



Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e  
Ciência da Informação e Documentação - FACE.  
Departamento de Economia

---

**MESTRADO EM GESTÃO ECONÔMICA DO MEIO AMBIENTE**

---

**CONTRIBUIÇÃO LÍQUIDA DA MATRIZ ELÉTRICA  
BRASILEIRA PARA O AQUECIMENTO GLOBAL**

Leopoldo Schipmann de Lima

Brasília – DF

2009



Universidade de Brasília  
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e  
Ciência da Informação e Documentação - FACE.  
Departamento de Economia

# **CONTRIBUIÇÃO LÍQUIDA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA PARA O AQUECIMENTO GLOBAL**

Leopoldo Schipmann de Lima

Dissertação apresentada ao Departamento de  
Economia da Universidade de Brasília como  
requisito para obtenção do título de Mestre em  
Economia – Gestão Econômica do Meio  
Ambiente.

**Orientador:** Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira

Brasília – DF

Setembro - 2009

**LEOPOLDO SCHIPMANN DE LIMA**

**“Contribuição Líquida da Matriz Elétrica Brasileira  
para o Aquecimento Global”**

Dissertação Aprovada como requisito para obtenção do título de Mestre Economia, Gestão Econômica do Meio Ambiente. Curso oferecido pelo Programa de Pós-Graduação em Economia – Departamento de Economia da Universidade de Brasília, por intermédio do Centro de Estudos em Economia, Meio Ambiente e Agricultura (CEEMA). Comissão examinadora formada por:

---

Prof. Dr. Jorge Madeira Nogueira  
Departamento de Economia - UnB

---

Prof. Dr. Waldecy Rodrigues  
Departamento de Economia – Universidade do Tocantins

---

Prof. Dr. Augusto Mendonça  
Departamento de Economia – UnB

Brasília, 17 de setembro de 2009.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a Deus, por tudo que tem feito por mim.

Agradeço também a todos aqueles que contribuíram para concretização de mais essa etapa em minha vida, em especial:

Ao meu orientador, professor Dr. Jorge Madeira Nogueira, pela insistência, pela confiança e pelos ensinamentos.

Aos colegas da turma do mestrado de 2007, e a todos os amigos mais próximos, que se mostraram compreensivos quando da minha ausência.

Aos funcionários do Departamento de Economia da Universidade de Brasília, especialmente Marcos, Waneska e Rafael por todo apoio que sempre é dado de forma muito especial aos alunos.

Aos meus pais e meus irmãos, que me ensinaram, entre tantas coisas, que é preciso tentar ser uma pessoa cada dia melhor.

À Luisa, a quem devo sempre muito carinho.

E, por último, mas não menos importante, à minha primeira paixão, porém muitas vezes não correspondida, o Flamengo.

## RESUMO

O abastecimento eficiente de energia elétrica é condição necessária para que se alcance o desenvolvimento sustentável. Dado que os investimentos em geração de energia elétrica incorrem em externalidades sobre o meio ambiente, é essencial analisar tais externalidades para que se possa planejar de forma mais eficiente a expansão da matriz energética do país. O presente trabalho analisa as emissões líquidas de Gases do Efeito Estufa pela geração de eletricidade. O objetivo da pesquisa é determinar assim qual a contribuição líquida da matriz elétrica brasileira para o Aquecimento Global. Dentro desse contexto busca-se responder duas questões: qual a dimensão da externalidade gerada pela matriz elétrica brasileira em termos de emissões / absorções de GEE's? E, a partir dos parâmetros de emissão / absorção de GEE's por diferentes fontes geradoras, as projeções de expansão da matriz elétrica brasileira apontam para a elevação ou redução de tais externalidades? Os resultados indicam que a matriz elétrica brasileira contribui para as emissões nacionais de GEE's. As estimativas apontam para um custo de tais externalidades da ordem de 0,21% do PIB em valores de 2005. Com relação às perspectivas, as projeções apontam para a elevação das emissões em termos absolutos, mas estas deverão crescer a um ritmo menor que a expansão da matriz elétrica, indicando que os investimentos previstos deverão ocorrer em usinas com menor nível de emissão de GEE's por unidade de energia gerada. Dessa forma, espera-se que em 2017 tais externalidade estejam na ordem de 0,17% do PIB.

