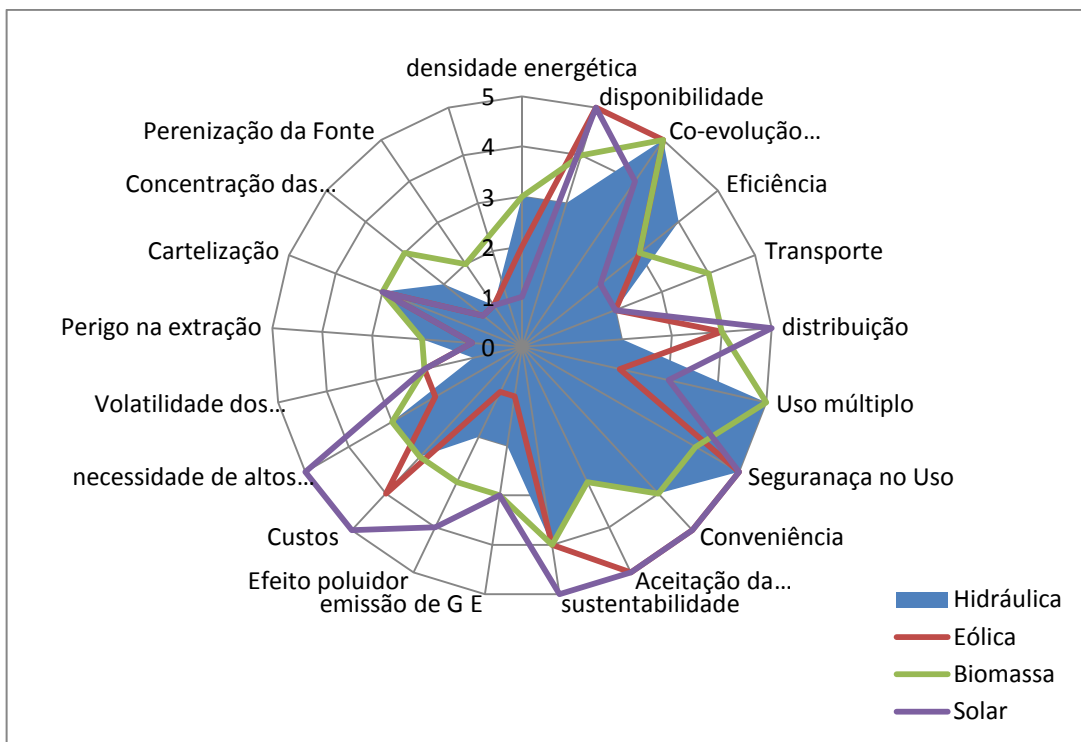


Figura 3.3 – Relação entre as energias Renováveis tendo por base a energia hidráulica. (elaboração própria)

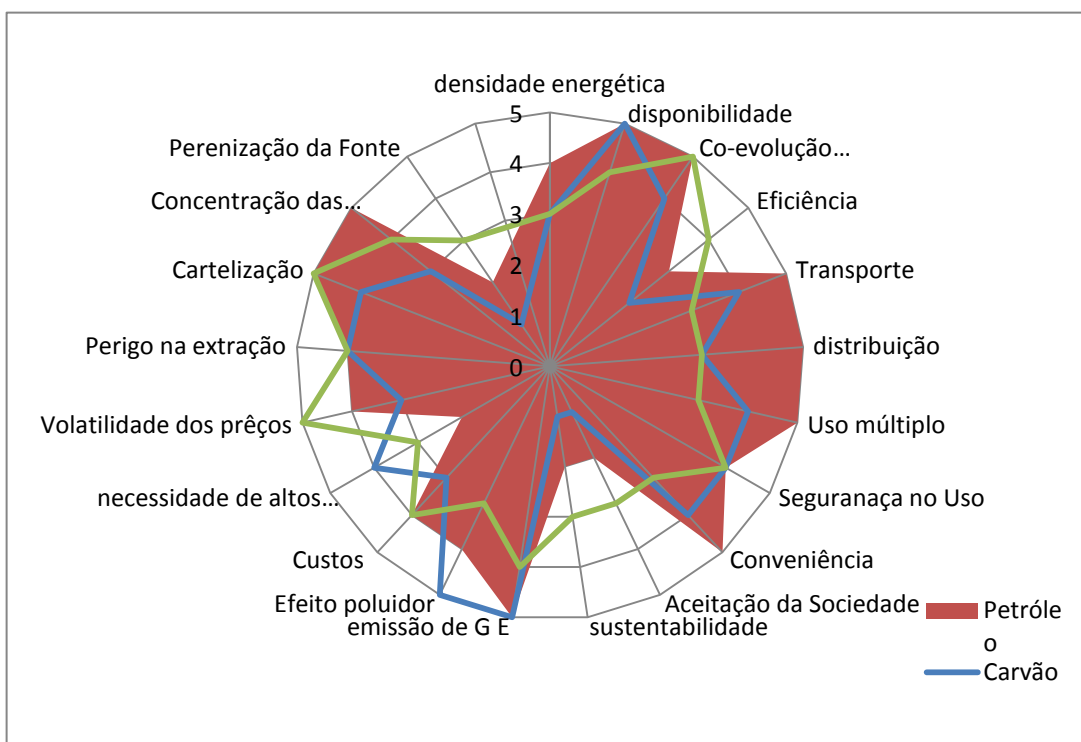


Figura 3.4 – Relação entre as energias não Renováveis tendo por base o petróleo. (elaboração própria)

4 . RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL

De acordo com FERNANDEZ & GARRIDO (2002), a tradição brasileira no uso dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica vem desde o início do século XX, quando se iniciou o ciclo da industrialização do país. A transformação de uma economia predominantemente agrícola em economia industrial exigiu esforços do governo no sentido de atrair a iniciativa privada, principalmente a estrangeira, que era detentora da tecnologia de geração, para explorar os primeiros aproveitamentos hidrelétricos no Brasil.

O sistema hidrelétrico brasileiro foi planejado entre 1951 e 1956, dando sustentação ao forte impulso do país rumo à industrialização e ao desenvolvimento, mencionam os mesmos autores.

O consumo crescente e o impacto ambiental e social causados pelas fontes de energias tradicionais levam governo e sociedade a planejar novas alternativas para geração de energia elétrica. Cerca de 47% da matriz energética do Brasil é renovável, enquanto a média mundial está em torno de 15% (BEN 2010).

O total de energia consumida no país atingiu 243,9 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), significando uma redução de 3,4% em relação a 2008 e a oferta de energia não renovável no país sofreu redução de quase 6% entre 2008 e 2009 (BEN 2010). As fontes renováveis apresentaram queda dez vezes menor (0,6%), o que contribuiu para um perfil ainda mais renovável da matriz nacional. A fonte cuja participação registrou maior retração na comparação dos dois últimos anos foi o carvão mineral (-19,4%), muito em função da queda da atividade do setor siderúrgico – fortemente afetado pela crise econômica de 2008. Os dados mencionados estão apresentados na Tabela 4.1 e na Figura 4.1.

**Tabela 4.1– Oferta total de energia no Brasil em milhões de tep
(BEN, 2010)**

	2009	2008	Δ%
Petróleo e Derivados	92,10	92,40	-0,3
Gás Natural	21,30	25,90	-17,7
Carvão Mineral e Derivados	11,70	14,60	-19,4
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	3,40	3,70	-7,6
Energia Hidráulica e Eletricidade	37,30	35,40	5,2
Lenha e Carvão Vegetal	24,60	29,20	-15,8
Produtos de Cana-de-açúcar	44,10	42,90	2,8
Outras Renováveis	9,30	8,50	10,2

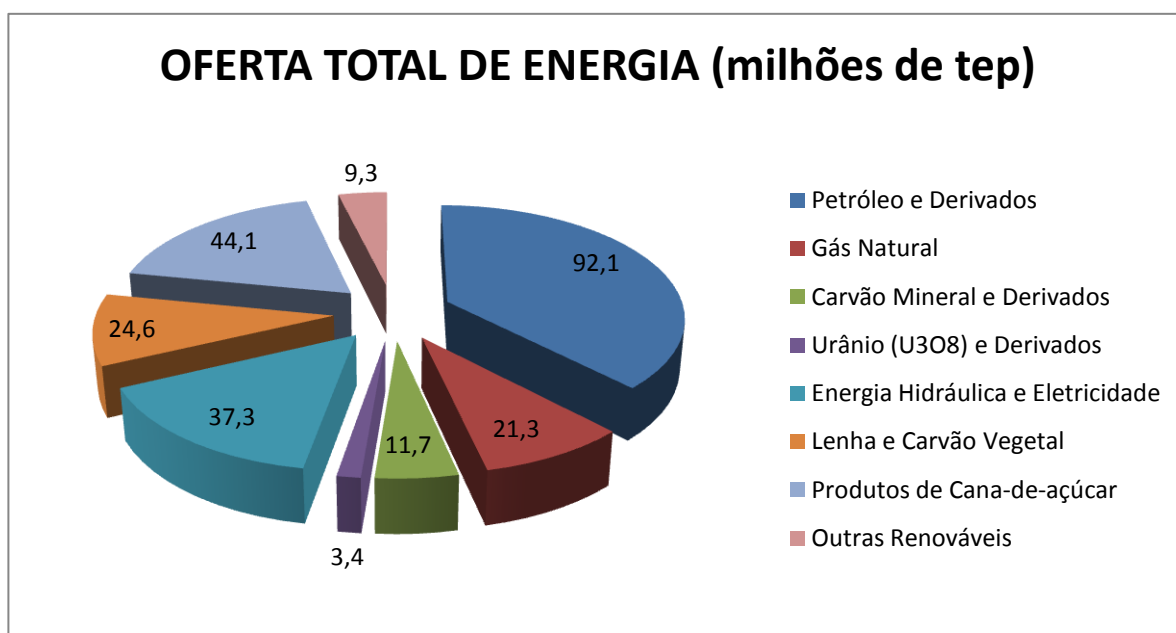


Figura 4.1 – Oferta total de energia (BEN 2010)

Avaliando o consumo final energético por setor nos anos de 2008 e 2009, tem-se que no setor industrial houve um declínio de 6,7% enquanto que no setor comercial observa-se um acréscimo de 2,3% como mostra a Tabela 3.2.

A Figura 4.2 mostra o consumo final energético por setor no ano de 2009 e a Figura 4.3 demonstra o incremento gerado em cada setor entre os anos de 2008 e 2009.

Tabela 4.2– Consumo final energético por setor

	2009	2008	10 ³ tep Δ%
Industrial	76.782,00	82.327,00	-6,7
Transportes	62.686,00	62.440,00	0,4
Residencial	23.129,00	22.738,00	1,7
Energético	23.934,00	24.546,00	-2,5
Agropecuário	9.546,00	9.905,00	-3,6
Comercial	6.335,00	6.190,00	2,3
Público	3.648,00	3.567,00	2,3
TOTAL	206.060,00	211.717,00	-2,7

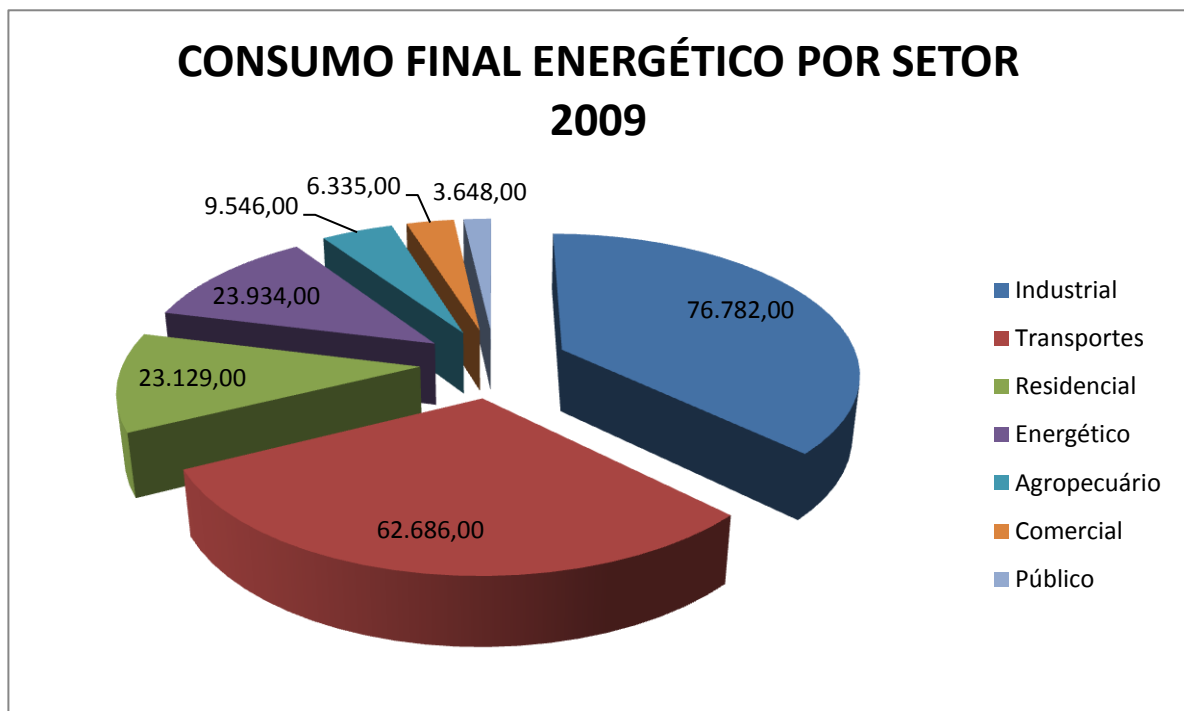


Figura 4.2 – Consumo final energético por setor em 2009 (BEN 2010)

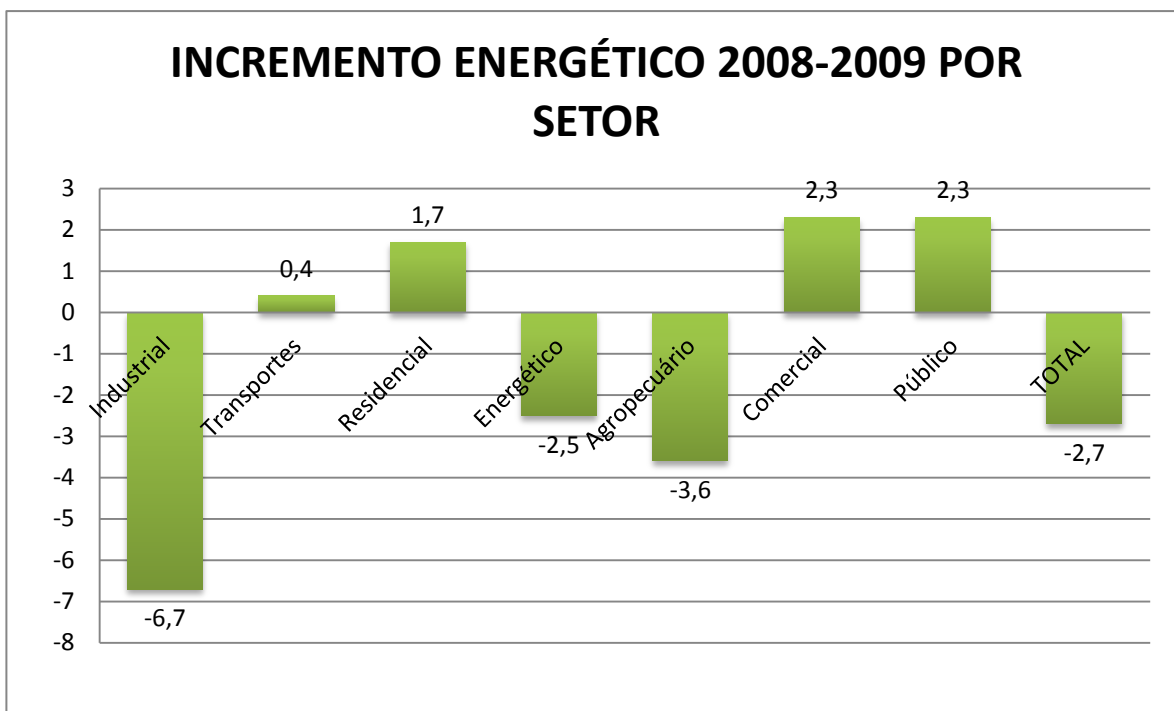


Figura 4.3 – Incremento do consumo final energético por setor de 2008 a 2009 (BEN 2010)

MINGACHO (2003) ressalta que ao longo da sua história, a humanidade tem selecionado os sistemas energéticos em função de dois parâmetros fundamentais: a disponibilidade técnica e a viabilidade econômica. Apenas na última década, contemplou-se progressivamente uma nova variável que tem condicionado a aceitação ou recusa dos sistemas energéticos: os impactos ambientais que a sua implementação pode ocasionar.

Atualmente, 80% do consumo energético mundial baseiam-se na utilização de combustíveis fósseis, não renováveis, cuja proveniência se concentra majoritariamente em áreas geopolíticas caracterizadas por certa instabilidade.

ORTIZ (2005) menciona que para quem vive no campo, faz-se necessário, mais energia que pode ser suprida em quantidade e qualidade pelos recursos renováveis presentes de forma diversa em cada região do país.

De acordo com a autora, são pequenas quedas d'água, resíduos agrícolas, os ventos e o sol que, combinados à aplicação de tecnologias apropriadas, decididas e gerenciadas pelas comunidades locais, podem trazer para a gente do campo, mais do que a luz. A possibilidade de conservação de alimentos e produtos, de aquecimento da água e de ambientes como

criadouros de animais, de secagem e beneficiamento de grãos, também são opções além de transporte e de comunicação.

De acordo com o BEN 2010, as hidrelétricas são responsáveis por quase 76,7% de toda a energia elétrica gerada no país, o que torna o Brasil o terceiro maior produtor de energia hidrelétrica do mundo, estando atrás somente do Canadá e da China, respectivamente, seguido dos Estados Unidos e da Rússia.

Outras formas de geração de energia elétrica existentes e adotadas no Brasil são as termelétricas, que funcionam a partir da queima de combustíveis – como óleo combustível, gás natural, carvão, madeira e resíduos – e as usinas nucleares, que têm como fonte de calor um reator nuclear.

Até o final da década de 80, 90% da produção de energia elétrica no país eram representados pelas usinas hidrelétricas situadas nos rios Paraná, São Francisco e Grande. A energia hidrelétrica apresenta um custo baixo, mas exige a inundação de grandes áreas, e, portanto causa alterações drásticas no meio ambiente.

O fato de ser classificada como "renovável", no entanto, não é suficiente para que determinada fonte se apresente como uma boa alternativa à necessidade de se obter energia. Há sempre outras questões a serem avaliadas. A mais discutida delas é a dos prejuízos que uma determinada forma de geração de energia traz ao meio ambiente. As hidrelétricas, por exemplo, apesar de estarem na categoria de renováveis, trazem complicações porque exigem o alagamento de áreas muito extensas. Com isso, a biodiversidade local fica desequilibrada e famílias precisam se desalojar. Os prejuízos para a agricultura também são grandes. Por essas razões o Greenpeace[®] e outras organizações pró-natureza se opõem à construção de grandes hidrelétricas, propondo a instalação e utilização apenas de usinas desse tipo, porém pequenas.

Estudos do COPPE/UFRJ afirmam que as hidrelétricas produzem, indiretamente, gases que contribuem para o efeito estufa. De seus reservatórios seriam emitidos CO₂ e gás metano (CH₄). No entanto, essas emissões nem chegam a ser consideradas problemáticas, podendo ser classificadas como usinas produtoras de energia "limpa".

5 . CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

No processo de geração de energia elétrica, a energia potencial da água armazenada no reservatório é transformada em energia cinética e energia de pressão dinâmica pela passagem da água pelos condutos forçados. Ao fazer o acionamento da turbina, essa energia é convertida em energia mecânica, por sua vez transmitida ao eixo gerador. Neste, a energia mecânica que através de um campo magnético giratório é transformada em energia elétrica disponibilizadas nas bases das bobinas do estator do gerador é transformada em energia elétrica, a qual passa por uma subestação elevadora de tensão, sendo então injetada no sistema de transmissão que a fará chegar aos centros consumidores.

5.1 AS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS

O sistema elétrico brasileiro apresenta como particularidade grandes extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulica. O mercado consumidor (47,2 milhões de unidades. Fonte: ANEEL, 2010) concentra-se nas regiões Sul e Sudeste, mais industrializadas. A região Norte é atendida de forma intensiva por pequenas centrais geradoras, a maioria termelétricas a óleo diesel.

Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao PIB, fruto do crescimento populacional concentrado nas zonas urbanas, do esforço de aumento da oferta de energia e da modernização da economia.

As classes de consumo residencial, comercial e rural obtiveram expressivos ganhos de participação, enquanto o segmento industrial teve participação menor neste crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, aliada às medidas de racionalização de consumo postas em prática especialmente na década de 90.

A geração hidráulica é responsável por cerca de 47% da oferta interna de energia no Brasil — percentual ligeiramente superior ao do petróleo e do gás natural somados (46,5%) — e por cerca de 76% do suprimento de eletricidade no país, segundo BEN (2010)

A Figura 5.1 mostra a oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte.

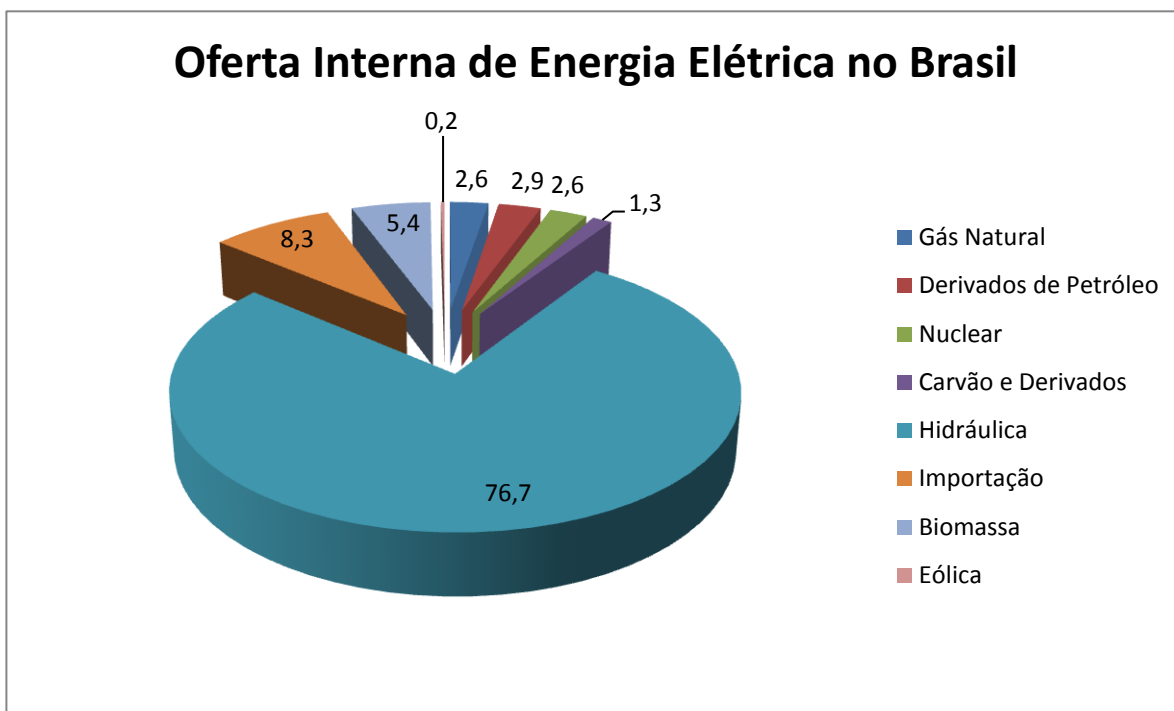


Figura 5.1 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte (Fonte: BEN 2010)

O Brasil possui em 2010 no total 2.253 empreendimentos em operação, gerando 109.544.437 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 37.705.355 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 126 empreendimentos atualmente em construção e mais 451 outorgadas (Aneel, 2010)

A Tabela 5.1 mostra os 2.253 empreendimentos em operação classificados quanto ao tipo e com suas respectivas potências outorgada e fiscalizada.

Tabela 5.1- Empreendimentos em operação (Aneel, 2010)

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%*
CGH	315	181.301	179.700	0,16
EOL	45	797.930	794.334	0,73
PCH	370	3.192.779	3.151.083	2,88
SOL	1	20	20	0
UHE	169	75.785.187	75.906.955	69,29
UTE	1.351	29.490.395	27.505.345	25,11
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,83
Total	2.253	111.454.612	109.544.437	100

*Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

O país possui 1.164 usinas hidrelétricas em operação, das quais 73,3% encontram-se em operação como mostra a Figura 5.2, além de mais de 243.609,0 unidades registradas no Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (instrumento desenvolvido pela divisão de Recursos Hídricos e Inventário da Eletrobrás), em estágios diversos de avaliação ou planejamento, segundo ANEEL (2010).

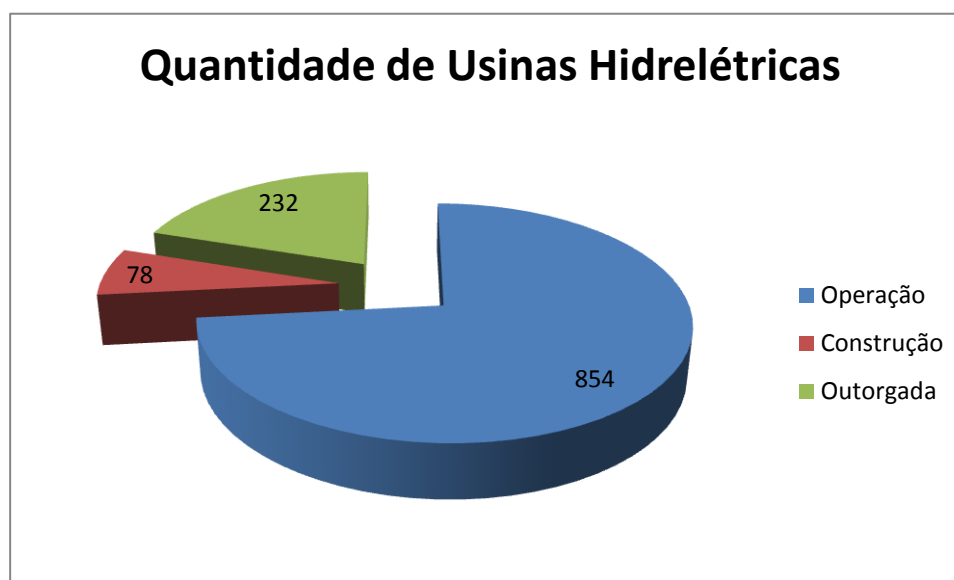


Figura 5.2 – Quantidades de usinas hidrelétricas no Brasil – ANEEL 2010

A Figura 5.3 representa o potencial hidroelétrico brasileiro por região expresso em porcentagem e também em GW.

O potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela do potencial estimado (remanescente + individualizado) com a do potencial inventariado. O valor identificado pelo potencial inventariado está mais próximo da possibilidade de ser implementado. Corresponde a soma do potencial de projetos identificados em bacias hidrográficas já inventariadas, com o potencial dos estudos de viabilidade e de projeto básico, além do potencial de usinas já em construção e em operação. A Tabela 5.2 a seguir mostra o potencial hidrelétrico brasileiro por estágio segundo o SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro.

Tabela 5.2– Potencial hidrelétrico brasileiro – SIPOT 2010

Estágio	Totais por Estágio
Remanescente	26.539,00
Individualizado	31.592,00
Total estimado	58.131,00
Inventário	61.288,00
Viabilidade	27.755,00
Projeto Básico	9.388,00
Construção	8.389,00
Operação	78.658,00
Total Geral	243.609,00

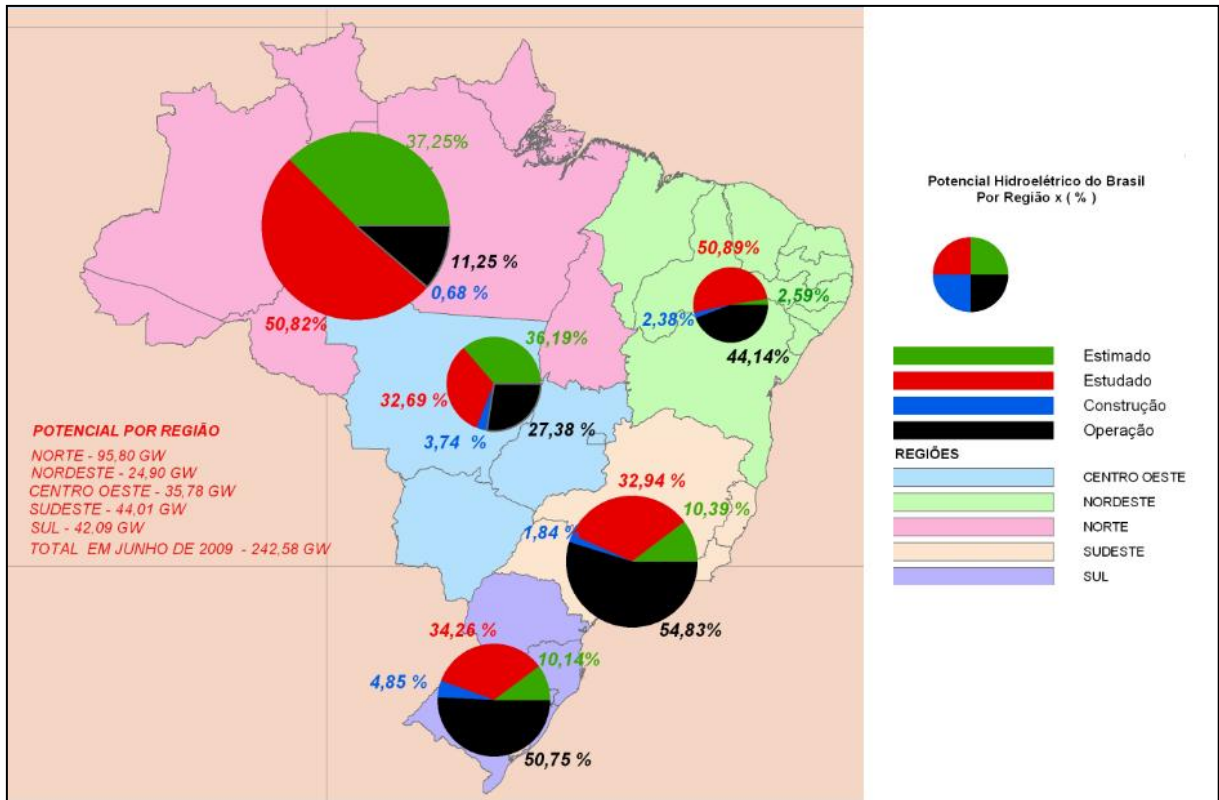


Figura 5.3 – Potencial Hidroelétrico do Brasil por Região (%) – SIPOT 2010

Segundo MOTA (1995), não se pode duvidar da importância da construção de barragens, considerando os múltiplos usos a que as mesmas se destinam: abastecimento humano e industrial, geração de energia elétrica, irrigação, recreação, pesca e piscicultura, entre outras.

MOTA (1995), ainda afirma que a execução de reservatórios, no entanto, pode resultar em alterações nos meios físico, biótico e antrópico, na sua área de influência, durante as fases de implantação e operação. Esses impactos podem ser de maior ou menor significação, em função do porte do reservatório e das características ambientais da área onde será implantado.

5.2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – PCH

De acordo com a resolução nº 394 - 04-12-1998 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km².

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade.

Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor.

Por não haver regularização de vazão, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE - Usina Hidrelétrica de Energia), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto as PCH's são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada.

Este tipo de hidrelétrica é utilizada principalmente em rios de pequeno e médio portes que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas.

As resoluções elaboradas pela ANEEL permitem que a energia gerada nas PCH's entre no sistema de eletrificação, sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício vale para quem entrou em operação até 2003. As PCH's são dispensadas ainda de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

A primeira experiência brasileira no uso da hidreletricidade se deu com a PCH Ribeirão do Inferno, instalada no final do século XIX, em Minas Gerais. Segundo Daniel Carneiro, coordenador do GT de Energias Renováveis da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), nesta época, as usinas atendiam especificamente indústrias de tecelagem e mineração. As PCHs foram, então, uma fonte importante até os anos 40 e 50. A partir daí, ainda de acordo com Daniel Carneiro, as grandes hidrelétricas passaram a ter preferência e, nos anos 60, 70 e 80, estes empreendimentos no Brasil tiveram um desenvolvimento significativo. "A partir dos anos 80, houve uma retomada, ainda que tímida, das PCHs, e considerável mesmo a partir de 1998 através da Resolução 395 (ANEEL, 1998). Com a criação do Proinfa (Brasil. Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002) as PCHs deslancharam". (Canal Energia, 2010)

Em 2009, houve uma ação do governo para expandir o mercado de auto-produção e produção independente quando editou a Lei nº 11.943, 28 de maio de 2009 (BRASIL, 2009), que alterou o artigo 26 da Lei 9.427/96, ao dar permissão ao poder concedente e à ANEEL, por delegação, a autorizar os aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, destinado à produção independente ou auto-produção, independentemente de ter ou não características de PCHs, isentando as centrais na faixa de 30 a 50MW do processo de licitação (TIAGO FILHO *et al*, 2010)

Caso sejam implantados no sistema isolado da Região Norte, podem também receber incentivo do Fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte.

Segundo a Agência Nacional de energia Elétrica – ANEEL, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) representam um dos principais focos de sua prioridade no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais. A partir de 1998 a construção destas unidades de geração foi incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios.

Assim que começou a atuar, a ANEEL abriu um processo de consulta pública para ouvir a população brasileira sobre quais deveriam ser os critérios para definir estas hidrelétricas de pequeno porte. Foi o primeiro passo. Depois viriam as resoluções que facilitariam a integração destes empreendimentos ao sistema elétrico. Na consulta pública, 32 instituições enviaram sugestões à ANEEL. Ao final, a Agência publicou a resolução que estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

5.2.1 Características técnicas das PCHs

A resolução nº 652 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2003) estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica – PCH:

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotados os seguintes conceitos e definições:

I - área do reservatório: área da planta à montante do barramento, delimitada pelo nível d'água máximo normal de montante;

II - nível d'água máximo normal de montante: nível de água máximo no reservatório para fins de operação normal da usina, definido através dos estudos energéticos, correspondendo ao nível que limita a parte superior do volume útil;

III - nível d'água mínimo normal de montante: nível de água mínimo do reservatório para fins de operação normal da usina, definido através dos estudos energéticos, correspondendo ao nível que limita a parte inferior do volume útil; e

IV - nível d'água normal de jusante: nível d'água a jusante da casa de força para a vazão correspondente ao somatório dos engolimentos máximos de todas as turbinas, sem considerar a influência da vazão vertida.

Art. 3º Será considerado com características de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km².

Art. 4º O aproveitamento hidrelétrico que não atender a condição para a área do reservatório de que trata o artigo anterior, respeitados os limites de potência e modalidade de exploração, será considerado com características de PCH, caso se verifique pelo menos uma das seguintes condições:

I - atendimento à inequação:

$$A \leq \frac{14,3xP}{H_b}$$

Equação 5.1

Sendo:

P = potência elétrica instalada em (MW);

A = área do reservatório em (km²);

H_b = queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximos normal de montante e normal de jusante;

Para SUGAI *et al.* (2006), as recentes mudanças institucionais e de regulação, assim como a revisão do conceito de PCHs, têm estimulado a proliferação de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil. Esses empreendimentos procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos marcados pela expansão agrícola nacional, promovendo o desenvolvimento de regiões remotas do país.

Entre os anos de 2008 e 2009, ocorreram mudanças nos marcos regulatórios das PCHs quanto aos procedimentos no registro e na elaboração dos estudos de inventário e registro dos projetos básicos.

Segundo o Manual de Inventário Hidrelétrico (1997), o estudo de inventário tem como princípio definir a partição de quedas que propicie a máxima geração de energia ao menor custo, com o mínimo impacto ao meio ambiente e em conformidade com os cenários do múltiplo uso dos recursos hídricos na bacia hidrográfica. Em 2008 a Resolução Aneel 343 (ANEEL, 2003), alterou as normas do processo antes regido pela Resolução 395/1998. O comparativo é mostrado na Tabela 5.3.

A solicitação de registro que antes pela 395 (ANEEL, 2009) não era onerosa, passou-se a exigir uma garantia de registro. Ou seja, um depósito em dinheiro, que será reembolsado assim que o estudo for finalizado.

Anteriormente pela Resolução 395, eram definidos pelos agente todos os prazos para elaboração e entregas dos estudos, o que atualmente passou a ter prazo definido.

O aceite de análise dos projetos básicos dos aproveitamentos definidos nos estudos anteriormente permitia mais de um vencedor concorrendo ao projeto e agora é definido apenas um vencedor através de critérios estabelecidos na resolução.

A outorga de autorização para se iniciar a construção do empreendimento que antes também não era onerosa, passou a exigir um depósito de fiel garantia do cumprimento do cronograma.

Tabela 5.3 – Condições para registro de projetos básicos de PCH junto à Aneel de acordo com a nova Resolução 343, comparada com a antiga Resolução 395 (Aneel, 2010)

FASE /	INSTRUMENTO	RESOLUÇÃO
---------------	--------------------	------------------

SITUAÇÃO		395/1998	343/2008
Solicitação de registro	Garantia de Registro	Não oneroso	Oneroso
Elaboração e entrega de projeto		Definição do Agente	Prazo Definido
Aceite para fins de análise de projetos	Despacho de Aceite	Possibilidade de haver mais de um ganhador	Apenas 1 selecionado
Análise de projeto	Parecer Técnico		
Promoção de RDH junto à ANA ou à órgãos estaduais			
Definição do RDH	RDH		
Análise das restrições de vazão RDH			
Obtenção da Licença Prévia – LP	Licença Provisória - LP		
Aprovação do Projeto Básico			
Outorga de autorização	Despacho de Aprovação	Não onerosa	Garantia de Fiel Cumprimento (onerosa)
Obtenção da Licença de Instalação	Licença de Instalação		
Fiscalização			

Na portaria 343/2008 (ANEEL, 2008), também ficou estabelecida a garantia de que pelo menos 40% do potencial inventariado para exploração seja destinado para quem fez o estudo de inventário. Ficando sob responsabilidade dos demais empreendedores o ressarcimento dos custos de inventário.

A partir da edição desta resolução a Aneel tem incentivado que os interessados em uma determinada bacia hidrográfica se associem para compartilhar os custos de levantamento dos dados de campo, sócio-econômicos, ambientais e aerofotogramétricos.

Por fim, a resolução prevê a necessidade de se elaborar, junto ao agente de licenciamento ambiental, a Avaliação Ambiental Integrada – AAI da bacia inventariada, de forma a se definir, antes do início da elaboração dos projetos básicos, quais deles realmente serão autorizados a ser construídos.

No que se refere à inovações tecnológicas em PCHs, atualmente, há pesquisas que visam a melhoria da qualidade das turbinas hidráulicas através de procedimentos numéricos para modelagem do escoamento em turbinas; distribuição de perdas em geradores elétricos; uso de sistemas automatizados de operação e supervisão de grupos geradores; uso de grupos geradores com rotação variável (TIAGO Filho *et al* 2010).

O mercado nacional possui fabricantes que podem fornecer quase a totalidade dos equipamentos para PCHs. Nas instalações acima de 5 MW, há grandes empresas com alguma tecnologia atualmente licenciada. Já os mercados para instalações menores que 5 MW, em geral, têm sido atendidos por inúmeras pequenas empresas totalmente nacionais. A engenharia e/ou projetos na área contam com profissionais e recursos modernos, embora em grande parte não sejam nacionais (TIAGO Filho *et al* 2010).

São necessários ainda alguns esforços de modernização tecnológica, especialmente, nas instalações de pequeno porte. É importante notar que grande parte de trabalhos de engenharia e projetos para PCHs conta com profissionais no país. Várias tecnologias para PCHs são produzidas no país com fabricantes nacionais e estrangeiros, embora muitas vezes a partir de projetos desenvolvidos no exterior. Há um grande potencial para o desenvolvimento de ferramentas para estudos de inventários de bacias hidrográficas, especialmente nas bacias de médios e pequenos portes, e para recapacitação ou repotenciação – adequação e correção de turbinas e geradores para maior capacidade e eficiência – das usinas mais antigas (TIAGO Filho *et al* 2010).

De acordo com SOUZA (1997, *apud* BARBOSA 2004), os últimos 50 anos foram marcados pela construção de grandes usinas, tendo em vista os recursos hidrológicos existentes, e demais benefícios técnico-econômicos. Atualmente tais recursos encontram-se escassos e a oferta de energia elétrica com a perspectiva de crescimento do mercado torna-se um produto de grande preocupação, pois a demanda de energia elétrica vem aumentando gradativamente.

As PCHs por serem de pequeno porte seu tempo de construção é bastante reduzido (a CFLCL detém o recorde nacional de construção de uma PCH de 9,5 MW que é de 362 dias), o impacto ambiental é minimizado, principalmente por estarem instaladas em rios de baixo volume de água e com facilidade em se criar dispositivos para transposição de peixes e de se manter a alimentação de água no antigo leito para a fauna que depende desta água. Na maioria

dos Casos as PCH's se encontram próximos dos centros consumidores, evitando assim gastos com longas linhas de transmissão, que são de custo muito elevado.

A principal desvantagem das PCH's é que sua produção não é controlada pela ONS, ficando expostas aos riscos hidrológicos, e - em caso de necessidade - devem comprar energia no mercado para suprir eventuais faltas de geração em relação aos seus contratos. Entretanto, essa limitação pode ser suprimida se for solicitado adesão ao MRE. Após análise técnica, a Aneel pode fixar resolução específica com o volume incorporado da PCH ao MRE, conforme resolução nº 169 de 03/05/01.

TIAGO FILHO *et al.* (2003) relatam que o aparecimento das PCH no Brasil deveu-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas ligadas à mineração, fábricas de tecidos, serraria e beneficiamento de produtos agrícolas. Neste período a grande maioria das unidades era de pequena potência, pois os custos e a tecnologia inviabilizaram a instalação de grandes usinas geradoras, tendo-se dado preferência para que fossem implantados aproveitamentos diretos da força hidráulica, que determinavam inclusive a localização das fábricas junto às quedas d'água.

Os mesmos autores declaram que até a década de cinquenta, as PCH usualmente eram operadas em sistemas isolados e se constituíam em uma importante fonte de geração de eletricidade no país. A partir desta década, com a política de planejamento energético centralizado, foram criadas várias companhias nos âmbitos federal e estadual. Deu-se início à implantação dos grandes sistemas interconectados. As PCHs começaram a perder espaço para os grandes empreendimentos de grandes potências, tornando-se obsoletas e pouco atrativas. Somente em tempos recentes, com a nova reestruturação do setor elétrico é que houve uma retomada dos estudos e construção das centrais de pequeno porte.

5.2.2 O Mercado das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Participação da PCH na matriz energética nacional

Para TIAGO FILHO *et al.* (2006), a exploração dos recursos hídricos para fins de geração de eletricidade no Brasil, se deu a partir do final do século XIX, com base em centrais

hidrelétricas de pequeno porte – cuja ordem era de algumas centenas de quilowatts - construídas e operadas principalmente por prefeituras e empresas particulares. Este modelo, apropriado à demanda da época, prosperou até a década de 60, quando o modelo econômico vigente deu lugar a grandes empresas estaduais e federais, que passaram a incorporar as pequenas empresas geradoras de sistemas isolados evoluindo para os grandes sistemas interligados. Neste período as centrais hidrelétricas de pequeno porte cederam espaços para os grandes empreendimentos.

O crescimento da demanda do setor elétrico brasileiro é um dos mais elevados do mundo sob a ótica de qualquer país desenvolvido. O número total de consumidores no país, tanto na área industrial, comercial, como residencial, está cada vez mais elevado. Por outro lado, as grandes oportunidades de explorar as demandas existentes dos consumidores livres e consumidores cativos estão cada vez maiores.

Neste tocante, as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs tornam-se uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica e, atender parte da crescente demanda verificada no mercado nacional. Devido as suas características, este tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais.

Segundo análise feita por TIAGO FILHO *et al* (2010), em 2008 o mercado de PCHs encontrava-se em plena expansão. Entre as PCHs em operação, em construção, autorizadas, em processos de inventário e de projeto básico, haviam 1.834 empreendimentos que correspondiam a 14.184 MW. Em 2009 estes números passaram a 3.158 empreendimentos de PCHs, correspondendo a uma potência de 22.455,72 MW um aumento de 72% no número de PCHs e 38,7% na potência.

Já em 2009 havia no Brasil 738 centrais hidrelétricas em operação gerando 77.136 MW e 97 plantas em construção que previam 8.782,4 MW de geração. Nestas duas situações, as PCHs correspondiam a 48,5% das centrais hidrelétricas em operação, com uma participação de 3,9% da potência hidrelétrica do país. E das obras em construção as PCHs correspondiam a 75,3% das obras em andamento e a 11,4% da potência previstas para entrar em operação.

Por ocasião do término da construção das centrais hidrelétricas o país passará a contar com 431 PCHs, que corresponderão a 51,6% de todas as centrais hidrelétricas do país e a uma participação na matriz hidrelétrica de 4,7%.

O grande crescimento de registro de PCHs na Aneel, ocorrido no ano de 2008 se deu, principalmente, em função da edição da Resolução 343, conforme mostra a Figura 5.4, em 2008 houve uma grande corrida à Aneel, para o registro de Projetos Básicos, de forma a escapar das novas regras. Nos três meses que antecederam à edição da resolução, deram entrada na Aneel mais de 700 pedidos de registros, caindo quase a zero logo após a sua edição (TIAGO FILHO *et al*, 2010).

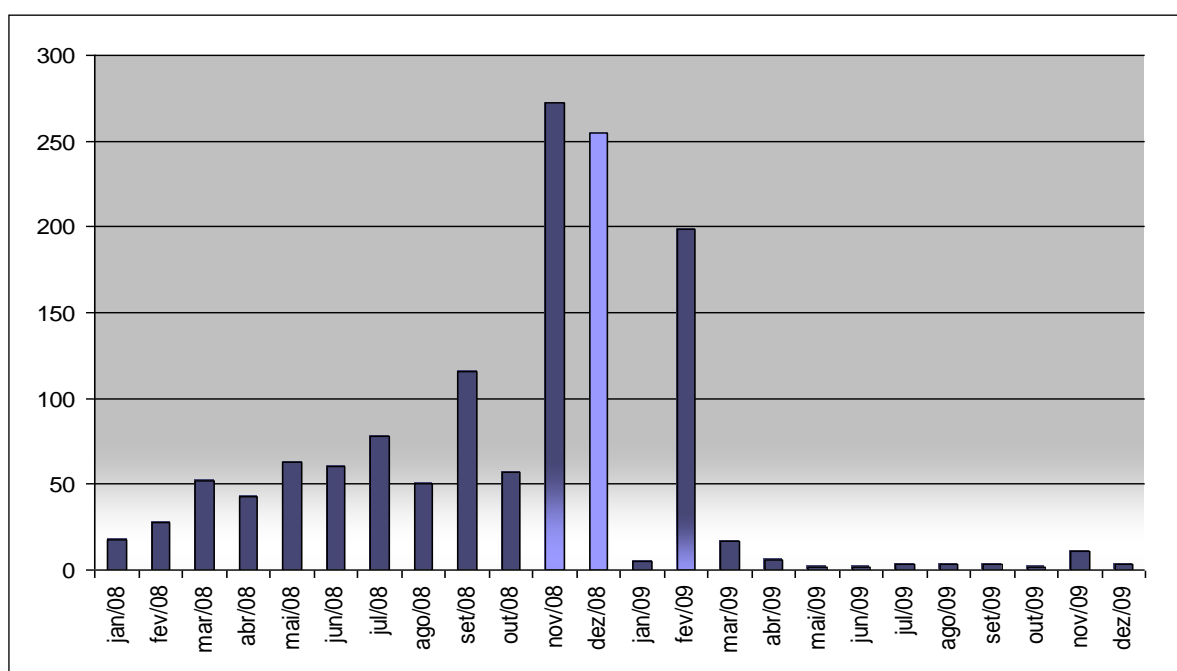


Figura 5.4 – Evolução do número de registro junto à Aneel, nos anos 2008 e 2009. (ANEEL, 2010)

Os investimentos que serão aportados no setor energético brasileiro nos próximos dez anos atingirão o montante de R\$ 951 bilhões, entre projetos nas áreas de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis. A projeção consta no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019, estudo produzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE que entrou em Consulta Pública no Ministério de Minas e Energia. Atualizado anualmente, o PDE é o principal estudo de planejamento do Governo Federal para o setor energético (EPE, 2010).

O setor elétrico terá acesso, de acordo com o Plano, a investimentos de cerca de R\$ 214 bilhões nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, representando 22,5% do

total. Este investimento é fundamental para garantir um crescimento de 5,1% a.a. da economia brasileira nos próximos 10 anos. A Tabela 5.4 lista os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica e seus respectivos investimentos.

Tabela 5.4 – Investimentos nos segmentos de geração e transmissão em energia elétrica. Fonte: PDE 2019 EPE (2010)

Áreas e Segmentos	R\$ bilhões (210-2019)	%
Oferta de Energia Elétrica	214	22,5
<i>Geração</i>	175	18,4
<i>Transmissão</i>	39	4,1
Petróleo e Gás Natural	672	70,6
<i>E&P de petróleo e gás natural</i>	506	53,1
<i>Oferta de derivados de petróleo</i>	151	15,9
<i>Oferta de gás natural</i>	15	1,6
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	66	6,9
<i>Etanol – usinas de produção</i>	58	6,1
<i>Etanol – infraestrutura dutoviária</i>	7	0,8
<i>Biodiesel – usinas de produção</i>	0,5	0,1
Total	951	100

Segundo o PDE 2019, é projetado um crescimento da demanda de energia elétrica de 5,1% ao ano no período de 2010-2019, o que torna necessário agregar o equivalente a aproximadamente 6.300 MW de nova capacidade (ou 3.333 MW médios de energia firme) ao ano nos próximos 10 anos.

No que tange o setor energético, o consumo final no Brasil (todos os combustíveis incluídos) crescerá 5,4% ao ano durante o período de 2010-2019, mantendo-se a estrutura de participação dos setores atualmente existente.

Neste contexto as PCHs terão uma participação na expansão de Fontes Alternativas de cerca de 1.054 MW até 2012, o que corresponde a cerca de 15% da expansão total de energia para os 3 anos. como mostra a Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Expansão das Fontes Alternativas de 2010 a 2012

Tipo	Região	Potência (MW)		
		2010	2011	2012
Biomassa	Sudeste	2.176	641	239
	Sul	29	0	0
	Nordeste	95	62	0
	Norte	0	0	0
	Madeira	0	0	0
	Total	2.300	701	239
PCH	Sudeste	671	35	0
	Sul	241	32	0
	Nordeste	25	7	0
	Norte	0	0	0
	Madeira	43	0	0
	Total	980	74	0
Eólica	Sudeste	163	0	0
	Sul	295	0	0
	Nordeste	247	0	1620
	Norte	0	0	0
	Madeira	0	0	0
	Total	705	0	1806
TOTAL		3.985	777	2.045

Segundo Dayanne Jadjiski, da Agência CanalEnergia (2010), primeira das fontes alternativas a ganhar espaço na matriz energética brasileira, as pequenas centrais hidrelétricas atualmente passam por um período de dificuldade no setor. Do total de 14.529 MW inscritos para o leilão de reserva, previsto para agosto, apenas 18 são provenientes de PCHs, que somam 255 MW de potência instalada. A perda de competitividade para outras fontes tem sido, para alguns agentes do setor, uma das razões para o baixo número de pequenas hidrelétricas cadastradas no certame. Para outros especialistas, a resolução 343, de 2008, impactou no desenvolvimento das usinas em 2009 e 2010. Exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica relacionadas ao projeto básico das usinas também são apontadas como dificuldades para viabilizar os empreendimentos. Custos desalinhados entre construção e energia também são alguns dos obstáculos para a implantação de novas usinas.

Minas Gerais é o estado com o maior número de PCHs do Brasil. Segundo dados da Aneel, são 94 usinas em operação, que totalizam 667,7 MW. Além disso, existem também 10 usinas

em construção num total de 115 MW e outros 32 empreendimentos outorgados, que totalizam 489 MW. Estes dados podem ser observados na Figura 5.5.

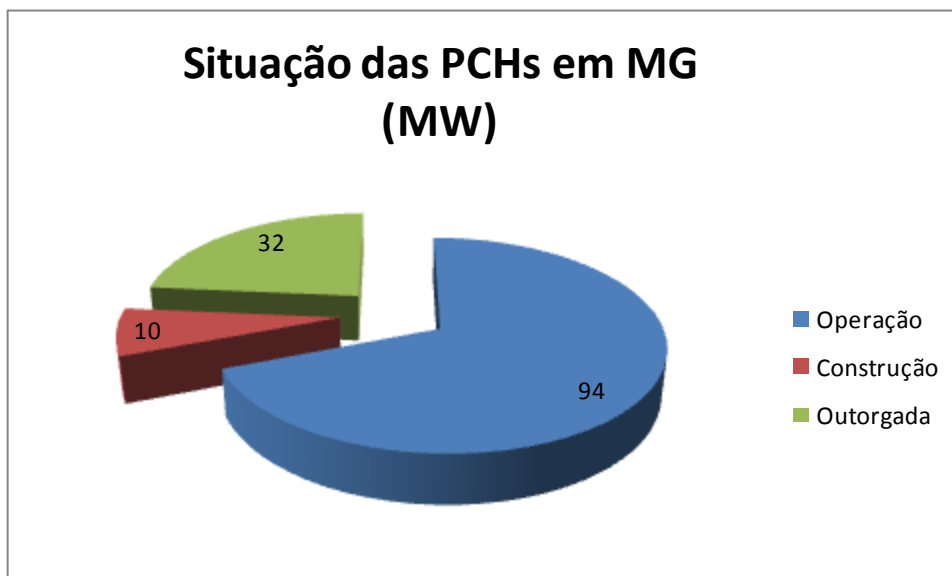


Figura 5.5 – Situação das PCHs no estado de Minas Gerais. Aneel, 2010

Entre os fatores que contribuíram para o crescimento das usinas no estado está o programa Minas PCH.

Lançado em 2004, pela Cemig, o programa tem como objetivo viabilizar técnica, econômica e ambientalmente a construção de PCHs no Estado. A meta do programa é agregar cerca de 400 MW ao parque gerador da companhia. Este potencial pode representar um acréscimo substancial à capacidade instalada de Minas Gerais.

6 . O EFEITO ESTUFA

O Efeito Estufa é a forma que o planeta Terra tem para manter constante a temperatura propícia à vida. Mesmo sendo a atmosfera altamente transparente perante a luz solar cerca de 35% da radiação que o planeta recebe vai ser refletida de novo para o espaço, ficando os outros 65% retidos na Terra. Isto se deve principalmente ao efeito sobre os raios infravermelhos de gases como o Dióxido de Carbono, Metano, Óxidos de Azoto e Ozônio, e vapor d'água presentes na atmosfera (totalizando menos de 1% desta), que vão reter esta radiação na Terra, permitindo-nos assistir ao efeito calorífico dos mesmos (BAROFALDI, 2005).

Os gases de efeito estufa, como o gás carbônico (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O) e o vapor d'água (H_2O) são responsáveis pelo chamado efeito-estufa. Misturados a atmosfera, eles a fazem se comportar como uma estufa, retendo o calor solar próximo à superfície terrestre. Isso evita que o planeta se torne quente de dia e frio durante a noite, o que inviabilizaria a vida como a conhecemos, LUCAS, 2007.

O aquecimento global ocorre devido ao aumento da concentração de gases de efeito estufa que aprisionam o calor próximo a superfície da Terra. Esse aquecimento exerce uma pressão sobre o sistema climático do planeta, o que leva a uma mudança climática. (LUCAS, 2007)

Esses gases provocam um aumento na espessura da camada atmosférica, o que permite que a radiação solar penetre, mas retém uma quantidade muito maior da radiação infravermelha do que a retida anteriormente, gerando um aumento de temperatura e conseqüentemente o aquecimento do planeta, LUCAS, 2007.

Através das análises de bolhas de ar nas placas de gelo da Groenlândia e da Antártida foi possível analisar as variações na concentração de alguns GEE na atmosfera desde a última era glacial. Nessa época, a concentração era de 200 ppm, subindo gradativamente até 250 ppm 8000 anos atrás, seguido de um aumento de mais 25 ppm nos 7.000 anos seguintes (IPCC, 2000). Durante o último milênio até o início da revolução industrial a concentração de CO_2 variou entre 275 ppm e 285 ppm. Todas essas alterações ocorreram de maneira gradual e a

taxa de variação no reservatório atmosférico de carbono raramente excedeu a poucas gigatoneladas de carbono (GtC) por década (Ciais, 1999 *apud* MARTINS,2004).

De acordo com o Instituto Ambiental de Pesquisa da Amazônia - IPAM, a concentração de CO₂ na atmosfera começou a aumentar no final do século XVIII, quando se iniciou a revolução industrial, a qual demandou a utilização de grandes quantidades de carvão mineral e petróleo como fontes de energia. Desde então, a concentração atmosférica de CO₂ passou de 280 ppm (partes por milhão) no ano de 1750, para uma média de 379 ppm em 2005, representando um incremento de aproximadamente 31%. A Figura 6.1 a seguir ilustra o exposto. Este acréscimo na concentração de CO₂ implica no aumento da capacidade da atmosfera em reter calor e, conseqüentemente, da temperatura do planeta.

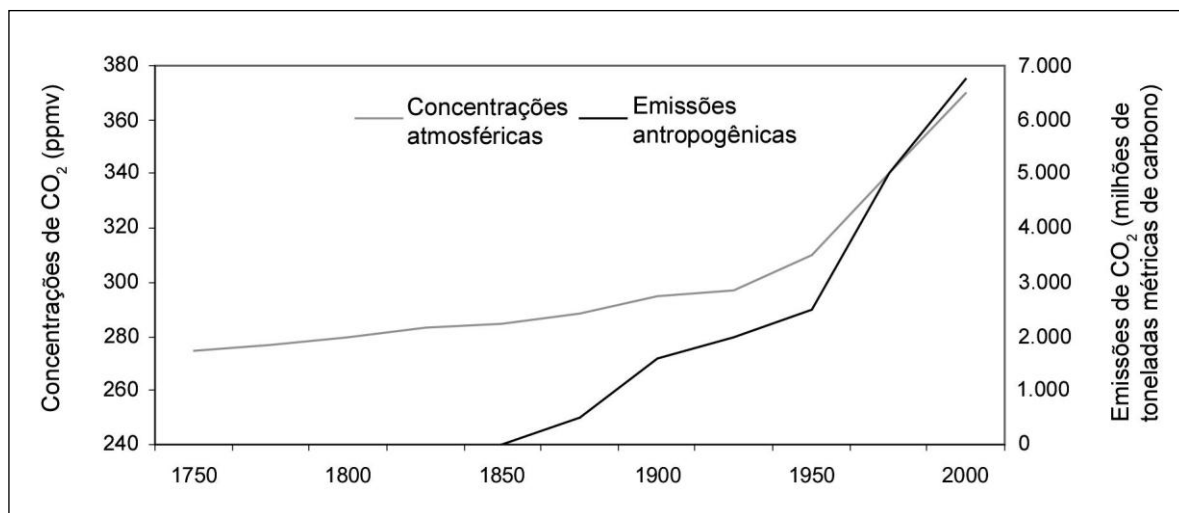


Figura 6.1 – Concentrações de CO₂ atmosférico e emissões antropogênicas de CO₂ (IPAM, 2010)

As emissões de CO₂ continuam a crescer e sua concentração na atmosfera até 2100 pode alcançar valores de 540 a 970 ppm, isto é, 90 a 250% acima do nível de 1750. A concentração de CO₂ deve ser mantida entre 350-400 ppm para que o aumento da temperatura global não ultrapasse os 2°C (em relação aos níveis do período pré-industrial) evitando, assim, uma interferência perigosa no clima. Esta previsão de 540 a 970 ppm representa um cenário futuro muito preocupante para todos os seres vivos que habitam o planeta. (IPAM, 2010)

Estima-se que, em 1994, o Brasil emitiu aproximadamente 280 milhões de toneladas de carbono, das quais cerca de 70 milhões resultaram da queima de combustíveis fósseis e 210

milhões de mudança no uso do solo e queima de florestas. A quantidade de emissões por queima de combustíveis fósseis é relativamente baixa quando comparada à quantidade emitida por outros países. Isto é devido ao fato de que a matriz energética brasileira é considerada relativamente limpa pelos padrões internacionais uma vez que se baseia na energia hidrelétrica (renovável). No entanto, a maior parte das emissões do Brasil (3/4) é resultado de atividades de uso do solo, tais como o desmatamento e as queimadas. (IPAM, 2010)

Devido ao desmatamento, somente na região Amazônica, o país emite por ano 200 milhões de toneladas de carbono (média do período de 1989 a 1998). Tais estimativas colocam o Brasil entre os cinco países mais poluidores do mundo. Atualmente, as emissões brasileiras representam cerca de 5% das emissões globais (IPAM, 2010). Sendo assim seria mais acertado investir em políticas que eliminem práticas agrícolas “pré-históricas” e diminuam a queima descontrolada de florestas do que se ocupar tanto com projetos que impactam uma pequena parcela do problema.

De forma concreta, entretanto, o acompanhamento do progresso das mudanças climáticas no planeta e as implicações desse fenômeno na vida das populações como um todo só começou a ocorrer após a criação do IPCC, Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas, em 1988, em um esforço conjunto da UNEP (sigla em inglês para Programa das Nações Unidas para o meio ambiente) e do WMO (sigla em inglês para Organização Meteorológica Mundial). De forma periódica, desde então, são divulgados relatórios produzidos com projeções para o futuro, considerando a manutenção dos padrões de consumo e produção atuais. Nestes termos, no último relatório (Quarta Avaliação do Grupo de Trabalho II do IPCC, publicado em abril de 2007), o IPCC faz um alerta para que as formulações de políticas estejam alinhadas e incorporem ações de prevenção dos impactos ambientais causados aos sistemas naturais pela Mudança Climática. (LUCAS, 2007)

O IPCC dividiu-se em três grupos de trabalho:

- grupo I – dedica-se a estudar o aspecto científico do sistema climático e das mudanças do clima;

- grupo II – avalia a vulnerabilidade da humanidade e dos sistemas naturais às mudanças climáticas, considerando suas conseqüências positivas e negativas, e também as opções para as adaptações necessárias a estas conseqüências e
- grupo III – analisa as possibilidades de limitação da emissão de GEE, de mitigação da mudança climática e as conseqüências dessas medidas do ponto de vista sócio-econômico.

Modelos climáticos referenciados pelo IPCC projetam que as temperaturas globais provavelmente aumentarão no intervalo entre 1,1 e 6,4° C entre 1990 e 2100. A variação desses valores reflete o uso de diferentes cenários de futuras emissões de gases de efeito estufa. (LUCAS, 2007)

Na década de 1990, após muitas evidências científicas relacionadas as emissões de gases de efeito estufa provenientes das atividades humanas e de diversas conferências internacionais que apelavam pela urgência de um tratado mundial para enfrentar o problema, a Assembléia Geral da ONU estabeleceu o Comitê Intergovernamental de Negociação para a Convenção Quadro sobre Mudança do Clima. Esse Comitê escreveu a redação e em 09 de maio de 1992, na sede da ONU em Nova York, adotou a Convenção Quadro das Nações Unidas Sobre a Mudança do Clima – CQNUMC (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), sendo a mesma aberta e assinada por quase todos os países do mundo durante a Cúpula da Terra no Rio de Janeiro em 1992.1 (LUCAS, 2007)

A CQNUMC tem como objetivo a estabilização da concentração de gases do efeito estufa na atmosfera em níveis tais que evitem o impacto perigoso ao meio ambiente. Esses níveis, conforme estabelecido no artigo 2 da Convenção deverá ser alcançado num prazo suficiente que permita aos ecossistemas a adaptação natural à mudança do clima, que assegure que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de maneira sustentável. (LUCAS, 2007)

Dentre os princípios da Convenção, o principal é o da responsabilidade comum, porém diferenciada. Onde todos os países possuem a responsabilidade de redução de suas emissões, porém as metas e as ações são diferenciadas entre eles. (LUCAS, 2007)

Para gerenciamento e implementação das ações relacionadas a CQNUMC foram previstas reuniões, que deveriam ocorrer pelo menos uma vez ao ano, entre os países participantes da Convenção-Quadro, denominadas Conferências das Partes (COPs). (LUCAS, 2007)

As COPs são fóruns de debates das questões climáticas e até o momento já foram realizados 15 encontros (MCT, 2010):

- COP-1, realizada em 1995, em Berlim, Alemanha;
- COP-2, realizada em 1996, em Genebra, Suíça;
- COP-3, realizada em 1997, em Quioto, Japão;
- COP-4, realizada em 1998, em Buenos Aires, Argentina;
- COP-5, realizada em 1999, em Bonn, Alemanha;
- COP-6, realizada em 2000, em Haia, Holanda;
- COP-6 Reconvocada, realizada em 2001, em Bonn, Alemanha;
- COP-7, realizada em 2001, em Marrakesh, Marrocos;
- COP-8, realizada em 2002, em Nova Deli, Índia
- COP-9, realizada em 2003, em Milão, Itália;
- COP-10, realizada em 2004, em Buenos Aires, Argentina;
- COP-11, realizada em 2005, em Montreal, Canadá;
- COP-12, realizada em 2006, em Naróbi, Quênia e
- COP-13, realizada em 2007, em Bali, Indonésia.
- COP-14, realizada em 2008, em Poznan, Polônia

Segundo o IPCC, no Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, Mudança do Clima 2007: Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade, aprovado formalmente na 8ª sessão do Grupo de Trabalho II em abril de 2007 em Bruxelas, muito provavelmente ocorrerão impactos importantes para a humanidade devido a mudança do clima.

O Relatório ainda ressalta que os impactos poderão variar em função da amplitude da adaptação, ritmo de mudança da temperatura e da trajetória socioeconômica. Sister (2007) afirma que segundo a ONU três poderiam ser as soluções para os problemas do efeito estufa e do aquecimento global:

- Adaptação, que significaria a adoção de políticas capazes de mitigar os efeitos da degradação das condições do ambiente em razão da impossibilidade de colocar em práticas políticas públicas que evitariam a ocorrência do dano;
- Engenharia climática, que consistiria em soluções inovadoras que pudessem ser capazes de neutralizar os efeitos das emissões dos GEE sem atingir suas causas e
- Redução das emissões, que seriam adotadas por iniciativas públicas e privadas visando atingir as causas do problema e, conseqüentemente, a redução das emissões.

Os países-membros da ONU, apesar de buscarem soluções baseadas nas três opções descritas acima, elegeram a redução de emissões como forma principal para combater a causa do aquecimento global e de futuros prejuízos às nações.

O fruto das negociações desses países está consubstanciado no Protocolo de Quioto e nos mecanismo de flexibilização descritos no mesmo. As ações internacionais, através de políticas definidas, são muito importantes e necessárias para que haja reduções dos níveis de gases de efeito estufa, principalmente porque o problema é global e atingirá a todos os países.

6.1 O PROTOCOLO DE QUIOTO

Foi assinado no Japão, em 1997, durante a realização da COP 3, o Protocolo de Quioto. Neste acordo foi estabelecido que os países industrializados signatários deverão reduzir as suas emissões dos GEEs em 5% no período de 2008 a 2012. A base de cálculo para os índices de redução, de acordo com o Protocolo, são as quantidades em toneladas de gás carbônico, ou equivalente nos outros gases do GEE, emitidas na atmosfera por esses países no ano de 1990. Anualmente é realizado um encontro denominado Conferência das Partes (COP) (BAROFALDI, 2005).

A mesma autora mencionada que no ano de 1997 foi realizada a COP, na cidade de Quioto, no Japão, onde o protocolo foi discutido. O Protocolo de Quioto só se tornou possível no dia 4 de novembro de 2004, com sua ratificação por Vladimir Putin, presidente da Rússia. Para entrar em vigor, ele precisava das assinaturas dos países que, somados, detinham um mínimo de 55% das emissões em 1990. Só a Rússia foi responsável por 17% das emissões nesse ano.

Vale salientar que o maior responsável pelas emissões (36%), os Estados Unidos, não assinou o documento. A Austrália também preferiu ficar de fora. Em 16 de fevereiro de 2005 entrou em vigor o Protocolo.

O Protocolo de Quioto também faz uma distinção entre os países industrializados, citados no Anexo I do Protocolo, que têm metas de redução de emissão, e os países em desenvolvimento que não têm metas estabelecidas. Esta distinção tem um caráter compensatório para com os países em desenvolvimento que necessitariam de um esforço econômico muito grande para atingir metas de redução de emissão em comparação com os países desenvolvidos. Além disto, os países em desenvolvimento têm uma participação relativamente pequena nas emissões globais totais e historicamente não são grandes emissores, pois entraram no processo de industrialização tardiamente (BAROFALDI, 2005).

O Protocolo de Quioto, além de estabelecer metas de redução, também criou três instrumentos de flexibilização para facilitar o cumprimento dessas metas. Estes instrumentos são assim chamados, porque funcionam como facilitadores para o cumprimento das metas quantificadas de emissões por parte dos países relacionados no Anexo I do Protocolo. No entanto, em dois deles, Implementação Conjunta (IC) e Comércio de Emissões (CE), apenas os países listados no Anexo I podem participar. O terceiro instrumento, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é o único que prevê a participação dos países que não fazem parte do Anexo I e tem como objetivo, contribuir com os países desenvolvidos para que cumpram seus compromissos de redução das suas emissões de GEE, assumidos no artigo 3º do Protocolo de Quioto. Ou seja, os países desenvolvidos devem “assegurar que suas emissões antrópicas agregadas, expressas em dióxido de carbono equivalente, dos gases de efeito estufa não excedam as suas quantidades atribuídas, nos termos do Anexo B do Protocolo” (REIS, 2002).

6.1.1 O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Na primeira COP realizada em 1995, em Berlim, concluiu-se que os compromissos específicos para as Partes do Anexo I não eram adequados, pois não levariam à redução das emissões para os índices de 1990, conforme se pensava anteriormente. Realizou-se, assim, uma nova rodada de discussões para decidir sobre compromissos mais fortes e detalhados

para esses países. Após dois anos e meio de negociações, durante a COP 3, realizada em dezembro de 1997 na cidade de Quioto, no Japão, finalmente foi aprovado um Protocolo, com a finalidade de se estabelecerem mais claramente as metas e identificarem-se os gases a serem controlados (ALMG, 2006).

No Protocolo de Quioto, as Partes do Anexo I, que são os países industrializados, comprometem-se com metas individuais e com vinculação legal de limitação ou redução de suas emissões de gases do efeito estufa, que representam um corte de pelo menos 5% em relação aos níveis de 1990 no período de 2008 a 2012. As metas cobrem as emissões dos seis principais GEE, que são o CO₂, o CH₄, o NO₂, os HFCs, os PFCs e o SF₆ (ALMG, 2006).

Algumas atividades específicas no uso da terra e das florestas (ou seja, florestamento, desflorestamento e reflorestamento) que emitem ou removem dióxido de carbono da atmosfera também são tratadas. Todas as mudanças nas emissões e nas remoções pelos chamados "sumidouros" vão para a mesma cesta para fins de contabilização (ALMG, 2006).

O Protocolo de Quioto não introduz obrigações adicionais para os países em desenvolvimento, e esse foi um dos pontos dos quais os Estados Unidos não concordaram, alegando que países como Brasil, Índia e China, que estão em desenvolvimento, são grandes emissores de GEE. Dessa forma, deveriam também ter metas de redução. E, para o Protocolo entrar em vigor, era necessário não só a sua ratificação por, no mínimo, 55 países, o que foi facilmente alcançado, mas também atingir 55% das emissões totais de GEE. Por último, a Rússia, uma grande emissora, ratificou o protocolo, e o limite foi atingido. Os Estados Unidos não o ratificaram, argumentando que sua economia seria prejudicada, além de questionarem os estudos científicos sobre o aquecimento global.

Portanto, aprovado em 1997, o Protocolo de Quioto foi ratificado e entrou em vigor apenas em fevereiro de 2005, estabelecendo que os países do Anexo I, no período de 2008 a 2012, deveriam, em média, reduzir suas emissões de GEE em 5,2% em relação àquelas ocorridas no ano de 1990.

A Proposta Brasileira em Quioto, que ganhou o apoio do G7, formado pelos países em desenvolvimento, foi de estabelecer uma penalidade aos países do Anexo I, conforme a contribuição de cada um para o aumento da temperatura global da Terra acima de limites autorizados, de modo a criar um Fundo de Desenvolvimento Limpo (FDM) destinado aos

países em desenvolvimento. Este Fundo evoluiu para o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) (MUYLAERT, 2000).

Para MUYLAERT (2000), a Proposta Brasileira foi inovadora por não se ater, unicamente, às emissões de gases de efeito estufa de cada país relativos a 1990, mas sim incorporar a quantificação das concentrações desses gases e o aumento da temperatura em consequência das concentrações. Esta proposta leva a uma análise das emissões referentes ao passado de cada país, uma vez que o tempo de permanência dos gases é bastante elevado. Com isso, as responsabilidades de redução diriam respeito, também, ao modelo de crescimento de cada país no passado e não só às suas emissões em 1990. A Tabela 6.1, revela que a contribuição dos países do Anexo I, em termos de emissões, de concentrações e de aumento da temperatura global, é substancialmente superior à contribuição dos países não-Anexo I.

**Tabela 6.1– Contribuição dos países do Anexo I e Não-Anexo I para o efeito estufa.
(MUYLAERT, 2000).**

	Anexo I	Não-Anexo I
Emissões em 1990	75%	25%
Concentrações em 1990	79%	21%
Contribuição no aumento da Temperatura		
Em 1990	88%	12%

Tratando-se exclusivamente dos países do Anexo I, verifica-se que Estados Unidos e Rússia lideram o quadro de emissões seguidos por Japão, Alemanha e Reino Unido. A Tabela 6.2, mostra que a análise das responsabilidades das nações para efeito estufa muda substancialmente, caso sejam consideradas as emissões cumulativas: (MUYLAERT, 2000). E a Tabela 6.3 mostra quais foram as metas de emissão de CO₂ dos países integrantes do Anexo I.

Tabela 6.2– Responsabilidade relativa entre países do Anexo I. (modificado de MUYLAERT, 2000).

	EUA	36,2%
Emissões de CO₂ em 1990	Rússia	17,4%
	Japão	8,4%
	Alemanha	7,4%
	Reino Unido	4,2%
Emissões de CO₂ de 1990 a 2010, incluindo a concentração de 1990	EUA	41,9%
	Rússia	13,5%
	Japão	10,3%
	Alemanha	10,0%
	Reino Unido	3,8%
Emissões de CO₂ de 1990 a 2010, não incluindo a concentração de 1990	EUA	36,8%
	Rússia	18%
	Japão	8,0%
	Alemanha	7,3%
	Reino Unido	4,2%

Tabela 6.3 – Anexo I e metas de emissão

Países integrantes do Anexo I do Protocolo de Quioto	Metas de Emissão de Co₂
Áustria, Bélgica, Bulgária, República Theca, Dinamarca, Estônia, Comunidade Européia, França, Alemanha, Grécia, Itália, Liechtenstein, Lituânia, Luxemburgo, Mônaco, Finlândia, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Países Baixos, Irlanda, Romênia, Suécia, Suíça, Letônia, Reino Unido da Grã Bretanha e Irlanda do Norte	-8%
Estados Unidos*	-7%
Canadá, Hungria, Japão e Polônia	-6%
Croácia	-5%
Nova Zelândia, Federação Russa, Ucrânia	0%
Noruega	1%
Austrália	8%
Islândia	10%

* país que não ratificou o protocolo de Quioto

6.2 O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL

Segundo MIGUEZ (2002), o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução (Anexo I) adquirir reduções certificadas de emissões de GEE em projetos em países em desenvolvimento como forma de cumprir parte de seus compromissos. A participação dos países no mecanismo é voluntária e tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima.

O objetivo final de mitigação de gases do efeito estufa é atingido através da implementação de atividades de projeto nos países em desenvolvimento que resultem na redução da emissão de gases do efeito estufa ou no aumento da remoção de CO₂, 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*) as atividades integrantes de um empreendimento que tenham por objeto a redução de emissões de gases do efeito estufa e/ou a remoção de CO₂. As atividades de projeto devem estar exclusivamente relacionadas a determinados tipos de gases do efeito estufa e aos setores/fontes de atividades responsáveis pela maior parte das emissões, conforme previsto no Anexo A do Protocolo de Quioto (ALMG, 2006).

O financiamento de atividades sustentáveis pelo MDL levará a menos dependência de combustíveis fósseis nos países em desenvolvimento e, portanto, a menos emissões em longo prazo. Os projetos MDL poderão ser implementados nos setores energético, de transporte e florestal, entre outros. Dentro do setor florestal, projetos de florestamento e reflorestamento poderão participar. No entanto, projetos que visam à redução do desmatamento e queimadas ou a conservação de florestas estão excluídos deste mecanismo até o momento.

Os projetos de MDL são divididos nas seguintes modalidades: (i) fontes renováveis e alternativas de energia; (ii) eficiência/conservação de energia e, (iii) reflorestamento e estabelecimento de novas florestas (é nesta modalidade que estão a maioria dos projetos de seqüestro de carbono).

Para que um projeto resulte em reduções certificadas de emissões – RCEs, as atividades de projeto do MDL devem, necessariamente, passar pelas etapas do ciclo do projeto, que são sete: elaboração de documento de concepção de projeto (DCP), usando metodologia de linha de base e plano de monitoramento aprovados; validação (verifica se o projeto está em conformidade com a regulamentação do Protocolo de Quioto); aprovação pela Autoridade Nacional Designada – AND, que no caso do Brasil é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC (verifica a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável); submissão ao Conselho Executivo para registro; monitoramento; verificação/certificação; e emissão de unidades segundo o acordo de projeto.

A elaboração do Documento de Concepção de Projeto – DCP é a primeira etapa do ciclo. Esse documento deverá incluir, entre outros elementos, a descrição: da atividade de projeto; dos participantes da atividade de projeto; da metodologia da linha de base; das metodologias para cálculo da redução de emissões de gases de efeito estufa e para o estabelecimento dos limites da atividade de projeto, bem como das fugas; e do plano de monitoramento. Deve conter, ainda, a definição do período de obtenção de créditos; a descrição das informações para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto; as informações sobre impactos ambientais; os comentários dos atores e informações quanto à utilização de fontes adicionais de financiamento. Os responsáveis por essa etapa do processo são os participantes do projeto.

A validação é o segundo passo no Brasil e corresponde ao processo de avaliação independente de uma atividade de projeto por uma Entidade Operacional Designada – EOD, no tocante aos requisitos do MDL, com base no DCP. A aprovação, por sua vez, é o processo pelo qual a AND das Partes envolvidas confirmam a participação voluntária e a AND do país onde são implementadas as atividades de projeto do MDL atesta que dita atividade contribui para o desenvolvimento sustentável do país. No caso do Brasil, os projetos são analisados pelos integrantes da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, que avaliam o relatório de validação e a contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável do país, segundo cinco critérios básicos: distribuição de renda, sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de emprego, capacitação e desenvolvimento tecnológico, e integração regional e articulação com outros setores.