**Palavras-chave:** Gases do Efeito Estufa; Aquecimento Global; Desenvolvimento Sustentável; Economia do Aquecimento Global

## ABSTRACT

The efficient supply of electricity is necessary to achieve the sustainable development. Since investment in power generation incur externalities on the environment, it is essential to analyze these externalities to be able to plan more effectively the expansion of the country's energy matrix. This work focuses on the analysis of net emissions of GHG from electricity generation. The goal of this research is to determine the net contribution of the Brazilian energy matrix to Global Warming. Within this context we seek to answer two questions: how large is the externality generated by the Brazilian energy matrix in terms of emission / absorption of GHGs? And from the parameters of emission / absorption of GHGs by different sources of energy, the projected expansion of the Brazilian energy matrix point to the lifting or reduction of such externalities? The results indicate that the Brazilian energy matrix contributes to national emissions of GHGs. They suggest a cost of such externalities on the order of 0.21% of GDP in 2005 values. Regarding the outlook, the projections indicate a rise in emissions in absolute terms, but these are growing faster than the expansion of the electricity matrix, indicating that the planned investments should occur in plants with lower levels of GHG emissions per unit energy generated. Thus, it is expected that in 2017 such externalities are in the order of 0.17% of GDP.

**Keywords:** Greenhouse Gases, Global Warming, Sustainable Development, Economics of Global Warming

## SUMÁRIO

Resumo	iv
Abstract	v
Lista de Gráficos	viii
Lista de Quadros	ix
Lista de Tabelas	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Siglas e Abreviaturas	xiii
1. INTRODUÇÃO	
1.1 Energia elétrica e desenvolvimento sustentável	14
1.2 Problemática, problema e objetivo	16
1.3 Estruturação do trabalho	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO: economia do aquecimento global	
2.1 Aquecimento Global e Efeito Estufa	19
2.2 Ação antrópica e emissão de Gases do Efeito Estufa	24
2.3 Impactos do aquecimento global	33
2.3.1 Falhas de Mercado e Externalidades	33
2.3.2 Efeitos do Aquecimento Global	35
2.3.3 Valoração dos impactos do Aquecimento Global	40
2.3.4 Estimativas de valores dos danos	42
2.3.5 Estimativas dos custos de redução das emissões	47
2.4 Ações para mitigar o Aquecimento Global	55
3. SETOR ELÉTRICO: caracterização	
3.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro	65
3.2 Evolução da capacidade de geração	70
3.3 A questão ambiental no setor elétrico	75
3.3.1 Impactos ambientais da geração de energia elétrica	77
3.4 Emissão e captura de GEE's na geração de eletricidade	83

4. CONTRIBUIÇÃO LÍQUIDA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	
4.1 Método	93
4.2 Termoelétricas movidas a combustíveis fósseis	94
4.3 Energia nuclear e eólica	100
4.4 Hidrelétricas	102
4.4.1 Taxa de emissão de GEE's das hidrelétricas brasileiras	102
4.4.2 Dimensionamento das hidrelétricas	106
4.4.3 Emissões líquidas de hidrelétricas	109
4.4.4 Evolução das emissões de GEE's pelas hidrelétricas	111
4.5 Perspectivas	112
4.6 Consolidação das estimativas e análise do resultado	114
5. CONCLUSÃO	
5.1 Considerações finais	122
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127
ANEXO I – O ciclo do Carbono	138
ANEXO II – Dimensionamento das hidrelétricas	143