Registro é aceitação formal, pelo Conselho Executivo, de um projeto validado como atividade de projeto do MDL. A aprovação de projetos no Conselho Executivo do MDL é subsequente à aprovação pela Autoridade Nacional Designada. A aprovação pela CIMGC é necessária para a continuidade dos projetos, mas não é suficiente para sua aprovação pelo Conselho Executivo, que analisa também a metodologia escolhida, a adicionalidade do projeto, entre outros aspectos. O registro é o pré-requisito para o monitoramento, a verificação/certificação e emissão das RCEs relativas à atividade de projeto no âmbito do MDL.

O processo de monitoramento da atividade de projeto inclui o recolhimento 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 da atividade de projeto e dentro do período de obtenção de créditos. Os participantes do projeto serão os responsáveis pelo processo de monitoramento.

A sexta etapa é a verificação/certificação. Verificação é o processo de auditoria periódico e independente para revisar os cálculos acerca da redução de emissões de gases de efeito estufa ou de remoção de CO₂ resultantes de uma atividade de projeto do MDL que foram enviados ao Conselho Executivo por meio do DCP. Esse processo é feito com o intuito de verificar a redução de emissões que efetivamente ocorreu. Após a verificação, o Conselho Executivo certifica que uma determinada atividade de projeto atingiu um determinado nível de redução de emissões de gases de efeito estufa durante um período de tempo específico.

A etapa final é quando o Conselho Executivo tem certeza de que, cumpridas todas as etapas, as reduções de emissões de gases de efeito estufa decorrentes das atividades de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo e, portanto, podem dar origem a RCEs. As RCEs são emitidas pelo Conselho Executivo e creditadas aos participantes de uma atividade de projeto na proporção por eles definida e, dependendo do caso, podendo ser utilizadas como forma de cumprimento parcial dos compromissos quantificados de redução e limitação de emissão de gases de efeito estufa por parte dos países desenvolvidos (Anexo I da Convenção sobre Mudança do Clima) .

A Figura 6.2 a seguir mostra um organograma com o ciclo de atividade de projeto de MDL

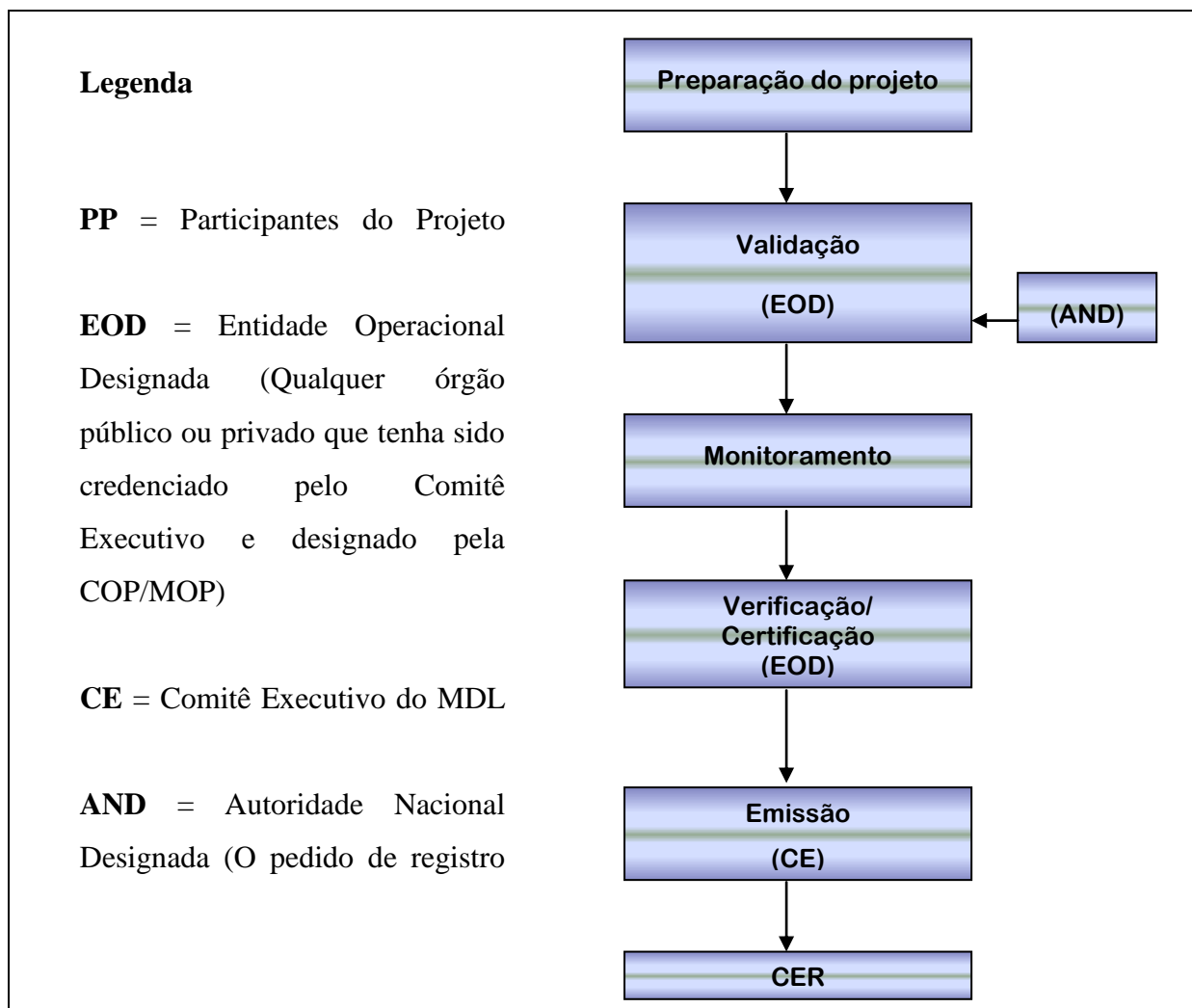


Figura 6.2 – Ciclo de Atividade de Projeto MDL.
(modificado de OLIVEIRA et al 2002)

Para REIS (2002), através do MDL, o desenvolvimento de projetos que resultem em redução de emissão, valerão créditos, que poderão ser transacionados no mercado internacional de carbono. Os países em desenvolvimento que não têm obrigações de redução de suas emissões podem hospedar atividades de projetos que reduzam as emissões dos gases de efeito estufa e contribuam para o desenvolvimento sustentável. Por sua vez, os países desenvolvidos, que têm obrigações de redução de suas emissões, poderão utilizar as reduções certificadas de emissões (CER) resultantes das atividades de projetos, para cumprir, parcialmente, seus compromissos quantificados de limitação e redução das emissões, desde que certificadas por Entidades Operacionais, a serem designadas pelo Conselho Executivo do MDL.

Segundo o mesmo autor, basicamente duas grandes categorias de projetos podem ser desenvolvidas no âmbito do MDL:

- Projetos que reduzam emissões;
- Projetos que resgatem emissões na forma de sumidouros e de estocagem dos gases de efeito estufa retirados da atmosfera.

Observa-se que o MDL ao associar as atividades do projeto à contribuição que possam dar para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro, embutiu a necessidade de que sejam definidos critérios de elegibilidade através dos quais poderão ser identificados os projetos elegíveis como MDL. Além disso, determinou que a atividade dos projetos devesse proporcionar redução de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto. Assim, para que um projeto seja elegível como MDL não apenas é necessário que se enquadre nos critérios de elegibilidade definidos pelo país hospedeiro, como deve demonstrar, a princípio, que é capaz de gerar adicionalidade, entendida como o volume de gases de efeito estufa que o projeto é capaz de reduzir ou deslocar, tomando-se como referência uma determinada Linha de Base ou Cenário de Referência. A Figura 6.3 ilustra o conceito de adicionalidade.

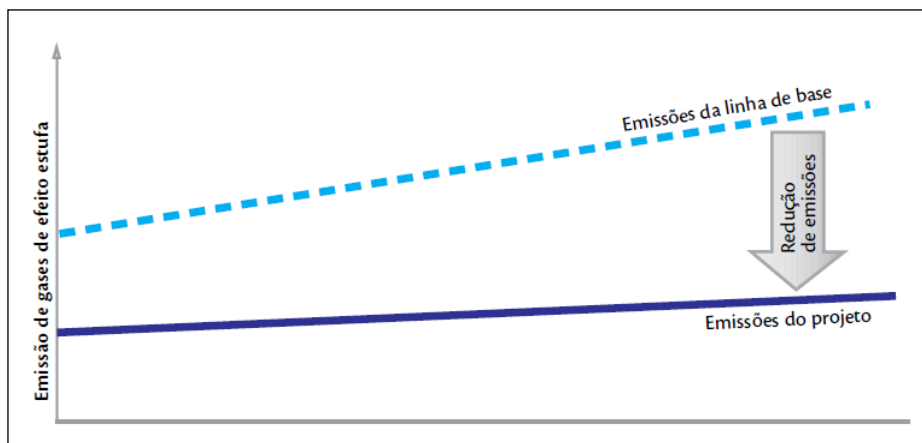


Figura 6.3 – Conceito de adicionalidade (CGEE, 2008)

A linha de base de um projeto é o cenário que representa as emissões antrópicas de GEE por fontes que ocorreriam na ausência de atividade do projeto de MDL proposto, servindo de

base para verificar a adicionalidade quanto a quantificação das RCEs decorrentes das atividades descritas no projeto.

Os projetos de MDL devem implicar em reduções de emissões adicionais as que seriam obtidas sem a implementação das ações, de forma a garantir benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima.

As RCEs são calculadas pela diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas no decorrer das atividades do MDL, incluindo as fugas.

Para estabelecer a linha de base do projeto de MDL deve ser adotada entre as abordagens metodológicas listadas abaixo, a que melhor se adequar, levando em conta as orientações do Conselho Executivo do MDL e as justificativas adequadas (LOPEZ, 2002):

- 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 e
- 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 20% de sua categoria.

Os participantes de uma atividade de MDL poderão propor novas abordagens metodológicas, que dependerá da aprovação do Conselho Executivo do MDL.

6.2.1 Condições de Elegibilidade ao MDL

Segundo TIAGO FILHO (2006), de acordo com a resolução da COP 7, algumas categorias de projetos de pequena escala já estão definidas e deverão ter sistemas facilitados de aprovação pelo Conselho Executivo do MDL, a seguir:

- Projetos de produção de energia renovável com capacidade máxima até 15 mW ou equivalente;

- Projetos de redução de consumo energético equivalente ou até 15 GWh/ano, o que implica em uma carga substituída de cerca de 1,5 MW médios;
- Projetos de atividade que reduzam as emissões em até 15 toneladas/ano de CO₂.

O artigo 12 do Protocolo de Quioto define as regras gerais do MDL, estabelecendo que:

- O objetivo do MDL é possibilitar que os países do Anexo I cumpram seus compromissos já quantificados, de redução de emissões e, ao mesmo tempo, permitir que os países não-Anexo I reduzam as emissões e promovam o desenvolvimento sustentável;
- Todas as atividades do MDL deverão obedecer às diretrizes e orientações de um Conselho Executivo, designados pelos países membros do Protocolo em reunião da COP;
- Os países do não-Anexo I que desenvolverem projetos de MDL que resultem em redução de emissões quantificadas e certificadas poderão comercializá-las para os países do Anexo I, que poderão considerar este valor como parte da sua cota de redução de emissões;
- A redução de emissões quantificadas, resultantes de projetos de MDL, deverá ser certificada por entidades operacionais independentes, designadas como certificadoras pela reunião da COP, que deverá também definir os procedimentos de monitoramento dos projetos;
- Os projetos de MDL e aquisição dos Certificados de Emissões Reduzidas – CER's podem envolver entidades públicas e/ou privadas.

Para serem certificados e validados, os projetos de MDL, deverão, simultaneamente:

- Oferecer benefícios de longo prazo, reais e mensuráveis para os propósitos de mitigação da mudança de clima e redução do efeito estufa;

- Promover uma redução de emissão que seja adicional, ou seja, uma redução de emissões que não seria obtida no caso da inexistência do projeto.

6.3 A IMPLEMENTAÇÃO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL NO BRASIL

De acordo com MIGUEZ (2002) consciente de seu papel, o governo do Brasil foi o primeiro dos países em desenvolvimento a estabelecer uma Comissão Interministerial sobre Mudança do Clima por meio de Decreto do Senhor Presidente da República, em 7 de julho de 1999. Este decreto estabelece que a Comissão será a autoridade nacional designada para aprovar os projetos considerados elegíveis do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, bem como cabe à Comissão definir critérios adicionais de elegibilidade àqueles considerados na regulamentação do Protocolo de Quioto. A Comissão é presidida pelo Ministro de Ciência e Tecnologia.

Para MIGUEZ (2002) a idéia de “penalidade” foi alterada e mencionada no texto do Protocolo como “o propósito de assistir às Partes não incluídas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, e assistir às Partes incluídas no Anexo I para que cumpram seus compromissos redução e limitação quantificadas de emissões, assumidos no Artigo 3”. Os países desenvolvidos não “pagariam uma multa por não-cumprimento”, mas “usariam as reduções certificadas de emissões, resultantes de tais atividades de projetos, para contribuir com o cumprimento”.

Após o término da regulamentação do Protocolo de Quioto, o próximo passo foi a ratificação desse instrumento pelo Congresso Brasileiro. A regulamentação do Protocolo de Quioto, em Marraqueche, no final de 2001, possibilitou a ratificação do Protocolo pelo Brasil e demais países ainda em 2002, o que poderia permitir sua entrada em vigor, possivelmente ainda este ano, dez anos após a Conferência do Rio de Janeiro. Finalmente, a satisfação dos requisitos do Artigo 25 permitiu a entrada em vigor do Protocolo e, conseqüentemente, do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (ALMG, 2006).

A entrada em vigor do Protocolo fechou um primeiro ciclo de medidas graduais e seguras para o estabelecimento de um processo internacional global de discussão do aquecimento global e definição de medidas para a mitigação do problema (ALMG, 2006).

BAROFALDI (2005) argumenta que para o Brasil - que é um país que polui pouco – em termos de geração de energia – e não tem metas de redução de emissões segundo o Protocolo de Quioto – e outros países em desenvolvimento, o MDL é uma grande oportunidade que une dois fatores interessantes: primeiro, a partir de sua adoção o país é obrigado a reduzir suas emissões de poluentes; em segundo, a negociação de créditos de carbono com países desenvolvidos gerará recursos que podem estimular o desenvolvimento local. Além disso, inclui de forma efetiva o país no contexto da proteção do meio ambiente, como avalia José Miguez: "O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é interessante para o Brasil porque é uma maneira correta de envolver o país no processo de combate às mudanças do clima, porque o Brasil não é responsável historicamente pelo efeito estufa".

Para TIAGO FILHO (2006), o Brasil por apresentar uma matriz energética predominantemente hídrica e conseqüentemente uma das mais limpas no mundo, não está obrigado, no momento a conter essas emissões. Entretanto, o Protocolo contempla a possibilidade do país participar do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

Os projetos de MDL no Brasil começaram em junho de 2004 com a aprovação do projeto da Nova Gerar na Baixada Fluminense do RJ e do Projeto Veja em Salvador, ambos com o objetivo de gerar energia através do aproveitamento de biogás produzido em aterro sanitário. Através desses projetos os gases CH₄ e CO₂ produzidos por bactérias alocadas no lixo em decomposição são canalizados e queimados, gerando energia elétrica.

6.3.1 Situação atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo

A seguir dados da última compilação do site da CQNUMC (MCT, 30 de junho de 2011).

Uma atividade de projeto entra no sistema do MDL quando o seu documento de concepção de projeto (DCP) correspondente é submetido para validação a uma Entidade Operacional Designada (EOD). Ao completar o ciclo de validação, aprovação e registro, a atividade registrada torna-se efetivamente uma atividade de projeto no âmbito do MDL. As Figuras 6.4 e 6.5 mostram o status atual das atividades de projeto em estágio de validação, aprovação e

registro. Um total de 7742 projetos encontrava-se em alguma fase do ciclo de projetos do MDL, sendo 3214 já registrados pelo Conselho Executivo do MDL e 4528 em outras fases do ciclo. Como pode ser verificado nas Figuras 6.4 e 6.5, o Brasil ocupa o 3º lugar em número de atividades de projeto, com 499 projetos (6%), sendo que em primeiro lugar encontra-se a China com 3056 (39%) e, em segundo, a Índia com 2098 projetos (27%). (MCT, 2011)

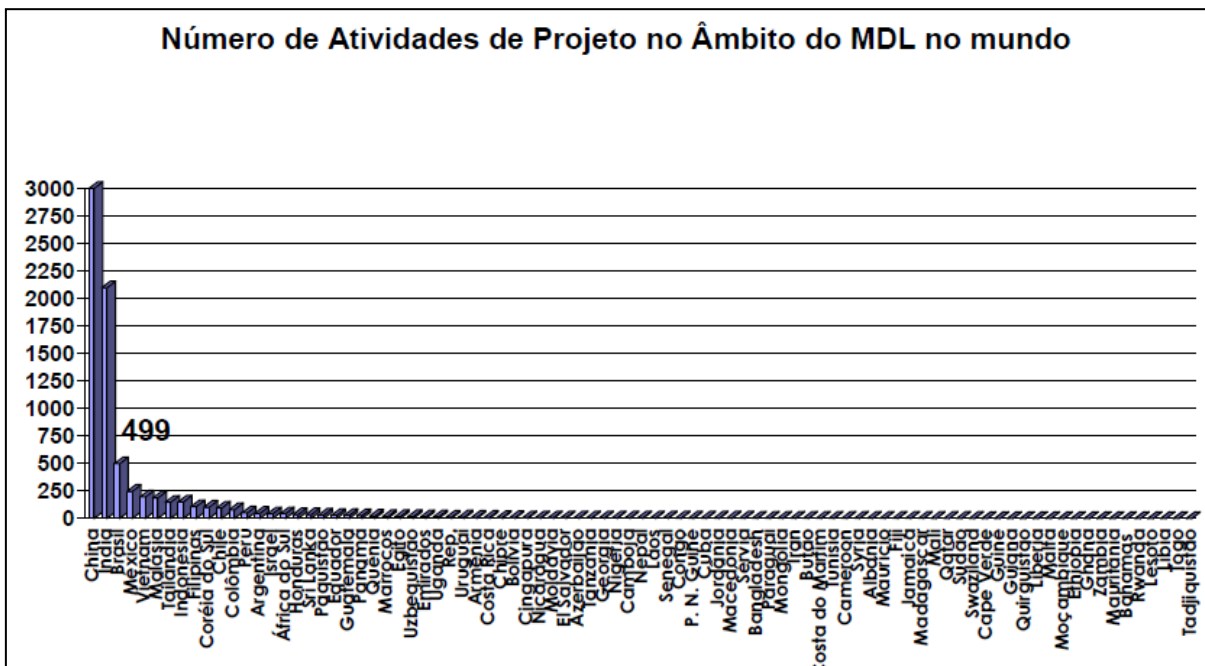


Figura 6.4 - Número de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo (MCT, 2011)

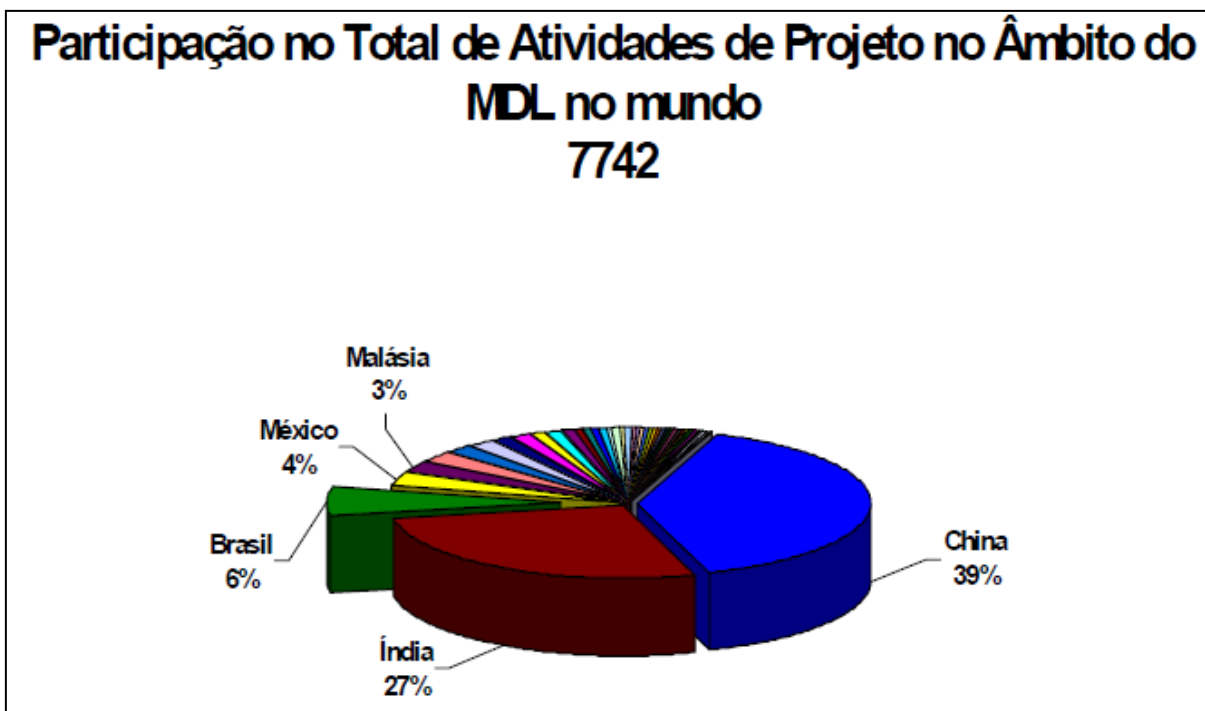


Figura 6.5 - Participação no total de atividades de projeto no âmbito do MDL no mundo (MCT, 2011)

6.3.2 Potencial de Redução de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos

Em termos do potencial de reduções de emissões associado aos projetos no ciclo do MDL, o Brasil ocupa a terceira posição, sendo responsável pela redução de 412.197.677 tCO₂e, o que corresponde a 5% do total mundial, para o primeiro período de obtenção de créditos, que podem ser de no máximo 10 anos para projetos de período fixo ou de 7 anos para projetos de período renovável (os projetos são renováveis por no máximo três períodos de 7 anos dando um total de 21 anos). A China ocupa o primeiro lugar com 4.038.261.099 tCO₂e a serem reduzidas (47%), seguida pela Índia com 2.135.304.522 de tCO₂e (25%) de emissões projetadas para o primeiro período de obtenção de créditos.

A Figura 6.6 mostra o potencial de redução de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos, e a Figura 6.7 mostra a participação no potencial de redução de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos.

6.3.3 Potencial de Redução anual de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos

Dividindo-se as toneladas a serem reduzidas no primeiro período de obtenção de créditos pelo número de anos (7 ou 10) obtém-se uma estimativa anual de redução esperada. No cenário global, o Brasil ocupa a terceira posição entre os países com maiores reduções anuais de emissões de gases de efeito estufa, com uma redução de 52.284.950 de tCO₂e/ano, o que é igual a 5% do total mundial. Em primeiro lugar, encontra-se a China, com 531.529.899 de tCO₂e/ano (51%), e, em segundo, a Índia, com redução de 218.849.434 de tCO₂e/ano, o que corresponde a quase 21% do total mundial.

A Figura 6.8 mostra o potencial de redução anual de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos e a Figura 6.9 mostra a participação no potencial de redução anual de emissões para o primeiro período e obtenção de créditos.

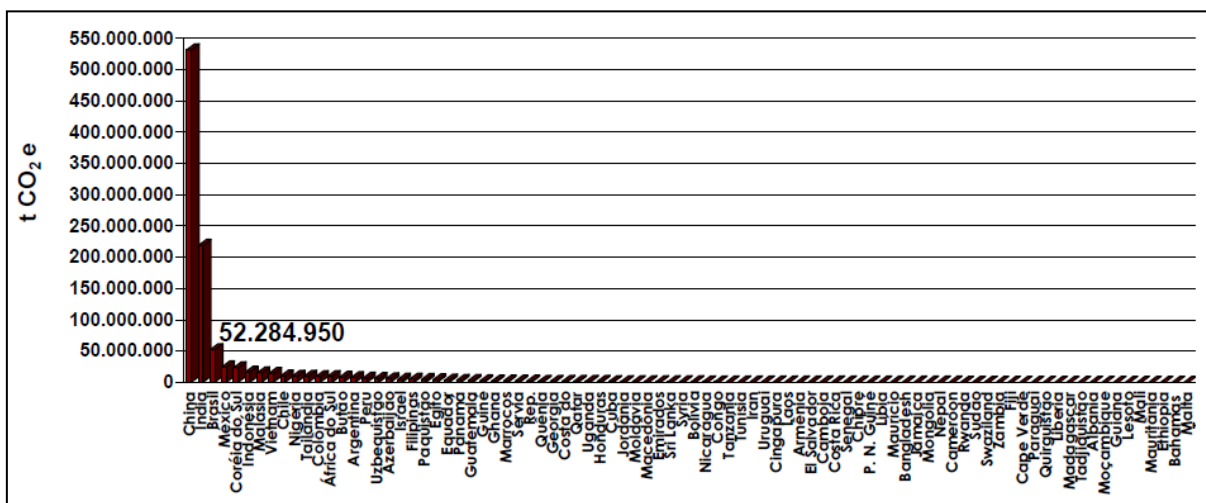


Figura 6.8 - Potencial de redução anual de emissões (em tCO₂e) para o primeiro período de obtenção de créditos (MCT, 2011)

Participação no potencial de Redução anual de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos (1047 milhões tCO₂e)

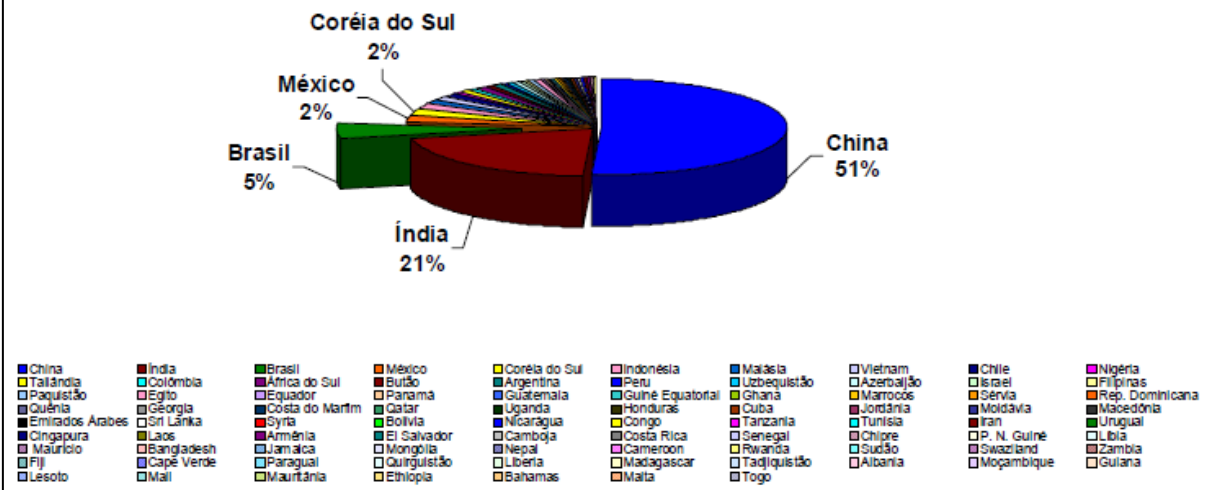


Figura 6-9 - Participação no potencial de Redução anual de emissões para o primeiro período e obtenção de créditos (MCT, 2011)

6.3.4 Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de gás de efeito estufa

A Figura 6.10 apresenta a participação das atividades de projeto desenvolvidas no Brasil, no âmbito do MDL, no que se refere à redução das emissões de gases de efeito estufa, por tipo de gás. Nota-se que, em termos de número de atividades de projeto, o gás carbônico (CO₂) é atualmente o mais relevante, seguido pelo metano (CH₄) e pelo óxido nitroso (N₂O). A Figura 5.10 mostra que a maior parte das atividades de projeto desenvolvidas no Brasil está no setor energético, o que explica a predominância do CO₂ na balança de reduções de emissões brasileiras.

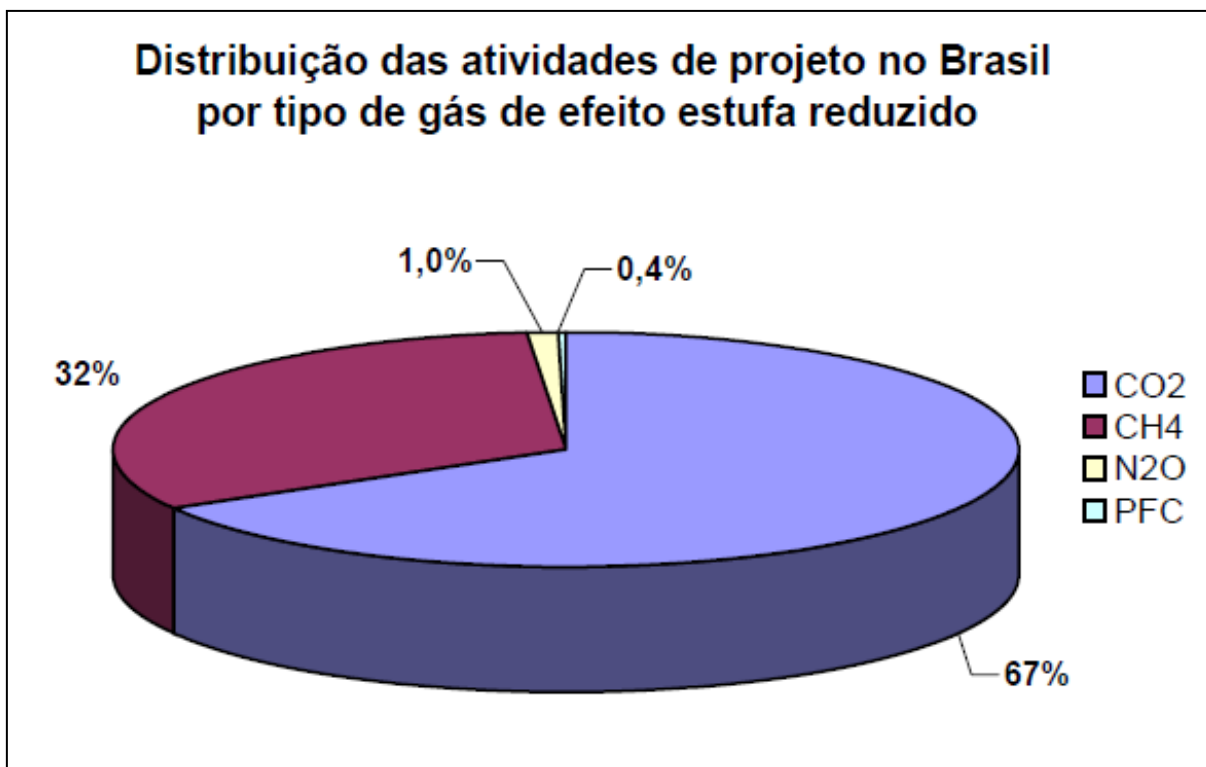


Figura 6.10 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de gás de efeito estufa reduzido (MCT, 2011)

6.3.5 Distribuição das atividades de projeto no Brasil por escopo setorial

Esse indicador mostra os escopos setoriais que mais têm atraído o interesse dos participantes de projetos. A predominância das atividades de projeto está no setor energético. A Figura 6.11 mostra a distribuição das atividades de projeto no Brasil por escopo setorial.

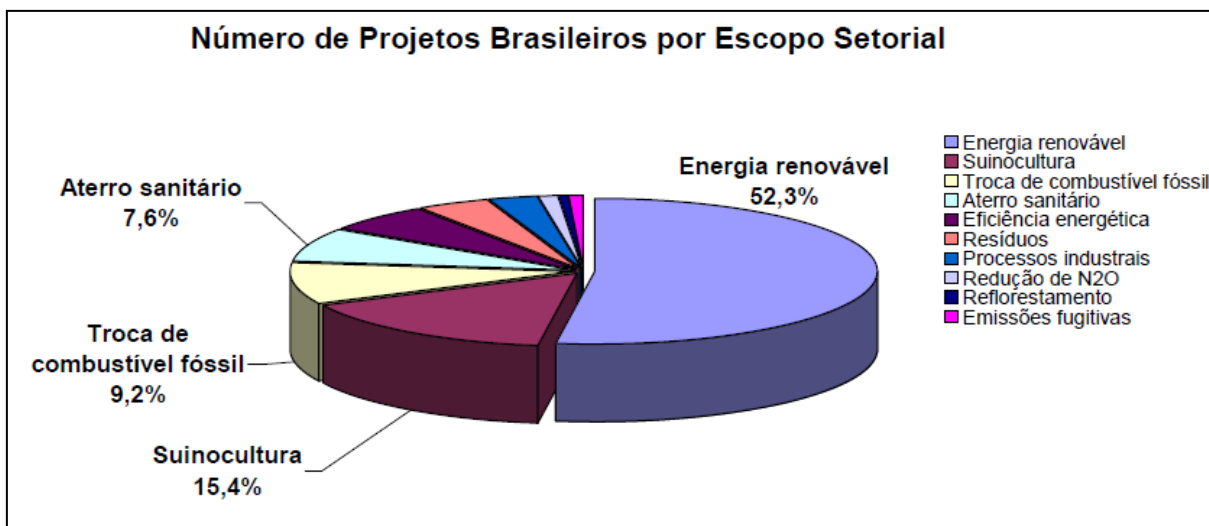


Figura 6.11 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por escopo setorial (MCT, 2011)

6.3.6 Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de metodologia utilizada

As atividades de projeto estão divididas em pequena e larga escala. Por meio dos Acordos de Marraqueche foram estabelecidas as definições para atividades de projetos de pequena escala. Posteriormente, essas definições sofreram modificações constantes da Decisão 1/CMP.2, que definiu como sendo de pequena escala as seguintes atividades de projeto: Tipo I) atividades de projeto de energia renovável com capacidade máxima de produção equivalente a até 15 megawatts (ou uma equivalência adequada); Tipo II) atividades de projeto de melhoria da eficiência energética, que reduzam o consumo de energia do lado da oferta e/ou da demanda, até o equivalente a 60 gigawatt/hora por ano (ou uma equivalência adequada); Tipo III) outras atividades de projeto limitadas àquelas que resultem em reduções de emissões menores ou iguais a 60 quilo-toneladas de dióxido de carbono equivalente por ano. As outras atividades serão, então, classificadas como atividades de projeto de larga escala. A distribuição dos projetos brasileiros por tipo de metodologia, como pode ser observado na Figura 6.12, indica que a maioria das atividades de projeto desenvolvidas no Brasil é de larga escala.



Figura 6.12 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de metodologia utilizada (MCT, 2011)

6.3.7 Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto

A Tabela 6.4 demonstra que o maior número de projetos brasileiros é desenvolvido na área de geração de energia e suinocultura, os quais representam a maioria das atividades de projeto (68% somados). Os escopos que mais reduzirão emissões de CO₂e são os de energia renovável, aterro sanitário e redução de N₂O, totalizando 71% do total de emissões de CO₂e a serem reduzidas no primeiro período de obtenção de créditos. Esses três setores apresentam um potencial de redução de emissões de 293.004.348 tCO₂e durante o primeiro período de obtenção de créditos. (MCT, 2010)

Tabela 6.4 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto (MCT, 2011)

Projetos em Validação/Aprovação	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito	Número de projetos	Redução anual de emissão	Redução de emissão no 1º período de obtenção de crédito
<i>Energia renovável</i>	261	21.125.083	157.315.462	52,3%	40,3%	38,1%
<i>Aterro sanitário</i>	38	12.307.823	91.071.614	7,6%	23,5%	22,0%
<i>Redução de N₂O</i>	5	6.373.896	44.617.272	1,0%	12,2%	10,8%
<i>Suinocultura</i>	77	4.244.755	39.435.666	15,4%	8,1%	9,5%
<i>Troca de combustível fóssil</i>	46	3.329.139	27.958.720	9,2%	6,3%	6,8%
<i>Eficiência energética</i>	30	2.180.709	20.928.010	6,0%	4,25	5,1%
<i>Reflorestamento</i>	3	440.275	13.132.369	0,6%	0,8%	3,2%
<i>Processos industriais</i>	14	1.002.940	7.449.083	2,8%	1,9%	1,8%
<i>Resíduos</i>	21	709.921	5.616.091	4,2%	1,4%	1,4%
<i>Emissões fugitivas</i>	4	720.068	5.721.011	0,8%	1,4%	1,4%

6.3.8 Situação atual dos projetos na Autoridade Nacional Designada - AND brasileira

A Tabela 6.5 mostra as atividades de projeto quanto à situação no âmbito da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que é a AND brasileira: atividades submetidas, atividades aprovadas, atividades aprovadas com ressalva, ou atividades em revisão. Atividades de projeto são consideradas como submetidas somente após a verificação, pela Secretaria Executiva, de que todos os documentos referentes a essas atividades de projeto, e exigidos de acordo com as resoluções da CIMGC, tenham sido devidamente entregues. Após essa verificação, a documentação é tornada pública, em meio eletrônico, na página do sítio eletrônico do Ministério da Ciência e Tecnologia constante da Rede Mundial de computadores – Internet (www.mct.gov.br/clima). As atividades de projeto cuja contribuição para o desenvolvimento sustentável for considerada adequada, mas que apresentem erros de edição ou quaisquer incongruências consideradas de menor relevância pelos membros da Comissão, serão consideradas aprovadas com ressalva. Já as atividades que

necessitem de esclarecimentos quanto à descrição da contribuição para o desenvolvimento sustentável ou que apresentem erros de edição ou quaisquer incongruências que os membros da Comissão considerem relevantes, serão consideradas em revisão. (MCT, 2010)

Tabela 6.5 - Status atual dos projetos na AND brasileira (MCT, 2011)

SITUAÇÃO ATUAL DOS PROJETOS NA AND BRASILEIRA	
Projetos aprovados na CIMGC	264
Projetos aprovados com ressalvas na CIMGC	03
Projetos em revisão na CIMGC	01
Projetos submetidos para a próxima reunião da CIMGC	00
Total de projetos na CIMGC	268

6.3.9 Situação atual dos projetos brasileiros no Conselho Executivo do MDL

A Tabela 6.6 apresenta quantidade de atividades de projeto que foram submetidas para registro ou estão registradas pelo Conselho Executivo do MDL.

Tabela 6.6 - Status atual das atividades de projeto brasileiras no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011)

SITUAÇÃO ATUAL DAS ATIVIDADES DE PROJETO	
Projetos brasileiros registrados no Conselho Executivo	193
Projetos brasileiros pedindo registro no Conselho Executivo	71
Total de projetos no Conselho Executivo	264

6.3.10 Distribuição dos projetos registrados no Conselho Executivo do MDL

As Figuras 6.13 e 6.14 apresentam o número de projetos registrados por país anfitrião. Do total de 3214 projetos registrados, 193 são projetos brasileiros, estando o Brasil em terceiro lugar em número de projetos registrados, sendo em segundo a Índia, com 679 projetos, e em primeiro China, com 1443. A Figura 5.15 mostra o potencial de redução de emissões de gases

de efeito estufa durante o primeiro período de obtenção de créditos dos projetos registrados no Conselho Executivo por país anfitrião. (MCT,2011)

O Brasil se encontra em terceiro lugar quanto à redução de emissões durante o primeiro período de obtenção de créditos dos projetos registrados com 193.168.881 de tCO₂e do total mundial de 3.305.519.451 de tCO₂e. (MCT, 2011)

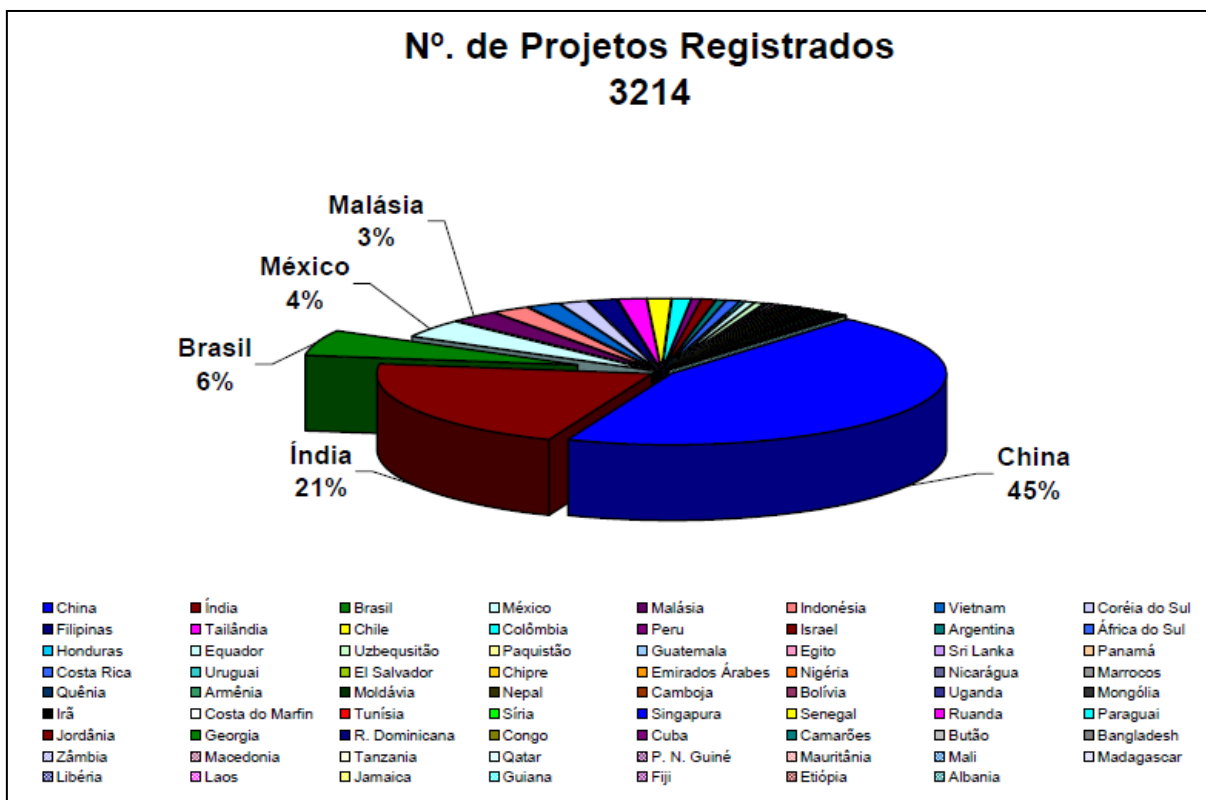


Figura 6.13 - Número de projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011)

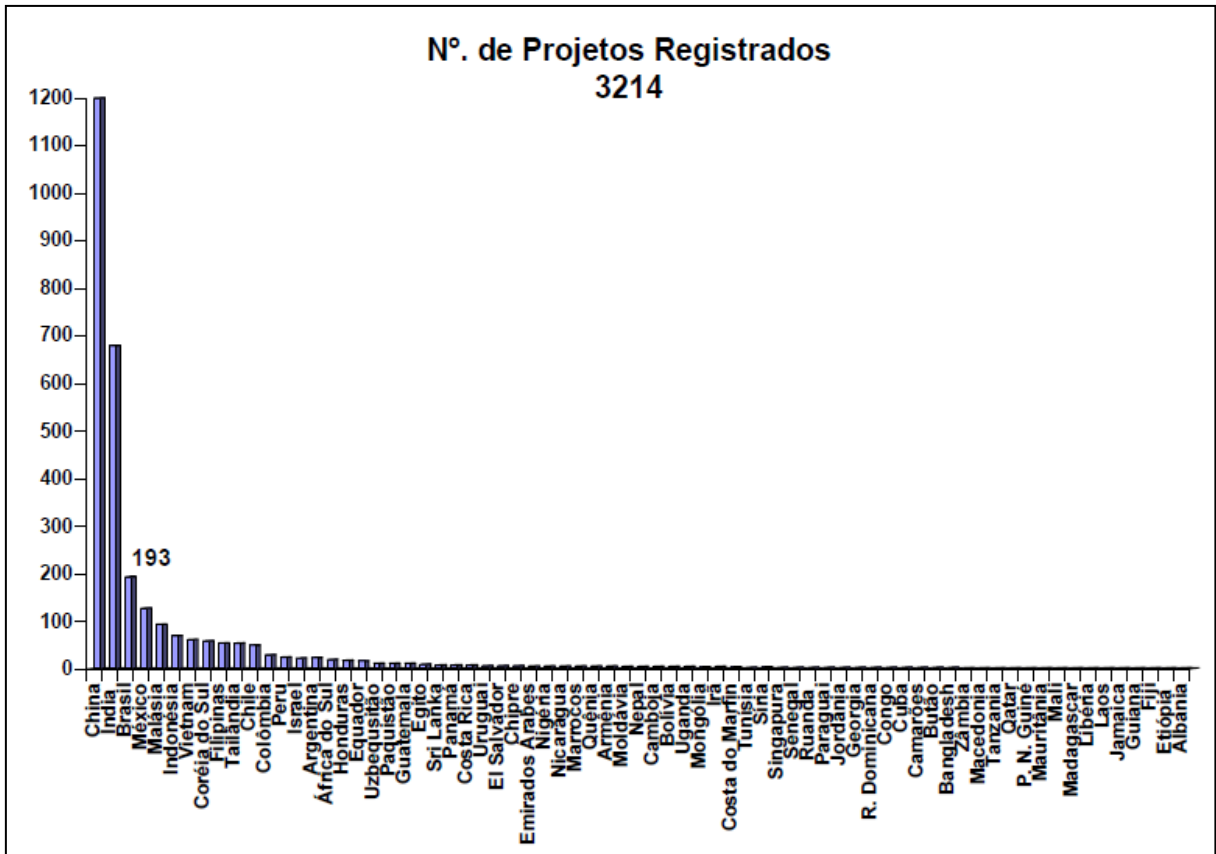


Figura 6.14 - Número de projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011)

**Emissões a serem Reduzidas durante o 1º Período de
Obtenção de Créditos dos Projetos Registrados
(3,305 bilhões de tCO₂e)**

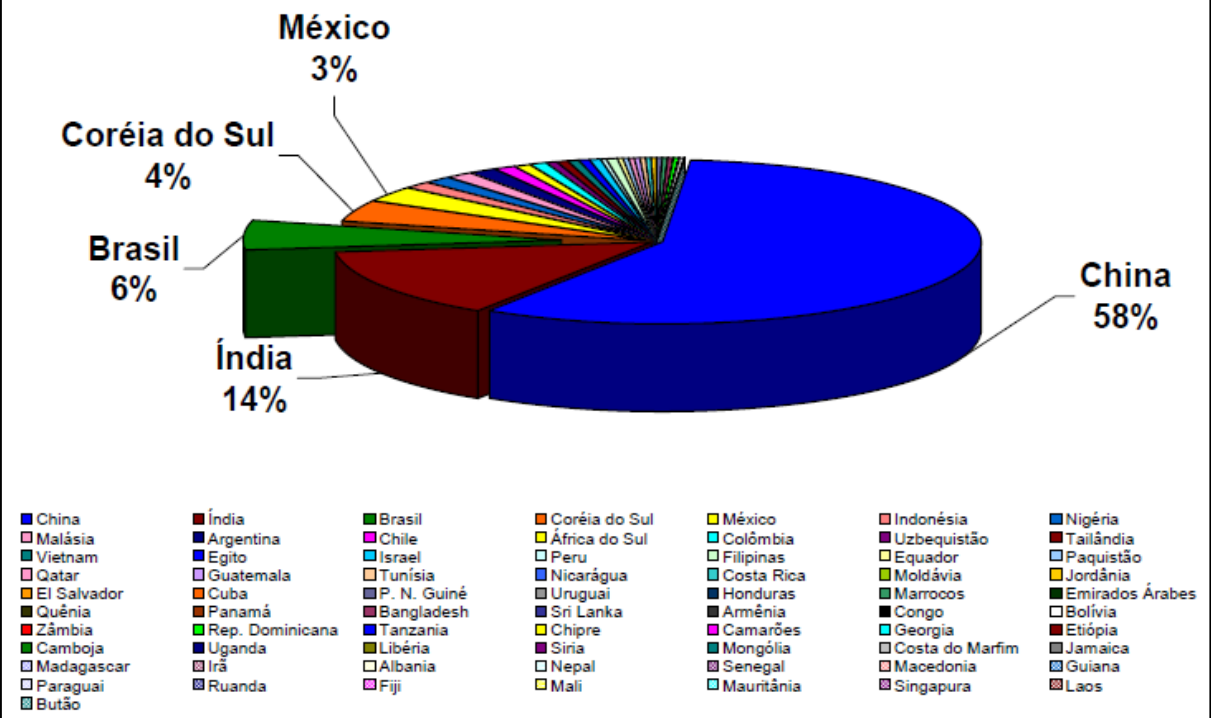


Figura 6.15 - Reduções de emissões dos projetos registrados no Conselho Executivo do MDL (MCT, 2011)

6.3.11 Distribuição do número de atividades de projeto do MDL no Brasil por estado

A Figura 6.16 apresenta a distribuição por estado das atividades de projeto no âmbito do MDL. A figura mostra que a região Sudeste predomina em número de projetos devido a posição dos Estados de São Paulo e de Minas Gerais, com 21% e 16% respectivamente. (MCT, 2011)

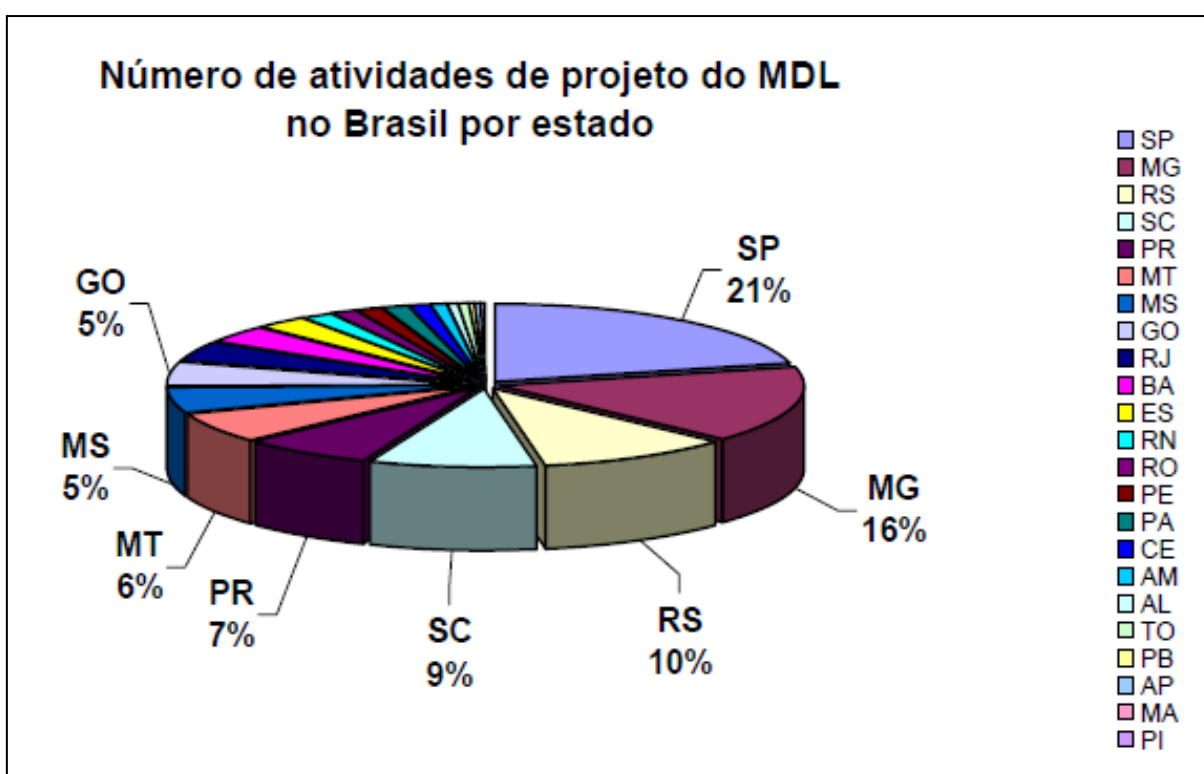


Figura 6.16 - Distribuição do número de atividades de projeto do MDL no Brasil por estado (MCT,2011)

6.3.12 Distribuição mensal das atividades de projeto do MDL no Brasil

A Figura 6.17 apresenta a curva de crescimento do número de atividades de projeto no âmbito do MDL no Brasil, tanto dos projetos que estão em validação ou passaram pela etapa de validação como dos projetos registrados. Para validação, a curva inicia-se em janeiro de 2004

e, para o registro, em novembro de 2004, quando o primeiro projeto foi registrado pelo Conselho Executivo do MDL, no caso um projeto brasileiro. (MCT, 2011).