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 –	Desvios da temperatura média anual em relação à média de 1961-1990 (°C)	20
Gráfico 2 –	Indícios do Aquecimento Global	24
Gráfico 3 –	Elevação da concentração dos GEE's	26
Gráfico 4 –	Emissões antrópicas de GEE's	28
Gráfico 5 –	Emissão total de GEE's por região (Gt de $CO_2$ equivalente)	29
Gráfico 6 –	Emissões de GEE's por país (tC/pessoa) – ano-base 2000	30
Gráfico 7 –	Evolução do PIB e das emissões de GEE's pelo Brasil	31
Gráfico 8 –	Emissões brasileiras de Carbono na geração de eletricidade (mil tC)	32
Gráfico 9 –	Curva Marginal de Redução	47
Gráfico 10 –	Curva de custos de abatimento de GEE's do Brasil em 2030 (€/t $CO_2$ eq.)	52
Gráfico 11 –	Funcionamento do imposto pigouviano	56
Gráfico 12 –	Evolução dos investimentos e geração de energia	68
Gráfico 13 –	Evolução da Matriz Elétrica do Brasil (Potência instalada MW)	74
Gráfico 14 –	Emissões de $CO_2$ a partir de termoelétricas (mil t $CO_2$ )	98
Gráfico 15 –	Emissão de $CO_2$ por energia gerada em termoelétricas (t $CO_2$ /MWh)	99
Gráfico 16 –	Evolução da densidade de potência por décadas (MW/Km <sup>2</sup> )	108

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Impactos do Aquecimento Global	36
Quadro 2 –	Impactos possíveis da mudanças climáticas	38
Quadro 3 –	Principais tecnologias e políticas de mitigação, restrições e oportunidades	62
Quadro 4 –	Impactos ambientais de hidrelétricas sobre meio físico	80
Quadro 5 –	Impactos ambientais de hidrelétricas sobre meio biológico	81
Quadro 6 –	Impactos ambientais de hidrelétricas sobre o meio socioeconómico	82
Quadro 7 –	Impactos ambientais de termoelétricas sobre meio físico	82
Quadro 8 –	Impactos ambientais de termoelétricas sobre meio biológico	83
Quadro 9 –	Impactos ambientais de termoelétricas sobre meio socioeconómico	83
Quadro 10 –	Fontes e sumidouros de GEE's por fonte geradora de eletricidade	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Estimativas dos danos da mudança climática nos EUA	43
Tabela 2 –	Valor de $t/CO_2$ para diferentes regiões (US\$)	54
Tabela 3 –	Potencial Hidráulico do Mundo (TWh/ano)	72
Tabela 4 –	Evolução da Matriz Elétrica do Brasil (KW)	73
Tabela 5 –	Emissões de $CO_2$ em termoelétricas em função do combustível	85
Tabela 6 –	Emissão anual de Metano a partir de reservatórios hidrelétricos no Brasil (mil $tCH_4$ )	90
Tabela 7 –	Consumo de combustível para geração de eletricidade (mil tep)	95
Tabela 8 –	Coeficientes de emissão de carbono por fontes	96
Tabela 9 –	Emissões de $CO_2$ a partir de termoelétricas por tipo de combustível (mil $tCO_2$ )	97
Tabela 10 –	Emissão de $CO_2$ por unidade de energia gerada ( $gCO_2/kWh$ )	100
Tabela 11 –	Emissões de $CO_2$ evitadas por eólicas e termonucleares	101
Tabela 12 –	Emissões de $CO_2$ e de $CH_4$ por Reservatórios de Hidrelétricas Brasileiras	102
Tabela 13 –	Emissões de $CO_2$ e de $CH_4$ por Hidrelétricas Brasileiras	104
Tabela 14 –	Emissões médias de $CO_2$ e $CH_4$ por Hidrelétricas Brasileiras por Região	104
Tabela 15 –	Emissões líquidas médias de $CO_2$ e $CH_4$ por Hidrelétricas Brasileiras por Região	106
Tabela 16 –	Potência instalada média (MW) e área inundada média ( $km^2$ ) por década	107
Tabela 17 –	Dimensionamento das hidrelétricas operacionais brasileiras em 2005 por região e por tipo	108
Tabela 18 –	Emissões líquidas de hidrelétricas brasileiras – 2005 (mil t)	110
Tabela 19 –	Evolução das Emissões anuais médias de GEE's por	111

hidrelétricas no Brasil (mil t $CO_{2eq}$ )

Tabela 20 –	Projeção da capacidade instalada (MW)	112
Tabela 21 –	Projeção das emissões de GEE's ( mil t $CO_{2eq}$ )	113
Tabela 22 –	Valor presente do custo das emissões de GEE's (US\$ bi de 2005)	118
Tabela 23 –	Valor presente do custo das emissões de GEE's sem ganho de eficácia na geração (US\$ bi de 2005)	119
Tabela 24 –	Tarifa de equilíbrio de energia elétrica	120