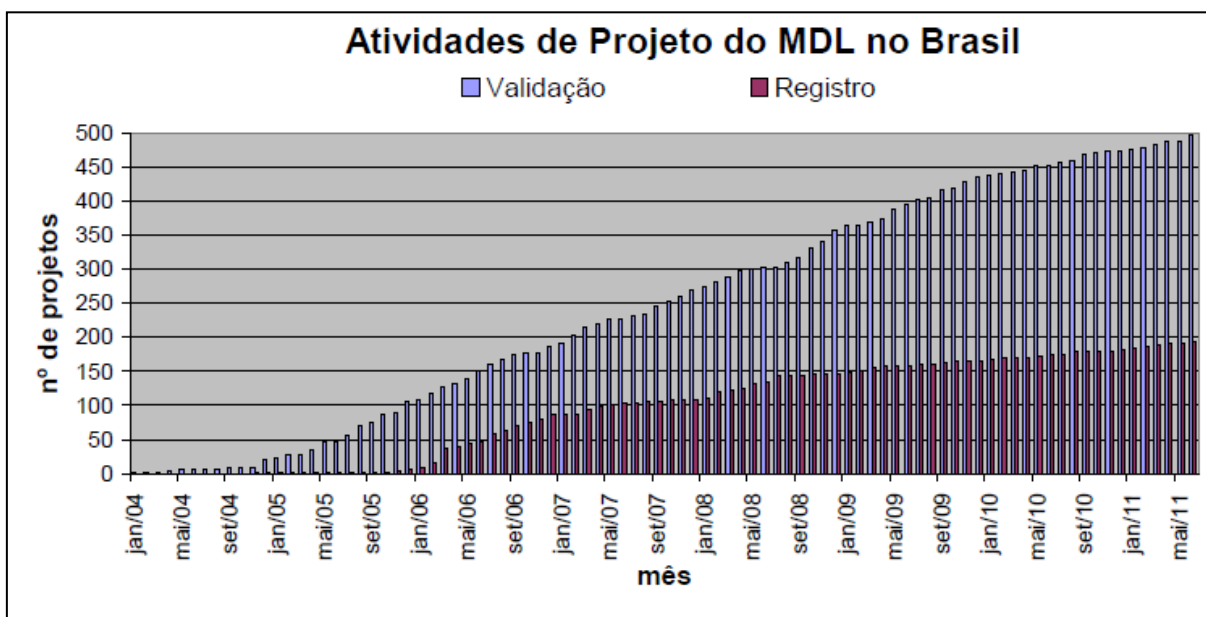


Figura 6.17 - Curva de crescimento das atividades de projeto MDL no Brasil FONTE E ANO (MCT, 2011)

6.3.13 Capacidade instalada (MW) das atividades de projeto do MDL aprovadas na CIMGC

A Figura 6.18 apresenta a capacidade total instalada das atividades de projeto no âmbito do MDL aprovadas pela CIMGC na área energética. Mostra também a distribuição dessas áreas energéticas, sendo a primeira, hidrelétricas, com 1625 MW; a segunda, co-geração com biomassa, com 1334 MW; e a terceira, PCHs, com 831 MW. (MCT, 2011)

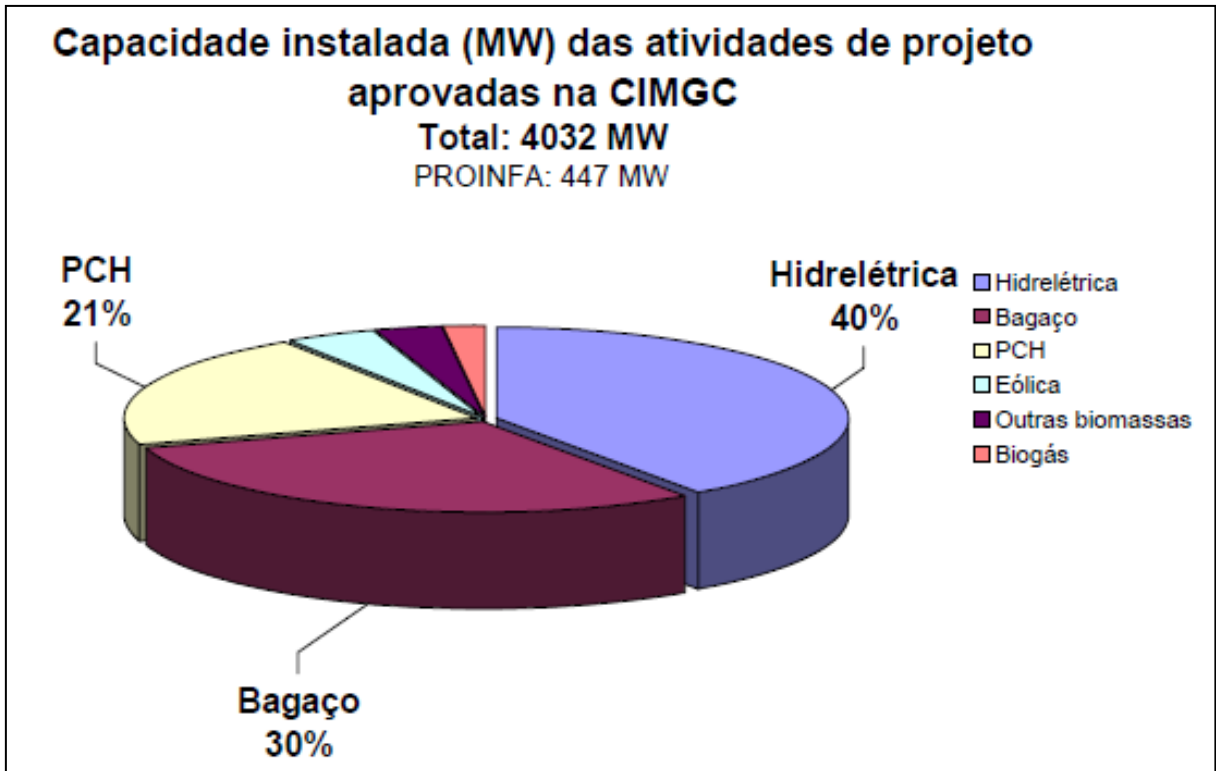


Figura 6.18 - Capacidade instalada (MW) das atividades de projeto do MDL aprovadas na CIMGC (MCT, 2011)

7 . MDL: DO PROTOCOLO DE QUIOTO À COPENHAGEN

7.1 O PROTOCOLO DE QUIOTO.

O Protocolo de Quioto foi um acordo internacional em que os países participantes se comprometeram em reduzir a emissão de gases visando amenizar os problemas ambientais, como o aquecimento global.

A conferência de Copenhague foi realizada entre os dias 7 e 18 de dezembro de 2009 e visou substituir o Protocolo de Quioto que expira em 2012. Os temas mais esperados foram: os procedimentos e medidas que os países desenvolvidos e em desenvolvimento terão que tomar para manter/estabelecer novas metas de emissão de gases; as consequências de oito anos de governo Bush nos Estados Unidos, um dos principais países responsáveis pela emissão dos gases que influenciam no efeito estufa e o único a não participar do protocolo de Quioto; a expectativa de mudança do posicionamento dos Estados Unidos, visto que o presidente Obama prometeu uma postura diferente do seu antecessor (BRUNO, 2010).

Nesta conferência, o Brasil propôs até 2020 a redução de 0,95 a 1,75 bilhões de toneladas dos gases do efeito estufa. Grande parte dessa redução viria da recuperação de pastagens degradadas pelo setor agropecuário, setor que é responsável por metade das emissões do Brasil, que é atualmente de 2 a 2,2 milhões de toneladas anuais (BRUNO, 2010).

Copenhague apresentou contradições e divergências visto que os Estados Unidos não assinaram o protocolo de Kyoto alegando que reduzir a emissão de gases (eram responsáveis por 25% da emissão) poderia abalar a sua economia. O Brasil é contra a criação de uma agência internacional de controle de poluentes atmosféricos, pois é o quarto maior poluidor. Em contrapartida, Brasil e EUA trabalham juntos na criação de um padrão mundial de etanol, já que são os maiores produtores e consumidores. Os países ricos defendem um tratado único para todos, propondo uma renovação e melhoramento das definições do protocolo de Kyoto. Os países pobres defendem um acordo com abordagem dupla. Uma com exigências maiores para os países ricos e outra com exigências menores para os países pobres (BRUNO, 2010).

Por fim a COP 15 terminou sem que se atingisse um acordo definitivo, que será discutido na próxima conferência da ONU sobre mudanças climáticas, a COP 16, a ser realizada no México em dezembro de 2010 (BRUNO, 2010).

Esta posição trouxe insegurança ao cenário de negócios com carbono e reduziu o valor dos ativos negociados (BRUNO, 2010).

O mercado Global de Carbono opera hoje acima dos 100 bilhões de dólares (US\$) /ano e sinaliza que triplicará seu tamanho até o ano de 2014 por conta inclusive de novas modalidades de atividades de projetos como o CCS7– Captura e Estocagem de Carbono no subsolo (BRUNO, 2010).

Alguns projetos de MDL já foram comercializados com entrega para o pós-2012, numa tentativa de trazer segurança e continuidade às operações futuras. Algumas destas ações são fomentadas pelo Banco Mundial (BRUNO, 2010).

Apesar do enorme volume de recursos aplicado neste mercado ainda pairam muitas dúvidas a respeito do futuro do Protocolo de Quioto e isto ainda afeta de forma negativa as operações de compra-e- venda (BRUNO, 2010).

Hoje, no Protocolo de Quioto, os projetos de MDL perdem atratividade e espaço, levando o grande capital a optar por outras modalidades de projeto.

Por algumas razões (BRUNO, 2010):

- **Futuro Incerto:** a indefinição sobre o que virá após o ano de 2012, no que diz respeito á um mecanismo que substitua o atual acordo do Protocolo de Quioto, é um fator preponderante para o universo do MDL.
- **Janela de Tempo:** o ano de 2012 está se aproximando e o tempo para se identificar, preparar, registrar um projeto de MDL é longo. Chega a 18/24 meses, podendo até ser superior. Hoje existe o risco de se iniciar um projeto, mas seu trâmite burocrático pode levar tanto tempo que os resultados financeiros esperados com a comercialização de seus créditos de carbono podem torná-lo pouco atrativo e com alto risco, desestimulando assim a iniciativa.
- **Custo x Risco:** ainda persiste o alto custo de transação do processo completo (do MDL) que pode chegar aos 150/200 mil dólares por projeto.

A questão do valor tornou-se, há tempos, um obstáculo para empresas de médio e pequeno porte.

Estruturar o projeto com recursos próprios e ao mesmo tempo correr os riscos característicos tem desmotivado alguns empresários (BRUNO, 2010).

A introdução de um agente financiador tem sido uma alternativa, mas muitos empreendedores já declinam por conta do custo do capital e pela possível futura divisão dos créditos de carbono originados (BRUNO, 2010).

- **Complexidade do processo:** a questão da Adicionalidade Financeira dos projetos tem colocado à margem inúmeros possíveis projetos que reduziriam as emissões de GEE e gerariam receitas adicionais. No entanto ao esbarrarem nas exigências, não seguem em frente no âmbito do MDL (BRUNO, 2010).

Neste momento, tornou-se mais complexo e arriscado desenvolver projetos de MDL no Brasil. A modalidade encontra-se cada vez mais limitada no sentido de representar oportunidade concreta de redução de GEE e ganhos marginais para seus realizadores (BRUNO, 2010).

7.2 TIPOS DE MERCADOS NO MDL, DE ACORDO COM O PROTOCOLO DE QUIOTO.

Hoje existem basicamente dois tipos de Mercado de Carbono: o Mercado Regulado (*compliance*) e o Mercado Voluntário.

O *Mercado Regulado* se traduz na existência da obrigatoriedade de atendimento às metas de redução de. Os créditos de carbono são adquiridos para atingimento de metas de redução DO GEE.

É regido por um conjunto de diretrizes e normas como, por exemplo, o Protocolo de Quioto, ou o ainda recente RGGI (composto por 10 estados no nordeste dos EUA).

No *Mercado Voluntário* os compradores adquirem os créditos de carbono de acordo com sua conveniência: Responsabilidade Socioambiental, Posicionamento Competitivo/Marketing ou Investimento Financeiro (já prevendo um futuro “mercado regulador”).

Possui mecanismos de mercado que permitem a negociação de créditos de carbono para empresas e cidadãos.

De acordo com a Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (2009), o mercado de carbono voluntário envolve relações entre organizadores de projetos de redução/sequestro, revendedores de créditos, corretores e compradores que não tem obrigações legais sobre suas emissões de gases de efeito estufa

Essa falta de legislação contribui para certas características indesejadas que prejudicam esse mercado tais como descentralização (mercado de balcão), desregulamentação e falta de transparência.

Contudo, existem focos de boas práticas neste setor, sendo as duas maiores a CCX e o VCS, além do recém normalizado mercado voluntário de carbono no Brasil.

7.3 VCS - VOLUNTARY CARBON STANDARD (PADRÃO DE CARBONO VOLUNTÁRIO)

É uma certificação para os créditos de carbono gerados no mercado voluntário, criado em 2005 pelas seguintes organizações: Fórum Econômico Mundial, *The Climate Group* e IETA.

Para ser aprovado nos critérios do VCS, deve ter as seguintes características (SCHINDLER, 2009):

- Real
- Adicional (beyond Business as Usual)
- Mensurável
- Permanente
- Verificado por entidades independentes
- Único

Com relação à Adicionalidade, os critérios para a aprovação do projeto podem seguir as metodologias do MDL (barreiras financeiras, tecnológicas, etc) ou do VCS additionality guidance (SCHINDLER, 2009).

As metodologias aprovadas nos seguintes mercados de MDL Implementação Conjunta e **California Climate Action Registry** são validadas pelo VCS (SCHINDLER, 2009).

Como exemplo de geração de crédito de carbono pelo VCS tem-se no Brasil um projeto da Energética Barra Grande S. A. com a instalação de uma hidrelétrica de 708 MW na divisa

entre o Rio Grande do Sul e Santa Catarina, que teve como linha de base a comparação com as emissões de uma termoeletrica e já gerou 505 mil créditos. Outro exemplo é o projeto da BlueSource, que é uma captação de metano em uma mina de carvão em Campbell County, nos Estados Unidos e que gerou cerca de 140 mil créditos de carbono (SCHINDLER, 2009).

7.4 CCX – CHICAGO CLIMATE EXCHANGE (BOLSA DO CLIMA DE CHICAGO)

Constituído em 2003 através da adesão de 20 empresas, o CCX atualmente possui mais de 300 membros, dentre os quais a Ford Motors, American Electric Power, Du Pont, IBM, Motorola, International Paper, Cargill, Monsanto, Bayer, entre outros (SCHINDLER, 2009).

É um mercado estabelecido sob as leis dos Estados Unidos da América e que tem por objetivo contribuir para a redução das emissões de GEE, através de um sistema de *cap and trade* (Refere-se a um instrumento econômico pelo qual quem emite carbono acima de uma cota é obrigado a comprar permissões de quem emite abaixo de seu teto) (SCHINDLER, 2009).

Todas as empresas participantes do CCX assumem compromissos de redução de emissões de em relação a uma determinada linha de base, de acordo com um cronograma padrão previamente estabelecido (SCHINDLER, 2009).

Regulado e auditado pelo FINRA-Financial Industry Regulatory Authority (mesma instituição que audita a Bolsa de Commodities de Chicago e o NASDAQ), constitui-se no embrião do futuro sistema norte-americano de comércio de emissões (SCHINDLER, 2009).

O CCX diferencia-se de outros mercados voluntários pelo rigor e transparência de suas normas e procedimentos e pelos processos de análise, aprovação e auditoria a que todos os projetos são submetidos e constitui-se no segundo maior mercado de carbono do mundo após Quioto (SCHINDLER, 2009).

Os volumes negociados evoluíram substancialmente desde o início dos pregões em 2004, passando de menos de 100.000 t CO₂ /mês para mais de 6 milhões t CO₂ /mês (SCHINDLER, 2009).

A linha de base de emissões das empresas participantes do CCX, consideradas em conjunto, ultrapassa 600 milhões de t CO₂. O volume total dos compromissos de redução assumidos

nesse mercado, conseqüentemente, é superior àqueles estabelecidos para qualquer outra nação do mundo (SCHINDLER, 2009).

Durante o primeiro período (2003 a 2006) a participação no CCX estava aberta apenas a empresas da região do Nafta (Estados Unidos, Canadá e México) e ao Brasil. A partir de 2007, ampliou-se a possibilidade de participação a empresas de todo o mundo (SCHINDLER, 2009).

A venda de créditos de carbono somente pode ser feita por empresas que sejam participantes do CCX e tenham esses créditos registrados em sua plataforma eletrônica. A adesão de uma empresa ao CCX não impede a implementação de projetos MDL (Tratado de Quioto) ou sua participação em outros mercados voluntários (SCHINDLER, 2009).

Existem três tipos de participação no CCX: Membro, Offset Provider e Liquidity Provider (SCHINDLER, 2009).

Os compromissos de redução de emissões de gases de efeito estufa são assumidos em relação a uma linha de base, que é a média aritmética das emissões durante os anos de 1998 a 2001, Tabela 7.1.

Tabela 7.1 Compromissos de redução (SCHINDLER, 2009)

Compromissos de Redução			
Ano	Primeira Fase	Ano	Segunda Fase
2003	1,00 %	2007	4,25%
2004	2,00%	2008	4,50%
2005	3,00%	2009	5,00%
2006	4,00%	2010	6,00%

O Membro pode optar, a seu exclusivo critério, por participação em ambas as fases ou apenas na segunda. As empresas que superarem suas metas de redução podem vender os créditos de carbono excedentes para outras empresas conseguindo atingir seus objetivos que não estejam conseguindo atingir seus objetivos (SCHINDLER, 2009).

Os créditos de carbono são registrados por safra (2003, 2004, ..., 2010), de acordo com o ano em que são gerados. É permitida a venda de safras futuras, porém a empresa obriga-se a fazer

os ajustes necessários casos as expectativas de geração de créditos de carbono não se concretizem (SCHINDLER, 2009).

Todos os gases de efeito estufa (dióxido de carbono, nitroso, perfluorcarbonos, hidrofluorcarbonos e hexafluor) são negociados no CCX e expressos em t equivalentes de CO₂. Esses créditos de carbono são transacionados em unidades denominadas CFI (Carbon Financial Instrument), cada uma equivalente a 100 t CO₂ (SCHINDLER, 2009).

Os CFI podem ser comercializados de três diferentes formas (SCHINDLER, 2009):

- Diretamente no pregão eletrônico, como utilização de senha de acesso confidencial e privativa de cada empresa.
- Através de uma corretora (liquidity provider), cadastrada no CCX
- Diretamente entre duas partes interessadas

O limite anual (por safra) de vendas através do pregão eletrônico corresponde a 7% da linha de base da empresa. Os créditos de carbono que superem esse limite (super-reductions) devem ser comercializados através de uma corretora ou diretamente entre duas partes interessadas (SCHINDLER, 2009).

Por fim as Tabelas 7.2 e 7.3 mostram as semelhanças e as diferenças entre o Protocolo de Quioto e a Tabela 7.4 mostra as principais diferenças entre o MDL e o CCX.

Tabela 7.2 – Princípios básicos semelhantes entre o Protocolo de Quioto e o CCX (SCHINDLER, 2009)

Quioto e CCX – Princípios Básicos Semelhantes

Mesmo objetivo básico: redução das emissões de GEE

Mercados submetidos a padrões regulatórios estabelecidos publicamente

Processos decisórios fundamentados em protocolos técnicos

Avaliação e acompanhamento dos resultados realizados por instituições técnicas cadastradas e de renome internacional

Tabela 7.3 – Principais diferenças entre o Protocolo de Quioto e o CCX (SCHINDLER, 2009)

Principais diferenças	
Quioto	CCX
Tratado internacional	Protocolo privado
Metas de redução compulsórias	Reduções voluntárias de acordo com cronograma padronizado
Abrangência mundial	Abrangência mundial com foco nos Estados Unidos
Créditos de carbono diferenciados (allowances, CER)	Créditos de carbono padronizados (CFI)
Negociações descentralizadas	Um único local de negociação

Tabela 7.4 – Principais diferenças entre o MDL e o CCX (SCHINDLER, 2009)

Principais diferenças	
MDL	CCX
Foco no projeto	Foco na empresa como um todo
Interferência governamental	Processo 100% privado
Linha de base projetada	Linha de base fixa
Marco inicial claramente demonstrado e comprovado	Nenhuma exigência de adicionalidade para membros / sem adicionalidade financeira para projetos de offset
Marco inicial claramente demonstrado e comprovado	Possibilidade de retroatividade
Burocracia / Prazos longos até a efetiva venda dos CER	Menos etapas/prazos menores até a efetiva venda dos CFI
Regras geralmente inflexíveis	Relativa flexibilidade nas regras
CER têm preço de venda mais elevado	CFI têm preço de venda mais reduzido

7.5 MERCADO VOLUNTÁRIO DE CARBONO DE ACORDO COM A NORMA BRASILEIRA

Para regulamentar o mercado de carbono voluntário no Brasil, a ABNT lançou no dia 16 de maio de 2011, a NBR 15948:2011- “Mercado voluntário de carbono – Princípios, requisitos e orientações para comercialização de reduções verificadas de emissões”, que especifica os princípios, os requisitos e as orientações para a comercialização de reduções verificadas de emissões (RVEs) no mercado voluntário de carbono brasileiro. Ela inclui requisitos para elegibilidade das reduções de emissões, transparência de informações, e registro de projetos e de RVE. (ABNT, 2011)

8 . EMISSÕES DE GEE DEVIDO À HIDROELETRICIDADE

Existe ainda muita controvérsia quanto à quantidade de GEE que é trocada entre o sistema Atmosfera-Terra, devido, em suma, às incertezas de natureza metodológica e do conhecimento incompleto sobre o acoplamento entre diferentes componentes dos sistemas. Estudos realizados na última década têm demonstrado que a cadeia alimentar de muitos ambientes aquáticos não é sustentada pelos organismos produtores (fitoplâncton), mas pelos organismos decompositores (bactérias) e pela entrada de matéria orgânica proveniente da bacia de drenagem (material alóctone). Considerando tal premissa, conclui-se que a fotossíntese não é a fonte principal de carbono desses ambientes, mas sim o ambiente circundante. E se a produção primária, baseada na fotossíntese, é menor que a atividade respiratória das bactérias, então tais sistemas não contribuem para a fixação do carbono atmosférico. Pelo contrário, tornam-se fontes emissoras de gás carbônico. Essa abordagem do funcionamento dos sistemas aquáticos é relativamente nova e muitos estudos e equipamentos ainda estão sendo desenvolvidos para a avaliação das taxas de respiração bacteriana em comparação com a produção fotossintética. No rastro desse novo enfoque limnológico, passou-se a questionar a geração de energia hidrelétrica como fonte "limpa", já que os reservatórios incorporam grandes quantidades da biomassa vegetal que cobria a bacia de acumulação. Cogitou-se que a decomposição dessa imensa fonte de carbono seria responsável por emissões GEE em níveis equivalentes aos de termelétricas de mesma potência.

Segundo TUNDISI *et al.* (2006), o volume total de água acumulada em reservatórios em todo o mundo é de 10.000 km³. Reservatórios interferem nos ciclos biogeoquímicos naturais de várias maneiras: são expostos a altas cargas de nitrogênio, fósforo e outros elementos e substâncias, resultado da contribuição da bacia em que se encontram.

A emissão de GEE no Brasil foi medida intensamente nos últimos dez anos tendo por resultado uma riqueza do conhecimento que está ajudando a esclarecer o papel global dos reservatórios na mudança do clima. O envelhecimento do reservatório é um dos fatores importantes que são responsáveis pela emissão de gás GEE. Os impactos dos processos de eutrofização da bacia hidrográfica e a dinâmica da limnologia interna são outras causas prováveis de emissões de gás (TUNDISI, 2006).

Além da COPPE, outras instituições brasileiras de pesquisa têm se direcionado ao estudo das emissões de GEE por reservatórios, a destacar o INPE-CENA (LIMA & NOVO, 1999; Lima, 2002) e o INPA (FEARNSIDE, 2002). Devido à discrepância entre os valores médios de fluxos que têm sido obtidos pelas diferentes instituições, resultante, em suma, da diversidade metodológica de coleta dos dados e da natureza muitas vezes não linear dos processos de emissão, percebe-se a necessidade da realização de estudos que propiciem o aperfeiçoamento e padronização de métodos. O estado-da-arte indica que, em casos onde a geração hidrelétrica é inferior à 0,1 W por metro quadrado de área de reservatório, existe a possibilidade das emissões de GEE serem superiores às aquelas que seriam originadas de uma termelétrica gerando uma quantidade de energia equivalente .

Para SANTOS (2000), na geração de energia elétrica, as emissões de GEE podem ser divididas em dois grupos:

- 1) O CO₂ no consumo de combustíveis fósseis, principalmente na operação de usinas termelétricas (óleo combustível, carvão mineral, gás natural).
- 2) Na alteração do uso do solo, no caso do enchimento de reservatórios das usinas hidrelétricas em regiões florestadas, onde são produzidos gases CO₂ e CH₄ por decomposição aeróbia e anaeróbia da matéria orgânica.

O mesmo autor explica que o primeiro caso não constitui grande problema, pois a documentação sobre estimativas de emissão de gases derivados do uso de combustíveis fósseis é considerável e o tema foi objeto de constantes debates em nível nacional e internacional (CNUMAD-92, IPCC-1991, RIO CIÊNCIA-92, OECD EXPERT MEETING - 1991), somados as características dos aproveitamentos termelétricos, que podem fornecer dados sobre o consumo de combustível utilizado na geração de energia.

No segundo caso, estritamente ligado à construção e operação de hidrelétricas em regiões florestadas, o acervo é bem reduzido, mesmo internacionalmente, visto que o assunto é relativamente novo.

Emissões de várias fontes se concentram no início da vida de uma hidrelétrica, e o efeito estufa que provoca para gerar energia tem um perfil temporal bem diferente do perfil das emissões causadas pela produção da mesma quantidade de energia a partir de combustíveis fósseis. As emissões em uma barragem ocorrem até vários anos antes de ela começar a

produzir energia, resultando também da fabricação de cimento e aço empregados na sua construção. A liberação de CO₂ pela decomposição de árvores mortas acima da água e do CH₄ resultante da decomposição das partes macias da vegetação inicial e das macrófitas é mais alta nos primeiros anos, após o enchimento do reservatório. Qualquer ponderação das emissões por tempo (atualmente não incluídas no Protocolo de Quioto) favoreceria a alternativa dos combustíveis fósseis, em comparação com a geração de energia hidrelétrica (FEARNSIDE, 2004).

Segundo SANTOS (2002), há duas formas de produção de gases quentes em uma usina hidrelétrica: por difusão ou por bolhas. O primeiro caso ocorre na superfície do reservatório. Por ser um meio aeróbio, com maior presença de oxigênio, as bactérias decompõem a matéria orgânica e emitem gás carbônico, que se difunde pela água. Já o metano é obtido por decomposição de matéria orgânica no fundo dos lagos das usinas, onde a presença de oxigênio é nula ou muito pequena. Como não se dilui na água, esse metano chega à superfície por meio de bolhas.

ROSA et al. (2002) compararam emissões de CH₄ e de CO₂ em nove reservatórios de diferentes idades em regiões tropicais do Brasil em latitudes que variam de 4° a 26°S, e cobertas por diferentes tipos de vegetação: floresta úmida equatorial, floresta temperada, mata atlântica, cerrado e caatinga. Eles mediram as emissões de CH₄ e de CO₂ por bolhas e por difusão da água para a atmosfera. De acordo com esses autores, alguns reservatórios (Itaipu, Xingó e Segredo) apresentam emissões mais baixas comparado ao equivalente de plantas termelétricas, cujo impacto é 137 vezes mais baixo que uma planta de geração a gás natural. Alguns outros como o reservatório de Miranda emitem gases de efeito estufa cerca de 11 vezes menos que uma planta a gás natural, e outros como Três Marias e Samuel, emitem 2 vezes mais. Os autores concluem que as emissões podem variar de acordo com a profundidade, com a distribuição da biomassa submersa, e também com o tempo, provavelmente com um pico rápido que ocorre logo após a inundação, e depois disso com uma tendência desconhecida.

Para FEARNSIDE (2004), logo que a água emerge das turbinas, a pressão cai até o nível de uma atmosfera, e a maior parte do gás nela dissolvido é imediatamente liberada. A água colhida no fundo de um reservatório e trazida até a superfície em um frasco de amostragem espuma similar a um refrigerante ao ser aberto. Gases assim liberados incluem o CO₂ e o CH₄.

Embora presente na água em menor quantidade que o CO_2 , o CH_4 é que torna as hidrelétricas uma preocupação no que se refere ao aumento do efeito estufa.

O mesmo autor explica que o metano também é liberado no percurso da água pelo vertedouro, onde a liberação de gás é causada não só pela mudança de pressão e temperatura, mas também pela provisão súbita de uma vasta área da superfície, quando a água é pulverizada em pequenas gotas. No vertedouro da hidrelétrica de Tucuruí, a água sai em um jato a partir de uma fenda horizontal estreita a 20 m de profundidade. Nessa profundidade, a água tem uma carga significativa de metano: 3,1 mg/l, em média, ao longo do ano.

O diagrama da Figura 8.1 ilustra os locais e as possíveis maneiras de produção e emissão de carbono nos reservatórios.



Figura 8.1 – O balanço de carbono nos reservatórios.
(www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama_cont.html)

SANTOS (2006) analisou as emissões de GEE em ambientes naturais e em reservatórios hidrelétricos e determinou qualitativamente e quantitativamente as emissões destes ambientes, comparando-se estas emissões de forma a compreender melhor os processos reguladores dessas alterações que foram causadas pelos reservatórios hidrelétricos. Os resultados confirmaram que rios e lagos naturais são fontes significativas de CO_2 , enquanto que áreas de turfa, áreas alagadas e savanas seriam fontes significativas de CH_4 .

O mesmo autor concluiu em seu trabalho que não há dúvida que a construção de barragens hidrelétricas provoca danos ambientais, como também são causadores de GEE. Porém, constatou que os reservatórios hidrelétricos emitem menos ou de forma similar a diversos ambientes naturais (áreas alagadas, turfa, rios e estuários).

SANTOS (2000) ressalta que apesar da emissão de GEE por hidrelétricas, uma usina termelétrica é mais prejudicial ao meio ambiente, pois não emite apenas gases quentes, mas também dióxidos de enxofre e de nitrogênio, além de materiais particulares, altamente prejudiciais à saúde humana.

Ele lembra que ainda não se conhece a quantidade exata das emissões por hidrelétricas e que os estudos que estão sendo realizados atualmente têm um aspecto positivo: sugerir sobre a possibilidade da construção de novas hidrelétricas que levem em consideração essas emissões de GEE.

O Projeto Balanço de Carbono nos Reservatórios de FURNAS Centrais Elétricas S.A, concluiu que o balanço afluente e defluente de carbono orgânico total nos sistemas é geralmente próximo de zero; e que as emissões de metano para a atmosfera diminuem com a idade do reservatório.

Furnas publicou as conclusões deste projeto na 2ª edição (Ano 1) de sua Revista Furnas de Pesquisa e Desenvolvimento.

Segundo o coordenador do projeto, André Carlos Prates Cimbleris, identificou-se que as emissões de carbono e as de metano por bolhas na interface água-atmosfera diminuem com a idade do reservatório. Assim, com a exceção do reservatório da Usina Hidrelétrica Corumbá, que recebe o lançamento do esgoto da Cidade de Caldas Novas (GO), há um decréscimo das emissões de gases de efeito estufa em termos de tonelada de CO₂-equivalente por energia gerada (t CO₂ e/MWh), com o aumento da idade dos reservatórios.

Cimbrelis diz que foi constatado que a maioria do carbono emitido nos reservatórios é proveniente da bacia de drenagem, normalmente originado de atividades humanas. Ele destaca ainda outros resultados como a verificação de que a maior parte das emissões de GEE ocorre à montante (parte superior) das barragens, no lago formado pelos reservatórios. As emissões de jusante (parte inferior) correspondem a menos de 30% das emissões totais para a atmosfera nos reservatórios de Cerrado; e as taxas de emissões de GEE por energia gerada, na

interface água-atmosfera nos reservatórios de Cerrado, são relativamente pequenas quando comparadas às termelétricas

A pesquisa também tocou numa questão que está no meio dos embates para determinar os impactos da geração hidrelétrica sobre o meio ambiente: os reservatórios são fontes de GEE ou sumidouros de carbono. André Cimblaris explica que após o enchimento dos reservatórios, com a inundação da biomassa, o nível de emissões de GEE aumenta de forma transitória. E em contrapartida, as taxas de sedimentação do carbono também aumentam, sendo que esse processo persiste ao longo da vida do reservatório.

Com um total de 27 campanhas para coletas de dados feitas nas estações chuvosa e seca, o estudo analisou o nível de emissão dos reservatórios das usinas hidrelétricas Serra da Mesa, Corumbá e Itumbiara (GO), Furnas, Mascarenhas de Moraes e Luiz Carlos Barreto de Carvalho (MG), Manso (MT) e Funil (RJ). O projeto, que fez parte do ciclo 2001/2002, teve como parceiros o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe/UFRJ), o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), a Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e o Instituto Internacional de Ecologia e Gerenciamento Ambiental (IIEG A).

Em suma Furnas apresenta uma lista de alguns resultados alcançados pelo projeto tais como:

1. O balanço afluyente e defluente de carbono orgânico total nos sistemas é geralmente próximo a zero;
2. Tanto as emissões difusivas de CO₂ no sedimento como as emissões de metano por bolhas na interface água-atmosfera, diminuem com a idade do reservatório;
3. A maioria do carbono emitido nos reservatórios é proveniente da bacia de drenagem, normalmente originado de atividades humanas; e
4. As taxas de emissões de GEE , na interface água-atmosfera nos reservatórios estudados, por geração de energia, são relativamente pequenas quando comparadas às termelétricas.

Talvez uma alternativa possa ser a implantação de PCHs com alta densidade de potência (potência por metro quadrado), o que levaria a uma menor área de alagamento e possivelmente a menores quantidades de emissões de GEE.

9 .QUANTIDADE DE EMISSÕES REDUZIDAS POR PCHS

Segundo SUGAI et al. (2006) as PCHs representam uma importante alternativa na substituição progressiva do consumo de combustíveis fósseis, principalmente em sistemas isolados. Podem se creditar dos benefícios do MDL através da elaboração de um projeto de carbono com uma linha de base consistente que justifique a substituição da geração emissora de gases de efeito estufa.

Entende-se como linha de base ou cenário de referência, as emissões de GEE, em nível de país, setor, região ou projeto específico, que provavelmente ocorreriam na ausência das atividades de projeto mitigador desses gases, considerando as tecnologias disponíveis e as condições econômicas prevalentes (REIS, 2002).

A autora complementa que, de um modo geral, se o projeto mitigador dos GEEs substituirá e/ou modificará um empreendimento que já existe, e se encontra em funcionamento e suas atividades são fisicamente bem delimitadas, com histórico de emissões disponíveis e confiáveis, a determinação da linha de base apresenta pequeno grau de dificuldade.

Para TIAGO FILHO *et al* (2006), a padronização das linhas de base (por exemplo, taxas de emissão, parâmetros e /ou metodologias), se bem feitas e ajustadas a tipos específicos de projetos, pode, simultaneamente, promover maior consistência nas ações, limitar a oportunidade de conluios para resultados e reduzir os custos de transação.

Os mesmos autores afirmam que para definir a adicionalidade do Projeto determina-se um cenário de referência (ou como é definido nos documentos de referência do MDL, uma linha de base ou “*baseline*”), que expressa de modo transparente e mensurável, quais seriam as emissões que ocorreriam se o projeto não fosse implementado. Desta forma pode-se verificar a importância da linha de base de uma atividade, pois ela representa o cenário das emissões de gases de efeito estufa, por fontes, que ocorreriam na ausência da atividade de projeto, incluindo as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listadas no Anexo I do Protocolo de Quioto que ocorram dentro do limite do projeto.

A linha de base (em inglês *baseline*) de uma atividade de projeto de MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de GEE por fontes que ocorreriam na

ausência da atividade de projeto proposta, incluindo as emissões de todos os GEE relevantes a CQNUMC (CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, CF₄, C₂F₆, HFC) que ocorram dentro dos limites do projeto (FGV, 2002). Serve de base tanto para verificação da adicionalidade quanto para a quantificação das Reduções Certificadas de Emissões (RCE) decorrentes das atividades de projeto do MDL. As RCE são 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. (CGEE, 2008)

A grande maioria das metodologias aprovadas até outubro de 2007 (59 metodologias de grande escala, 13 metodologias consolidadas e 28 de pequena escala aprovadas desde novembro de 2002) tem alguma relação com o setor energético. (CGEE,2008)

Para projetos de pequena escala conectados ao sistema interligado, a metodologia utilizada é a AMS-I.D (UNFCCC/CCNUCC). Esta metodologia consiste na geração de eletricidade renovável conectada à rede: compreende as unidades de geração de energia renovável, como fotovoltaicas, hidrelétricas, de marés/ondas, eólicas, geotérmicas e de biomassa renovável, que forneçam eletricidade para um sistema de distribuição e/ou substituam a eletricidade de um sistema de distribuição que seja ou tenha sido abastecido por pelo menos uma unidade geradora de energia a partir da queima de combustíveis fósseis. Se a unidade acrescentada tiver componentes renováveis e não-renováveis, o limite de elegibilidade de 15 MW para uma atividade de projeto de pequena escala no âmbito do MDL aplicar-se-á somente ao componente renovável.

Se a unidade acrescentada também queimar combustíveis fósseis, a capacidade de toda a unidade não deverá exceder o limite de 15 MW.

Já para os projetos de grande escala também conectados ao sistema interligado a metodologia é a ACM0002 (UNFCCC/CCNUCC). Metodologia consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede, a partir de fontes renováveis: acréscimos de capacidade de eletricidade de usinas hidrelétricas a fio de água; projetos de energia hidrelétrica com reservatórios existentes em que o volume do reservatório não aumente; novos projetos de energia hidrelétrica com reservatórios cujas densidades de energia (capacidade instalada de geração elétrica dividida pela área da superfície no nível máximo do reservatório) sejam superiores a 4 W/m²; fontes de energia eólica; fontes de energia geotérmica; fontes de energia solar e fontes de energia de ondas e marés. Esta metodologia não se aplica às atividades de projetos que envolvam a

mudança de combustíveis fósseis para energia renovável na área da atividade do projeto. Os limites geográficos e do sistema da rede elétrica pertinente podem ser claramente identificados. É aplicável à geração de eletricidade a partir da captação de gás de aterro, em conjunto com a “metodologia consolidada aprovada de linha de base para atividades de projetos com gás de aterro - ACM0001 (UNFCCC/CCNUCC)”.

Para projetos de pequena escala em sistemas isolados, a linha de base é definida como o consumo da quantidade de combustível que a ser utilizada pela fonte geradora existente. A linha de base seria a esse consumo de combustível multiplicado pelo fator de emissão do combustível que será substituído pelo projeto MDL (NAE, 2006).

Portanto, projetos de pequena escala em sistemas isolados possuem linha de base mais simples.

10 ESTUDO DE CASO

O caso a ser estudado é o do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica Salto Cafesoca, desenvolvido pela Sociedade Amapaense de Produção de Energia Elétrica Ltda – SAPEEL. (desenvolvedor e operador do projeto) e tem como referência o DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO SIMPLIFICADO PARA ATIVIDADES DE PROJETO

DE PEQUENA ESCALA (PPE-MDL-DCP) da PCH SALTO CAFESOCA (www.voltalia.com/contenu/sites/voltalia/contenu_site/cms/media/file/PDD_CafesocaPort_09_08_05.pdf)

Todos os cálculos do projeto apresentados a seguir foram transcritos do documento citado.

O projeto PCH Salto Cafesoca está localizado no Rio Oiapoque, na bacia do Atlântico Norte e Nordeste, município de Oiapoque, estado do Amapá nas coordenadas 03° 49' latitude Sul e 51°50' longitude Oeste. Oiapoque está localizada a 615 km da capital do estado, Macapá.

A Figura 10.1 a seguir mostra a localização da cidade de Oiapoque e a Figura 10.2 mostra o local da PCH Salto Cafesoca.



Figura 10.1 – Localização do rio Oiapoque e da cidade de Oiapoque.

www.voltalia.com/contenu/sites/voltalia/contenu_site/cms/media/file/PDD_CafesocaPort_09_08_05.pdf)



Figura 10.2 – Localização do da PCH Salto Cafesoca

www.voltalia.com/contenu/sites/voltalia/contenu_site/cms/media/file/PDD_CafesocaPort_09_08_05.pdf)

10.1 DESCRIÇÃO DO PROJETO DE PEQUENA ESCALA

O projeto consiste em uma planta de pequena central hidrelétrica (7,5 MW) localizada no Rio Oiapoque que inclui três turbinas de geração de 2,5 MW de potência cada. A eletricidade é fornecida para o sistema de distribuição da CEA (Companhia de Eletricidade do Amapá).

A hidrelétrica está localizada a cerca de 6km da cidade de Oiapoque, situada na fronteira com a Guiana Francesa. A cidade tem cerca de 19.000 habitantes (IBGE, 2008).

Esse projeto deve substituir uma planta de energia térmica fóssil e contribuir para desenvolver a área social e economicamente.

O sistema isolado (aquele ao qual a planta está conectada) inclui pequenas redes locais principalmente ao norte da Amazônia. A energia fornecida pelo sistema isolado é baseada em geradores a diesel e a distribuição enfrenta dificuldade.

Existe um enorme consumo de diesel na geração de eletricidade e transporte de combustível na região. Existem atualmente, por volta de 1.000 plantas de energia fornecendo eletricidade para cidades isoladas e vilas na Amazônia utilizando óleo diesel. O maior consumo de combustível não é apenas para geração de energia em si, mas também devido ao transporte local, que é exclusivamente feito por barcos. Essa é a linha de base e o cenário existente antes do projeto.

Os participantes do projeto estão descritos na Tabela 10.1 a seguir:

Tabela 10.1 - Parte(s) e entidade(s) privada(s) e pública(s) envolvidas na atividade do projeto

Nome da Parte envolvida ((anfitriã) indica a Parte anfitriã)	Entidade (s) privada(s) e/ou públicas participante(s) do projeto
Brasil (anfitriã)	SAPPEL
Brasil (anfitriã)	Voltalia Energia do Brasil LTDA.
França	Voltalia

A atividade do projeto foi desenvolvida com o objetivo de se aproveitar a capacidade hidráulica dos estados da Amazônia que oferecem muitos rios nos quais foram identificados potenciais locais para a instalação de plantas de pequenas centrais hidrelétricas, e apesar disso continuam inexploradas enquanto a demanda por eletricidade aumenta.

O tipo e categoria da tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto de pequena escala são:

- Tipo I: Projeto de Energia Renovável.
- Categoria I.D.: Geração de energia renovável conectada a rede.

A metodologia da linha de base AMS I.D, versão 13, de 14 de dezembro 2007 é aplicável desde que a capacidade total instalada do projeto de hidroeletricidade seja inferior a 15 MW.

A descrição técnica do projeto é apresentada na Tabela 10.2:

Capacidade da área	7,5 MW
Capacidade instalada	7,5 MW
Queda bruta	De 5,49 a 6,72 m
Vazão	125 a 160 m ³ /s
Duração da observação hidrológica	40 anos
Geração por ano:	
- Máximo	338 dias
-Menos de 65%	18 dias
Geração média	59.655.000 kWh/ano
Turbina	3 Kaplan de 2,5 MW de potência cada

10.2 QUANTIA ESTIMADA DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DURANTE O PERÍODO DE OBTENÇÃO DOS CRÉDITOS ESCOLHIDO

Considerando dados fornecidos pela (Companhia de Eletricidade do Amapá), a Margem de Construção é de 0,73 tCO₂/MWh e a Margem de Operação é de 0,747 tCO₂/MWh, resultando em um Fator de Emissão de 0,74 tCO₂/MWh (EF = 0.5MC + 0.5MO).

11 METODOLOGIA

11.1 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE LINHA DE BASE

O título da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala é *AMS-I.D. Geração de eletricidade renovável conectada à rede*, Versão 13, EB36, de 14 de dezembro de 2007.

O cálculo do fator de emissão da rede foi feito de acordo com “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico) disponível em

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>

11.2 CATEGORIA DE PROJETO APLICÁVEL À ATIVIDADE DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA

O projeto é uma atividade de projeto de geração de energia renovável que atende todos os critérios de aplicabilidade descritos na metodologia:

1. A planta é uma unidade de geração de energia hidráulica renovável que fornece eletricidade para um sistema de distribuição de eletricidade que teria sido suprido por pelo menos uma unidade de geração de combustão de combustível fóssil.
2. A capacidade total instalada do projeto é de 7,5 MW, satisfeito pelo requerimento de que a capacidade do projeto deve ter no máximo 15MW para um projeto MDL de pequena escala.
3. O projeto de PCH Salto Cafesoca não tem reservatório, o que significa que o projeto atende a determinação de ter densidade de potência maior que 4 W/m².

11.3 DESCRIÇÃO DE LINHA DE BASE E SEU DESENVOLVIMENTO

A linha de base do projeto de PCH Salto Cafesoca segue a metodologia **AMS-I.D**:

O projeto é a instalação de uma unidade de planta de energia renovável nova conectada a rede, a linha de base é o kWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado pelo coeficiente de emissão (medido em kg CO₂e/kWh) calculado de maneira transparente e

conservativa como uma margem combinada (CM), consistindo na combinação de uma margem de operação (OM) e uma margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos prescritos na ‘Tool to calculate the emission factor for an electricity system’ (Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico).

A PCH Salto Cafesoca está conectada a rede de eletricidade do Amapá. A rede gerida pela entidade governamental, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). A Tabela 11.1 descreve a rede de eletricidade do Amapá.

Tabela 11.1 – Rede de eletricidade do Amapá

Usina	Tipo	Capacidade (MW)	Tipo de combustível
Opiaque	Térmico	10,31	Diesel
Laranjal do Jari	Térmico	10,84	Diesel
Lourenço	Térmico	0,90	Diesel
Pracuuba	Térmico	0,90	Diesel
Total		22,95	

11.4 REDUÇÕES DE EMISSÕES

11.4.1 Explicação das escolhas metodológicas

As reduções de emissões do proposto projeto foram analisadas nos quatro passos seguintes:

Passo 1: cálculo das emissões de gases do efeito estufa (GEE) da linha de base, expresso pela equação 10.1 de acordo com a metodologia *AMS-I.D.*;

Passo 2: cálculo das emissões de gases do efeito estufa (GEE) do projeto;

Passo 3: cálculo da fuga do projeto;

Passo 4: cálculo das reduções de emissão expresso pela equação 10.4 de acordo com a metodologia *AMS-I.D.*

Passo 1: Cálculo das Emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) da Linha de Base

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}).EF_{grid,CM,y}$$

Equação 11.1

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano).

EG_y = Eletricidade fornecida pela atividade do projeto para a rede (MWh).

EG_{baseline} = Eletricidade fornecida pela linha de base para a rede no caso de unidades modificadas ou ajustadas (MWh). Para novas plantas de energia esse valor é considerado zero.

EF_{grid,CM,y} = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada da geração de energia conectada a rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico.

A Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico determina os seguintes sub-passos:

- ***Sub-passo 1 – Identificação do sistema de energia relevante***

A PCH Salto Cafesoca está localizada no município de Oiapoque que é servido pelo sistema da CEA. O projeto está conectado a uma rede isolada, gerada pela CEA, que é totalmente independente de qualquer outra rede elétrica.

- ***Sub-passo 2 – Escolha de um método para a Margem de Operação (OM)***

A OM simples é adequada desde que o sistema CEA é composto apenas por plantas de energia térmica a diesel e assim fontes “low-cost / must-run” constituem menos de 50% do total da rede de geração na média dos cinco anos mais .

Dados da eletricidade despachada para o sistema e do consumo de diesel foram providos pela CEA e a opção baseada em dado de consumo líquido e geração de eletricidade líquida de cada planta de energia será utilizada (opção A).

A margem de operação (OM) é calculada considerando uma média ponderada de geração de três anos, baseado no mais recente dado disponível na época da submissão do PDD-MDL para a EOD para validação, sem requerimento do monitoramento e recálculo do fator de emissão durante o período de crédito.

- ***Sub-passo 3 – Cálculo do fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado***

O fator de emissão da OM simples será determinado de acordo com a opção A (baseada em dado de consumo líquido e geração de eletricidade líquida de cada planta de energia) utilizando dado da eletricidade despachada para o sistema e o consumo de diesel provindos pela CEA (Dado de eletricidade e combustível do sistema CEA).

- ***Sub-passo 5 – Cálculo do fator de emissão da margem de construção***

Foi escolhida a opção de se calcular o fator de emissão da margem de construção baseado na mais recente informação disponível das unidades já construídas para um grupo de amostras **m**.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão da média ponderada de geração (tCO₂/MWh) de todas unidades de energia **m** durante o mais recente ano **y** do qual o dado de geração de energia está disponível.

Assim, o fator de emissão é calculado pela equação 10.2:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Equação 11.2

Onde:

EF_{grid,BM,y} = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano **y** (tCO₂/MWh)

EG_{m,y} = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue a rede por unidade de energia **m** em um ano **y** (MWh)

$EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ de unidades de energia **m** no ano **y** (tCO₂/MWh)

m = Unidades de energia incluídas na margem de construção

y = Ano mais recente historicamente para o qual dado de geração de energia está disponível

- **Sub-passo 6 – Cálculo do fator de emissão da margem combinada**

O fator de emissão da margem combinada é calculado como seguinte:

$$EG_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM}$$

Equação 11.3

Onde:

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano **y** (tCO₂/MWh)

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano **y** (tCO₂/MWh)

w_{OM} = Peso do fator de emissão da margem de operação (%)

w_{BM} = Peso do fator de emissão da margem de construção (%)

Os valores padrões $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ devem ser usados para energia hidrelétrica para o primeiro período de crédito.

Passo 2: Cálculo das Emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) do Projeto

A pequena central hidrelétrica Salto Cafesoca não tem reservatório e assim não existe necessidade de calcular a densidade de potência. Não existe emissão de CH₄ relacionada ao projeto, sendo assim a emissão é nula.

Passo 3: Cálculo da Fuga do Projeto

Como nova planta de geração hidrelétrica, não existe equipamento de geração de energia para ser transferido de outra atividade e não existente equipamento de geração de energia para ser transferido para outra atividade envolvida nas atividades do Projeto. Nenhuma fuga precisa ser considerada no Projeto.

Passo 4: Cálculo das Reduções de Emissão

As reduções de emissão anual ER_y para a atividade de Projeto são calculadas pelas emissões de linha de base menos as emissões do Projeto. As emissões finais de gases do efeito estufa (GEE) são calculadas pela equação 10.4:

$$ER_y (tCO_2 / ano) = BE_y - PE_y = EG_y * EF_y - 0$$

Equação 11.4

Onde:

PE_y : Emissões do Projeto no ano y em tCO_2 ;

GE_y : Eletricidade fornecida para a rede pelo Projeto em cada ano em MWh/y;

EF_y : Fator de emissão dos gases do efeito estufa (GEE) em tCO_2/MWh .

11.4.2 Cálculo das reduções de emissão

Emissões de Linha de Base são dadas pela equação 10.5.

$$BE_y = (EG_y - EG_{baseline}).EF_{grid,CM,y}$$

Equação 11.5

Onde:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/ano).

EG_y = Eletricidade fornecida pela atividade do projeto para a rede (MWh).

$EG_{baseline}$ = Eletricidade fornecida pela linha de base para a rede no caso de unidades modificadas ou ajustadas (MWh). Para novas plantas de energia esse valor é considerado zero.

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada da geração de energia conectada a rede no ano y calculada usando a última versão da Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico.

$$EG_y = 59655 \text{ MWh/ano}$$

$$EG_{baseline} = 0 \text{ MW/ano}$$

Onde $EF_{grid,CM,y}$ é dada pela equação 10.6.

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM}$$

Equação 11.6

Onde:

$$w_{OM} = w_{BM} = 0.5$$

De acordo com dado provido pela CEA:

$$EF_{grid,OM,y} = 0.75 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{grid,BM,y} = 0.73 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{grid,CM,y} = 0.74 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$BE_y = 44.158 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

11.4.3 Emissões do Projeto

Desde que a PCH Salto Cafesoca não possui um reservatório, a emissão do projeto é zero.

$$PE_y = 0$$

PE_y = Emissões do reservatório expressas em tCO_2/ano

Fuga

$$LE_y = 0$$

LE_y = Emissões de fuga no ano y (t CO₂/ano)

Reduções de Emissões

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

$$ER_y = 44.158 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

12 RESULTADOS

De acordo com a descrição da metodologia, o cálculo das reduções de emissão é feito utilizando-se as equações 11.1 a 11.6 apresentadas. A Tabela 12.1 apresenta a resultante redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE). A atividade do projeto tem estimativa de reduzir 309.105 tCO₂ em um primeiro período de 7 anos.