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Efeito Estufa	22
Figura 2 –	Balanço de carbono nos reservatórios	91
Figura 3 –	Localização dos reservatórios de hidrelétricas estudados	103

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACB – Análise Custo Benefício  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BEN – Balanço Energético Nacional  
CCS – *Carbon Capture and Storage*  
 $CH_4$  – Metano  
 $CO_2$  – Dióxido de carbono  
 $CO_{2eq}$  – Carbono equivalente  
CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente  
EIA – Estudos de Impactos Ambientais  
EPA – *Environmental Protection Agency*  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GEE – Gases do Efeito Estufa  
GDP – *Gross Domestic Product*  
GWP – *Gross World Product*  
IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis  
IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*  
MAC – *Marginal Abatement Curve*  
MAE – Mercado Atacadista de Energia  
MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia  
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo  
MME – Ministério de Minas e Energia  
ONS – Operador Nacional do Sistema elétrico  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)  
PIB – Produto Interno Bruto  
PNB – Produto Nacional Bruto  
PND – Plano Nacional de Desestatização  
PNMA – Política Nacional de Meio Ambiente  
PPP – Princípio do Poluidor Pagador  
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental  
SEMA – Secretaria Especial de Meio Ambiente  
UHE – Usina Hidrelétrica  
UTE – Usina Termoelétrica  
WWF – *World Wildlife Fund*

## **CAPÍTULO 1**

### **Introdução**

#### **1.1 Energia elétrica e desenvolvimento sustentável**

A energia elétrica tem aumentado sua participação na matriz energética brasileira nas últimas décadas. Com uma relação direta com o comportamento da economia nacional, a eletricidade também é comumente utilizada como indicador de atividade econômica. Como aponta Tolmasquim (2005), quando se analisa o consumo histórico de energia elétrica no Brasil se pode fazer duas afirmações: primeiro, que há uma progressiva alteração estrutural na dinâmica da evolução da elasticidade-renda do consumo de energia, indicando que provavelmente há a penetração de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, gerando uma produção final maior para uma mesma quantidade de energia consumida; segundo, a despeito da mudança estrutural supracitada, o consumo de eletricidade segue crescendo a um ritmo mais elevado que a própria economia.

Uma das fontes de geração de energia mais usadas no mundo é a hidráulica, sendo responsável por aproximadamente 20% de toda a eletricidade gerada no planeta. Em nível nacional, a fonte de energia hidráulica respondia por cerca de 15% da matriz energética brasileira em 2003, mas participa com quase 83% da capacidade instalada de geração de eletricidade (EPE, 2005).

A questão do fornecimento de energia vem sendo intensamente debatida no Brasil, sobretudo após a crise energética de 2001, conhecida como “Apagão”. O acesso à energia elétrica é condição básica de cidadania, sendo que o indivíduo que é cerceado do acesso à energia elétrica fica marginalizado do que se entende por

desenvolvimento. Nesse sentido, levar eletricidade a cerca de 20 milhões de brasileiros que ainda não possuem acesso a essa infra-estrutura constitui um desafio. No entanto, é importante ressaltar que o Brasil está melhor proporcionalmente ao resto do mundo, pois se estima que cerca de 2 bilhões de pessoas ainda não têm acesso à energia elétrica (REIS e CUNHA, 2006).

Para que ocorra o abastecimento eficiente de energia elétrica é demandada uma grande rede de infra-estrutura. Trata-se de uma grande cadeia, que engloba indústrias de diversos setores, gera empregos, mas que também gera impactos ao meio ambiente de diversas formas. Tal interação com a sociedade e o meio-ambiente ressalta a importância que a energia elétrica tem na construção do desenvolvimento sustentável.

Seguindo a linha de raciocínio que baseia o conceito de **desenvolvimento sustentável**<sup>1</sup>, tendo em vista a crescente escala da economia, os investimentos na geração de energia elétrica devem prever o consumo imediato, de modo a não prejudicar o nível de bem-estar das próximas gerações, mas também devem prever os impactos desses investimentos sobre o bem-estar das gerações presentes. Nesse sentido, o suprimento eficiente e universal é condição necessária para o desenvolvimento econômico. Outro fator que fez a questão energética ter papel relevante na busca do desenvolvimento sustentável foram desastres ecológicos envolvendo empreendimentos energéticos.

Nos últimos anos a questão energética assumiu papel central nos debates que envolvem o Aquecimento Global. São diversas as evidências de que a ação antrópica é responsável pela elevação da concentração de Gases do Efeito Estufa (GEE's) na atmosfera, tendo a geração de energia, principalmente a energia elétrica,

---

<sup>1</sup> Segundo a definição utilizada em Mueller (2007, p. 134): "Desenvolvimento sustentável é aquele que garante o atendimento das necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de atender suas necessidades".

participação relevante nas emissões antrópicas desses gases (IPCC, 2001; IPCC, 2007). Dessa forma, torna-se necessário conhecer a fundo as externalidades que estão relacionadas com a geração de eletricidade para que se continue a busca de um caminho de desenvolvimento sustentável.

## **1.2 Problemática, problema e objetivo**

O presente trabalho expõe a problemática das externalidades oriundas da geração de energia elétrica, entre as quais está a emissão de Gases do Efeito Estufa. Com foco na Economia do Aquecimento Global, o objetivo do trabalho é determinar qual a contribuição líquida da matriz elétrica brasileira para o Aquecimento Global. Para tanto, procura-se responder o seguinte problema: dentro da perspectiva do Aquecimento Global, qual a dimensão da externalidade gerada pela matriz elétrica brasileira em termos de emissão / absorção de GEE's?

Outra questão a ser respondida é: a partir dos parâmetros de emissão/absorção de GEE's por diferentes fontes geradoras no país, as projeções de geração de energia elétrica no Brasil apontam para a elevação ou para a redução de tais externalidades?

Para responder às duas perguntas, parte-se da hipótese de que o Brasil possui uma matriz elétrica que contribui significativamente com emissões de Gases do Efeito Estufa, uma vez que sua matriz é concentrada em hidrelétricas e estas apresentariam emissões de GEE's relevantes.

O desenvolvimento deste estudo foi feito a partir da coleta de dados secundários e do acesso à literatura nacional e internacional sobre Aquecimento

Global e sua interface com o setor energético. A relevância do presente trabalho reside na análise sobre o potencial de emissão e absorção de diferentes fontes geradoras, ressaltando assim o conceito de contribuição líquida às emissões de GEE's pela geração de energia elétrica. Não obstante, espera-se que o resultado deste trabalho possa contribuir para um planejamento mais acurado da expansão da matriz elétrica brasileira, sobretudo numa variável essencial quando se busca o desenvolvimento sustentável: o meio-ambiente.

### **1.3 Estruturação do trabalho**

O presente trabalho está dividido em quatro capítulos além da introdução. O segundo capítulo aprofunda-se na questão do Aquecimento Global, suas causas, conseqüências e mensuração / valoração dessas conseqüências. Distinguem-se nesse capítulo os conceitos de Aquecimento Global e Efeito Estufa, não raramente confundidos. Também são detalhados os mecanismos por meio dos quais os gases do efeito estufa são emitidos. Ao final do capítulo são apresentadas medidas mitigatórias dos impactos do Aquecimento Global.

O terceiro capítulo situa o momento atual do setor elétrico brasileiro. Primeiramente é feito um levantamento sobre a evolução histórica da capacidade instalada, para contextualização do tema. Em seguida, consideram-se algumas das externalidades vinculadas à geração de eletricidade, e por fim avalia-se a relação do setor elétrico com o meio ambiente, principalmente no que concerne às emissões de GEE's.