Tabela 12.1 - Quantia estimada de redução de emissões durante o período de obtenção dos créditos escolhido

Ano	Estimativa anual de redução de emissões (toneladas de CO₂)
Ano 1 – 2011	44.158
Ano 2 – 2012	44.158
Ano 3 – 2013	44.158
Ano 4 – 2014	44.158
Ano 5 – 2015	44.158
Ano 6 – 2016	44.158
Ano 7 – 2017	44.158
Estimativa de redução total (tonelada de CO ₂ e)	309.105
Número total de anos de crédito	7
Média anual sobre a estimativa de redução no período de crédito (tonelada de CO ₂ e)	44.158

O início da operação do Projeto de PCH Salto Cafesoca foi planejado para janeiro de 2011.

13 ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS

A implantação de PCHs tem sido incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios, além de incentivos econômico financeiros como no caso da venda de créditos de carbono e da conta consumo combustível.

O processo de decisão pelo investidor ou mesmo por aqueles que trabalham na expansão da geração nas empresas do setor, tem sido realizado através de análises econômicas convencionais, a exemplo do método do VPL (Valor Presente Líquido), da TIR (Taxa Interna de Retorno) ou da relação benefício/custo (B/C). Todas estas análises têm caráter determinístico, pois variáveis como a energia anual produzida e a taxa de juros dentre outras, permanecem constantes durante toda a vida útil ou o período analisado.

Para efeito de análise econômica e financeira, foram adotados valores de referência de custo para a PCH Cafesoca, como mostra a Tabela 13.1. Estes valores serão úteis para que se possa comparar o valor da TIR após a entrada da receita da venda dos Créditos de Carbono e do incremento da Conta Consumo Combustível.

Tabela 13.1 – Valores de referência de custo para a PCH Salto Cafesoca

<i>PCH SALTO CAFESOCA – 7,5 MW</i>	
Investimento/MW	R\$ 5.000.000,00
Investimento total	R\$ 37.500.000,00
Fator de capacidade	0,55
Energia gerada no ano [MW]	36.135,00
Receita energia anual	R\$ 5.644.648,35
Valor do MW	R\$ 156,21
Taxa de impostos	8,00%
O&M	5,00%
Receita líquida	R\$ 4.910.844,06
Período comparativo [anos]	30
Receita por período	R\$ 147.325.321,94
TIR	10,49%

Foram projetados quatro cenários, com três valores de tarifas diferentes, levando-se em consideração benefícios como o da Conta Consumo Combustível e os Créditos de Carbono.

Os cenários projetados são descritos na Tabela 13.2.

Tabela 13.2 – Cenários projetados

CENÁRIOS				
<i>Tarifas</i>	1°	2°	3°	4°
	sem MDL	com MDL	sem MDL	com MDL
	sem CCC	com CCC	com CCC	sem CCC
TIR				
143,21	9,52%	16,14%	12,31%	13,55%
156,21	10,49%	16,96%	12,86%	16,74%
252,21	19,24%	22,08%	18,80%	20,16%

A receita da venda dos créditos de carbono foi calculada a partir do valor da estimativa anual de redução de emissões (toneladas de CO₂) conseguidas com o projeto MDL da PCH Cafesoca.

Para o cálculo desta considerou-se o valor de € 16,98 (cotação de 30/05/2011 – ForexPro.com.pt), o que corresponde à R\$ 38,47. Considerou-se como o valor de benefício da conta consumo-combustível o correspondente à 75% do valor total do investimento, diluído nos 28 anos de operação.

O primeiro cenário, considerando-se como receita apenas a venda da energia gerada pela PCH Cafesoca, mostra-se como o cenário mais pessimista, sendo atrativo apenas com o valor de tarifa acima de R\$ 156,0.

A partir do 2° cenário, o empreendimento torna-se atrativo para tarifas a partir de R\$ 143,0, tendo como benefício tanto o MDL quanto a CCC.

As Figuras 13.1, 13.2 e 13.3 ilustram graficamente o exposto na Tabela 11.2

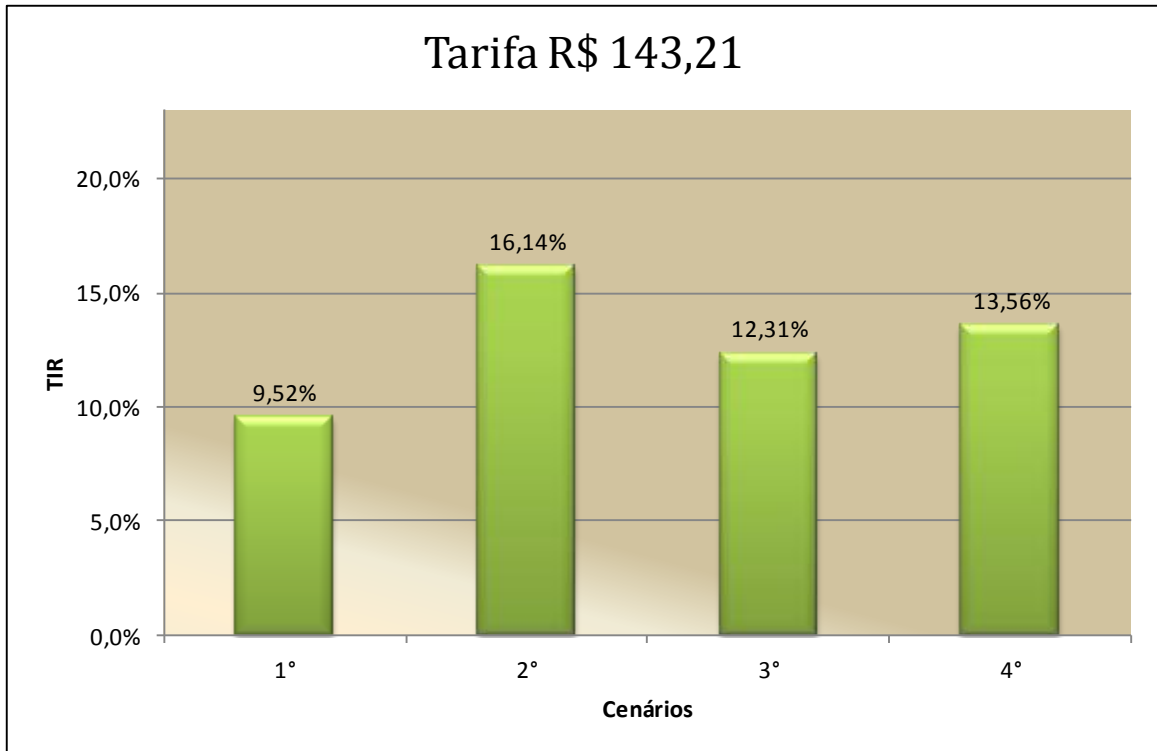


Figura 13.1 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 143,21

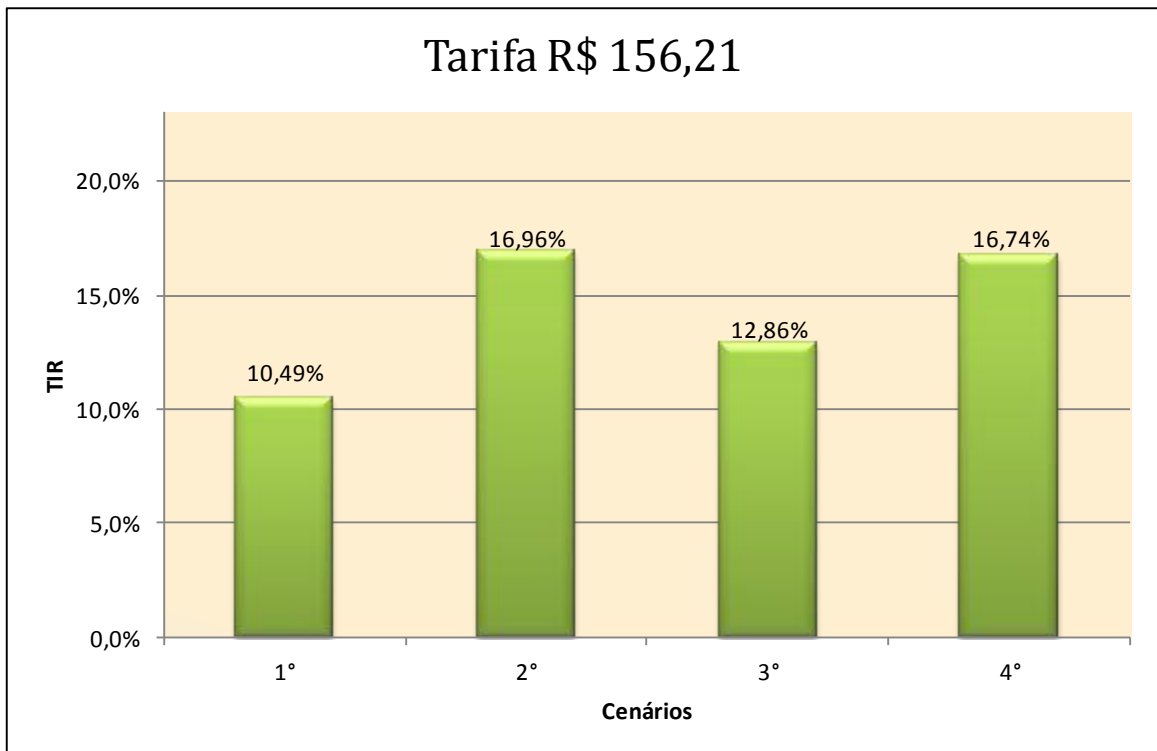


Figura 13.2 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 156,21

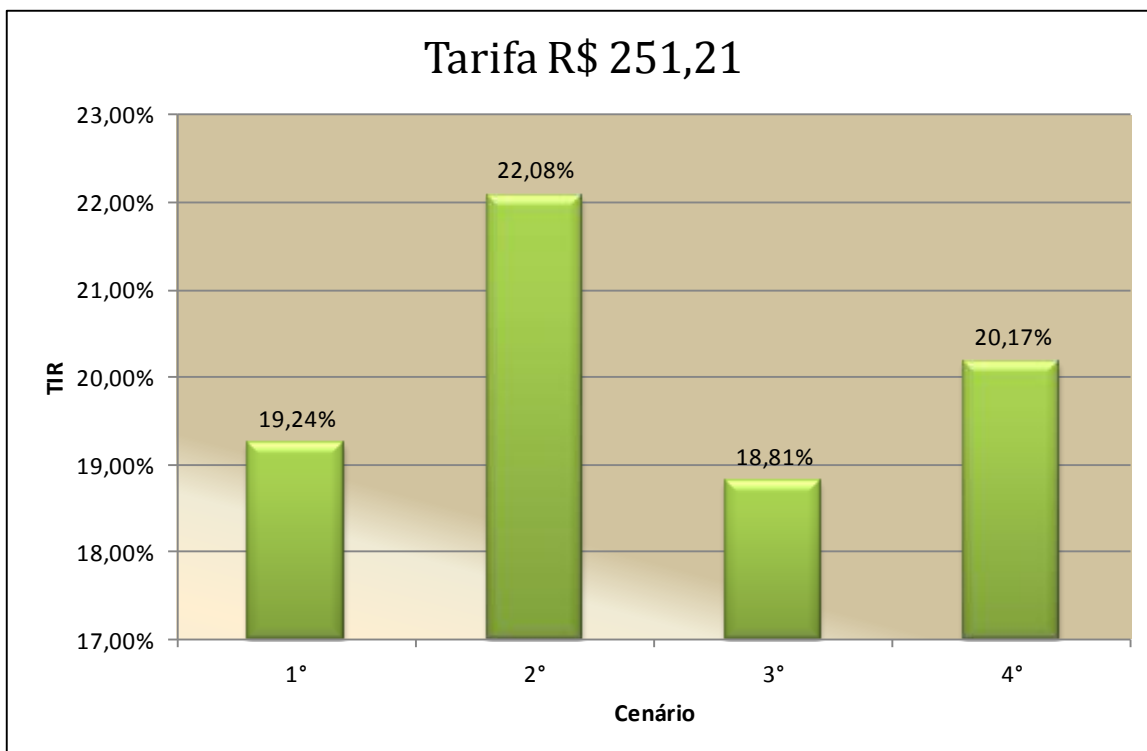


Figura 13.3 – Cenários projetados para tarifa de R\$ 251,21

Confrontando-se os quatro cenários através dos três possíveis valores de tarifa tem-se que o melhor cenário, independente do valor adotado para a tarifa, seria o 2° Cenário, que contempla os dois benefícios: créditos de carbono e conta-consumo-combustível (CCC). E por outro lado, o cenário menos atrativo seria o 3° que considera somente o benefício da CCC, como se observa na Figura 13.4.

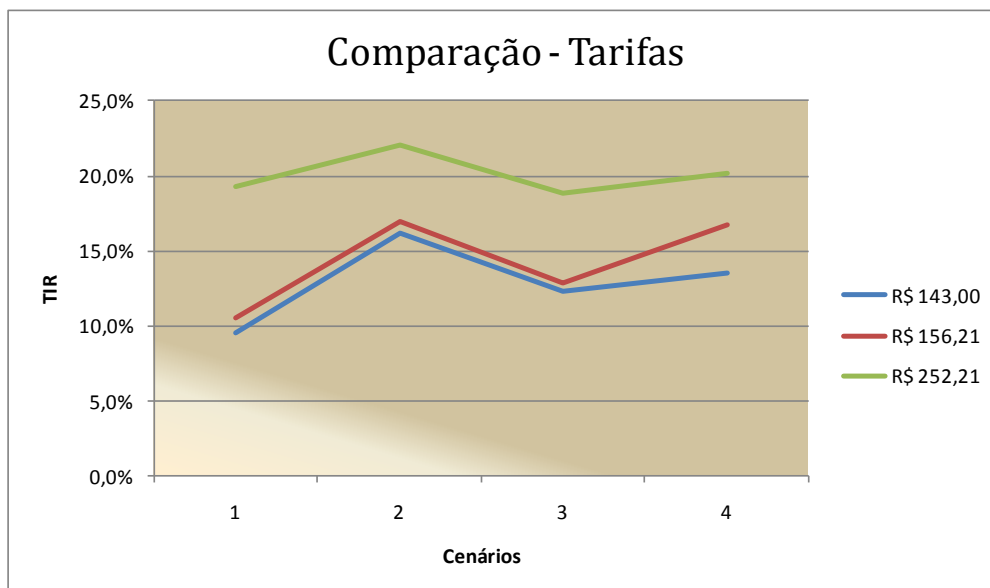


Figura 13.4 – Comparação entre as tarifas para cada cenário projetado

14 CONCLUSÃO

Estudos realizados atualmente comprovam que a geração hidráulica não é uma forma de energia totalmente “limpa” por não ser isenta de emissões atmosféricas como se acreditava nas décadas de 70 e 80.

A dinâmica da emissão de carbono por reservatório é um processo complexo e possui um elenco de possibilidades.

O que se pretendeu mostrar é que reservatórios com áreas pequenas emitem quantidades ínfimas de GEEs e que não são contabilizadas nos cálculos de redução de emissões em projetos de MDL. As emissões, além de variarem com a área do reservatório e com a sua profundidade, podem variar também no tempo, apresentando um pico rápido que ocorre logo após o início do enchimento do reservatório e depois tendem a diminuir.

Sendo assim, com a predominância da energia hidráulica, o Brasil ocupa o terceiro lugar em número de projetos via MDL, ficando atrás da China e da Índia, por apresentar uma matriz energética mais limpa.

A partir da análise financeira, observou-se que a entrada da receita de créditos de carbono e o benefício da CCC geraram um impacto significativo na atratividade do empreendimento, que economicamente não era atrativo por apresentar, sem esses benefícios, TIR de 9,52% (para a menor tarifa praticada – R\$ 143,00 / Mwh) e TIR de 19,24% (para a maior tarifa praticada, – R\$ 252,21 / Mwh). O impacto da entrada da receita de Crédito de Carbono elevou a TIR para 13,55% com a menor tarifa e 20,16% para a maior tarifa praticada. Já com a entrada da CCC a TIR elevou-se a 12,31% para a menor tarifa e a 18,8 % para a maior tarifa. Somando-se os dois incentivos o valor da TIR ficou em 16,14% e 22,08% para a menor e a maior tarifa respectivamente. Portanto, com a entrada desses dois incentivos o empreendimento tornou-se atrativo.

As PCHs operando em sistemas isolados representam uma boa alternativa ao uso dos combustíveis fósseis, mas que precisam de benefícios para se tornar atrativas aos empreendedores.

As grandes hidrelétricas e a geração termelétrica continuarão tendo um papel importante na matriz energética nacional. Contudo, deve se considerar que os recursos hídricos de maior atratividade já foram aproveitados.

Novos grandes empreendimentos exigirão custos de implantação elevados e necessitarão de mais benefícios ao operarem em sistemas isolados.

Portanto, a geração distribuída de energia, em sistemas isolados, aproveitando recursos energéticos disponíveis em cada região através da implementação de PCHs, além de possibilitar a produção de energia a curto e médio prazos e reduzir impactos ambientais ainda podem gerar receitas significativas através da venda de créditos de carbono como mostrado na análise dos dados.

15 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, 1998. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, RESOLUÇÃO Nº 652, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

AGENDA ELÉTRICA SUSTENTÁVEL 2020: estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo. WWF-Brasil. (Série técnica: v.12) Brasília – DF, 2006.

BARBOSA, T.A. Análise do Estudo de Otimização do Processo de Licenciamento Ambiental Utilizando uma Matriz Simplificada. Dissertação – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá – MG, 2004

BAROFALDY, A. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e os Créditos de Carbono (CERs): Oportunidades para o Setor Elétrico Brasileiro. Monografia – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá – MG, 2005.

BRDE, Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul. Informe Sobre PCHs. Nota Técnica. Disponível em:
www.brde.com.br/estudos_e_pub/Informe%20Sobre%20PCH's.pdf

BRUNO, L. As oportunidades de Negócio no Mercado de Carbono no Brasil, 2010 disponível em: <http://www.revistasustentabilidade.com.br/artigos/as-oportunidades-de-negocio-no-mercado-de-carbono-no-brasil-por-laercio-bruno>

CQNUMC, Última compilação do site: 30 de junho de 2011. Disponível em www.fbds.org.br/fbds/rubrique.php3?id_rubrique=281

DEGRAVAÇÃO DO WORKSHOP: Utilização de Sistemas Automáticos de Monitoramento e Medição de Emissões de Gases de Efeito Estufa da qualidade da Água em Reservatórios Hidrelétricos. Centro de Gestão de Estudos Estratégicos do MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia. Brasília – DF, 2002.

ELETROBRÁS <http://eletrobrás.com.br>

FEARNSIDE, P.M. Gases de Efeito Estufa em Hidrelétricas da Amazônia. Revista Ciência Hoje, vol. 36, nº 211 – dezembro/2004.

FERNANDES, J. S.COP-15 e a tentativa de conter os impactos climáticos. Cenários PUC Minas – Conjuntura Internacional. 2010-07-16

FERNANDEZ, J.C. e GARRIDO, R.J. Economia dos Recursos Hídricos. EDUFBA. Salvador – BA , 2002.

GABETTA, J. H. S. C. A Influência dos Certificados de Emissões Reduzidas – CERS na Viabilidade Econômica de Empreendimentos de Energias Renováveis. Dissertação – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá – MG , 2006.

IBGE, 2010. <http://www.ibge.gov.br/home>

INSTITUTO PESQUISA AMBIENTAL DA AMAZÔNIA, disponível em <http://www.ipam.org.br/>

LORA, E. E. S. Prevenção e Controle da Poluição nos Setores Energético, Industrial e de Transporte. 2 ed. Interciência, 2002. Rio de Janeiro.

LUCAS, N. D. MELO, A. S. S. A. Evidências do Protocolo de Quioto no Brasil: uma Análise Exploratória Descritiva. VII Encontro da Sociedade Brasileira de Economia Ecológica, Fortaleza – 2007.

MARCHEZI, R.S.M. et at. O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: Conceito e Uso do MDL no Mundo e no Brasil. Revista Eletrônica de Gestão de Negócios – eGesta, v. 4, n. 1, jan.-mar./2008, p. 94-123

MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO - DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO SIMPLIFICADO PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (PPE-MDL-DCP) Versão 03 – em efeito a partir de 22 Dezembro 2006. PCH Cafesoca.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, disponível em: <http://www.memoria.eletrabras.com/index.asp>

MIGUEZ, J.D.G. Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os Próximos Vinte Anos. UNICAMP, 2002.

MINGACHO, P. C. Tipologia dos Impactos Ambientais Associados às Fontes de Energias Renováveis. Relatório de Trabalho Final de Curso – Instituto Superior Técnico. Lisboa – Portugal, 2003.

MOTA, S. Preservação e Conservação de Recursos Hídricos. 2ª. Ed. rev. e atualizada. Rio de Janeiro, 1995. ABES.

MUYLAERT, M.S. Análise dos Acordos Internacionais sobre Mudanças Climáticas sob o Ponto de Vista do Uso do Conceito de Ética. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro – RJ, 2000.

NAE. Núcleo de Assuntos Estratégicos. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/secom/nae/clima2.htm>

ORTIZ, L. S. Energias Renováveis Sustentáveis: Uso e Gestão Participativa no Meio Rural. Núcleo Amigos da Terra. Porto Alegre, 2005.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2019.

PORTO, L. PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. COPPE. Rio de Janeiro, 2004.

Quantificação dos Impactos Sócio-Econômicos para Viabilização de Projetos de Geração de Energia Elétrica a Partir da Tecnologia de Pequena Central Hidrelétrica. Projeto PNUD BRA/01/039 – Reestruturação do Setor Energético. CERPCH.

REIS, MARCELO DE MIRANDA. Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2001.

REIS, T.V.M. (2002). Emissões de Gases de Efeito Estufa no Sistema Interligado Nacional: Metodologia para Definição de Linha de Base e Avaliação do Potencial de Redução das Emissões do PROINFA. Dissertação – Universidade Salvador. Salvador, 2002.

RELATÓRIO DO IPCC/ONU. Contribuição do Grupo de Trabalho III para o Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental Sobre Mudança Climática. Versão em português – iniciativa da Ecolatina.

Relatório Final da Comissão Especial sobre o Protocolo de Quioto. Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2006.

ROSA, L.P. Matvienko, B. SANTOS, M.; A., SISAR, E. Carbon Dioxide and Methane Emissions from Brazilian Hydroelectric Reservoirs. Project BRA/95/G31, UNDP/ELETOBRÁS, MCT. Reference Report, 2002.

ROSA, L.P.; SANTOS, M.A.; TUNDISI, J.G. Greenhouse Gas Emissions from Hydropower Reservoirs and Water Quality. Rio de Janeiro. COPPE/UFRJ. 200 –

SEVÁ FILHO, A. O. Conhecimento Crítico das Megahidrelétricas. Comunicação apresentada ao GT Energia e Meio Ambiente, 2º Encontro nacional da ANPPAS – Associação Nacional de Pós graduação e Pesquisa em Ambiente e Sociedade. Indaiatuba, 2004

SANTOS, A. H. M. et al. Conservação de Energia – Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos. FUPAI. Itajubá – MG, 2001.

SANTOS, E.O. Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

SANTOS, M.A. Inventário das Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Hidrelétricas. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

SCHINDLER, W. Funbio e as Oportunidades Frente às Mudanças Climáticas. Workshop. FBDS (Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável). Rio de Janeiro, 2009.

SUGAI, H. M. SANTOS JUNIOR, M. F. As Pequenas Centrais Hidrelétricas e os Créditos de Carbono. Revista PCH Notícias & SPH News. Ano 8, nº29. Mar/abr/mai – 2006.

THE MILLENNIUM DEVELOPMENT GOALS REPORT. Disponível em <http://www.un.org/millenniumgoals/pdf/MDG%20Report%202009%20ENG.pdf>

TIAGO FILHO, G. L., TIBURCIO, G. C. Estudo Para Determinação de Custos de Implantação de PCH no Brasil. IV Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas. CBDB, Porto de Galinha, Recife – PE, 2004.

TIAGO FILHO, G. L., GABETTA, J. H., CAMPOS, B. T. L. C. Avaliação do Potencial de Aplicação do MDL em Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos no Estado de Minas Gerais – 2006

TIAGO FILHO, G. L., GALHARDO, C. R., BARBOSA, A. C. Uma Análise do Cenário Político e Regulatório Brasileiro das PCHs no Biênio. Revista PCH Notícias & SHP News. Ano 12, nº 44. 2010.

TUCCI, C. Scoping Paper. Assessment of the GHG Status of Freshwater Reservoirs, 2008. Disponível em: <http://mdgs.un.org/unsd/mdg/SeriesDetail.aspx?srid=749&crd>

TUNDISI, J. G. et al (Editores). Eutrofização na América do Sul: causas, conseqüências e tecnologias para o gerenciamento e controle. IIE/CNPq/PROSUL., 2006

WALFREDO, S. Workshop: Funbio e as Oportunidades frente às Mudanças Climáticas: Mercado Voluntário / Chicago Climate Exchange (2009). Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável – FDBS.

http://www.idec.org.br/biblioteca/mcs_energia.pdf (acessado em 15/06/2006)

<http://www.iponiaenoricia.com.br/interna.php?mat=1960> (acessado em 15/06/2006)

<http://www.comciencia.br/reportagens/2004/12/12.shtml> (acessado em 15/06/2006)

<http://www.bancor.com.br/Ciclo%20Ambiental/Prot.Kyoto-MDL.pdf> , (acessado em 26/07/06)

<http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/AnnexII/English/annexII.pdf> (acessado em 29/07/06)

http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_D5DOZBRC6CF5VL5XRINX6F77E17XAA (acessado em 29/07/06)

<http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/AnnexII/English/annexII.pdf> (acessado em 03/08/06)

<http://www.biodieselbr.com/credito-de-carbono/mdl/index.htm> (acessado em 21/11/06)

[http://www.voltalia.com/contenu/sites/voltalia/contenu_site/cms/media/file/PDD CafesocaPort 09 08 05.pdf](http://www.voltalia.com/contenu/sites/voltalia/contenu_site/cms/media/file/PDD_CafesocaPort_09_08_05.pdf) (acessado em 03/08/06)