O quarto capítulo contém as estimativas e cálculos das emissões, dividindo-se as fontes de energia elétrica em três grupos básicos: termoelétricas movidas a combustíveis fósseis; termonuclear e eólica; e, hidrelétricas. Nesse capítulo também se inclui uma análise dos resultados encontrados. É possível destacar que as emissões brasileiras (a partir da geração de eletricidade) para o ano de 2005 atingiram 388.048 mil tCO<sub>2eq</sub>. Esse valor considera tanto emissões de metano como de dióxido de carbono, que são os dois principais gases causadores do Efeito Estufa. Quando consideradas apenas as emissões de dióxido de carbono, se chega a um número que equivale a 25,5% das emissões totais do país para o mesmo ano.

O quinto e último capítulo refere-se à conclusão do presente trabalho, bem como algumas considerações e recomendações para estudos futuros.

## CAPÍTULO 2

### Referencial teórico: economia do aquecimento global

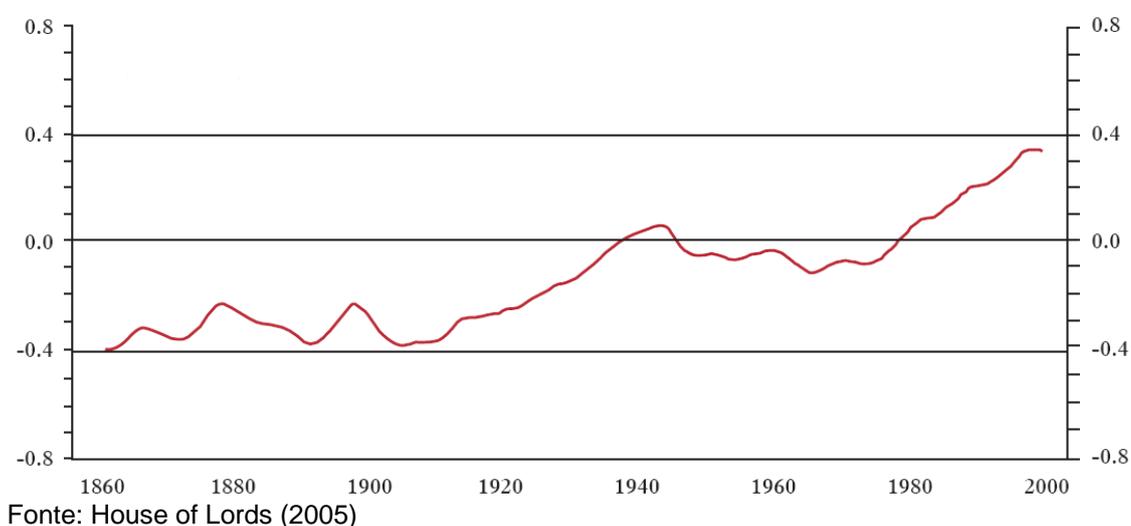
#### 2.1 Aquecimento Global e Efeito Estufa

Existem diversas evidências de que o planeta Terra está vivenciando uma era de elevação das temperaturas médias. Muito tem se falado sobre o Aquecimento Global na medida em que seus efeitos são percebidos por diversas populações do mundo. A Terra nunca se aqueceu tão rapidamente quanto nos últimos 25 anos. Para se ter uma idéia, a década passada foi a mais quente do último século e este foi o século mais quente do último milênio. Uma evidência clara do Aquecimento Global recente é observada na Sibéria, onde o aquecimento médio de 5°C (oito vezes mais rápido que a média global) provocou o degelo da *permafrost* (solo permanentemente congelado) e, conseqüentemente, o afundamento de estradas e desabamento de edifícios (PEARCE, 2002b).

É importante salientar que o clima está sempre em mutação. A temperatura média da Terra tem oscilado de modo considerável há 160 mil anos, período em que ocorreram duas eras glaciais. Durante a Idade Média boa parte do hemisfério Norte experimentou um período relativamente quente seguido por um período de temperaturas relativamente baixas, chamado de “pequena era glacial”, sendo que este segundo período durou até o começo do século XIX. Entre as causas dessas oscilações estão fenômenos naturais conhecidos do homem, como erupções vulcânicas, que podem esfriar o planeta por meses ou anos, mudanças na quantidade de radiação solar e até mesmo leves modificações na órbita da Terra. Contudo, esses fatores não explicam o aquecimento recente. De fato, os ciclos

orbitais deveriam levar a Terra rumo à próxima era glacial. Essas são apenas algumas das evidências de que, nas últimas décadas, outros fatores passaram a influenciar o clima (PEARCE, 2002b). O Gráfico 1 ilustra a elevação das temperaturas médias da Terra nos últimos anos.

**Gráfico 1 - Desvios da temperatura média anual em relação à média de 1961-1990 (°C)**



Como se pode observar no gráfico acima, tendo como padrão a temperatura média global entre os anos de 1961 e 1990, não houve variações significativas da temperatura da Terra entre 1860 e 1920. No entanto, desde a década de 1920 observa-se um aquecimento contínuo até 1945, quando há um período de resfriamento de aproximadamente 20 anos, a partir de então inicia-se um novo período de aquecimento contínuo até o presente (HOUSE OF LORDS, 2005).

De acordo com o IPCC (2001), estima-se que nas condições atuais, a temperatura terrestre deverá aumentar entre 1 e 3,5 graus centígrados nos próximos anos. Isso se confirmando, deverão ser observados o derretimento de calotas polares, elevação do nível do mar provocando inundações em zonas costeiras e

ilhas, mudanças em ecossistemas, mudanças climáticas, maior frequência das tempestades, furacões e secas, entre outras catástrofes naturais.

A pesar de todas essas evidências é importante ressaltar que o Aquecimento Global é consequência de um fenômeno natural chamado Efeito Estufa. Se pode dizer que a Terra possui em sua atmosfera uma combinação de gases que a tornam única. Assim, sua atmosfera interage simultaneamente com a radiação solar e a superfície terrestre, estabelecendo um sistema de trocas energéticas (SANTOS, 2006).

Como explica Tolentino e Rocha Filho (1998), a distribuição espectral da radiação do Sol varia entre o ultravioleta até o infravermelho, predominando a luz visível (entre  $0,4\mu\text{m}$  a  $0,7\mu\text{m}$ ). Ocorre que a presença de vapor d'água, dióxido de carbono, metano e outros gases na atmosfera a tornam relativamente opaca à luz infravermelha, uma vez que absorvem muito da porção infravermelha da luz do Sol. Contudo, devido a essa opacidade, a atmosfera passa também a absorver a radiação vinda da superfície da Terra. A maior parte da energia da porção visível do espectro solar que alcança a superfície terrestre é absorvida pela vegetação, pelo solo e pelas águas de superfície, sendo convertida em energia térmica. Esse calor então é irradiado a partir da superfície terrestre como radiação infravermelha. Ocorre que boa parte dessa radiação é absorvida pela atmosfera terrestre, que por sua vez, passa a agir como um manto sobre a terra, mantendo-a aquecida (RICKLEFS, 2003).

A denominação de Efeito Estufa decorre do fato de que o mecanismo de aquecimento se assemelha ao modo pelo qual o vidro mantém uma estufa aquecida. A Figura 1 ilustra o Efeito Estufa.

**Figura 1 – Efeito Estufa**



Fonte: Pearce (2002b)

Cabe ressaltar que boa parte do Efeito Estufa natural se deve à presença de água na atmosfera (vapor d'água com 85% e partículas de água com 12%). Outros Gases do Efeito Estufa (GEE's) são o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), oriundo principalmente da queima de combustíveis fósseis; o metano ( $CH_4$ ), oriundo da decomposição de matéria orgânica; o óxido nitroso ( $N_2O$ ), utilizado em fertilizantes e processos industriais; e uma série de outros gases, como os clorofluorcarbonetos (CFCs), os hidrofluorcarbonetos (HFCs), os hidroclorofluorcarbonetos (HCFCs), os perfluorcarbonos (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre ( $SF_6$ ). Todos esses gases são naturalmente encontrados na atmosfera em certa proporção. O que tem se observado nos últimos anos é que a atividade humana tem elevado a concentração de basicamente dois desses gases, a saber,  $CO_2$  e  $CH_4$ . Não obstante, cada um

desses gases tem um potencial diferente no que se refere a sua participação no Efeito Estufa. A participação de cada um é demonstrada a seguir:

- Dióxido de carbono: é utilizado como medida padrão, tendo sua participação recebido o peso unitário;
- Metano: recebe o peso de 23 vezes uma molécula de dióxido de carbono;
- Óxido nitroso: 296 vezes;
- Hidrofluorcarbonetos: de 12 a 12.000 vezes, dependendo do gás;
- Clorofluorcarbonetos: de 5.000 a 12.000 vezes, dependendo do gás; e
- Hexafluoreto de enxofre: 22.200 vezes.

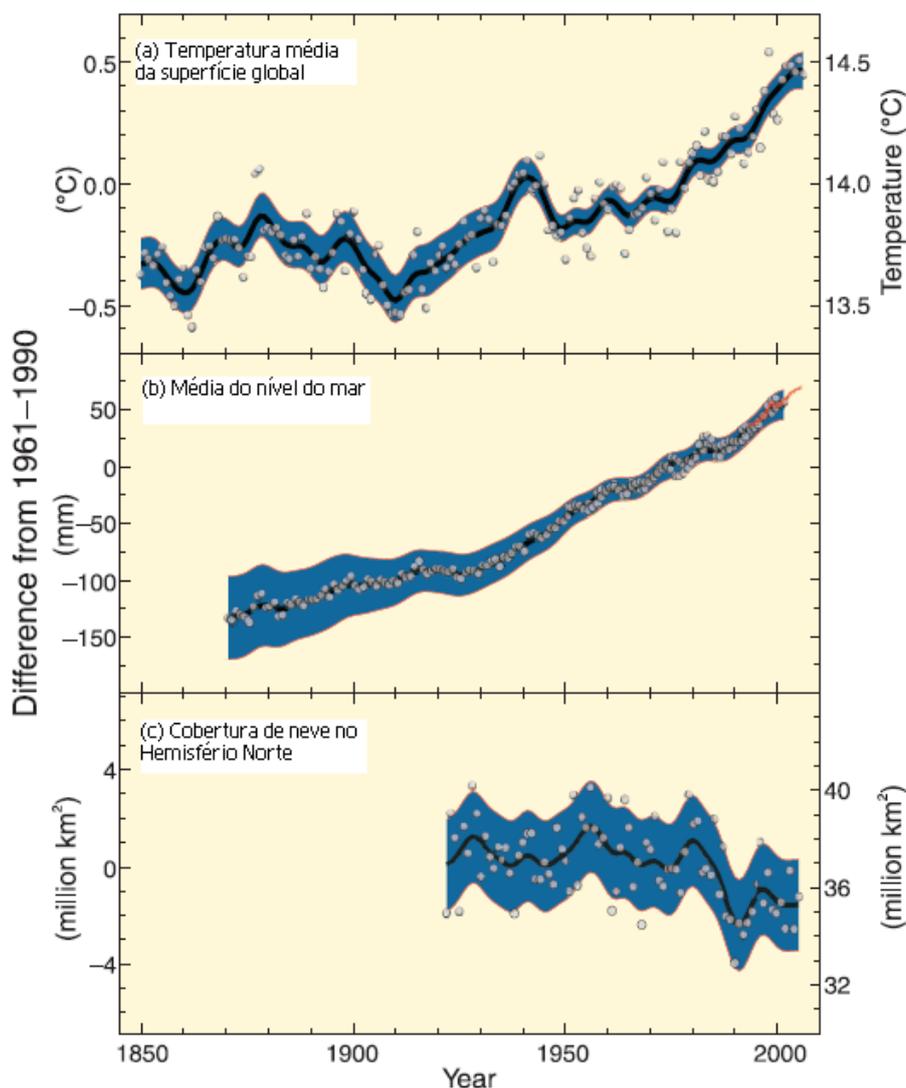
É importante ainda ressaltar que devido às proporções dos gases na atmosfera, e também ao nível de suas emissões, o dióxido de carbono continua sendo o gás mais importante quando se analisam os GEE's (HOUSE OF LORDS, 2005). O segundo gás mais relevante nos estudos sobre Aquecimento Global e Efeito Estufa é o metano, também pelo nível de suas emissões, sua concentração na atmosfera e seu poder mais elevado que o gás carbônico. Tendo em vista que o carbono está presente nos dois principais gases do Efeito Estufa, é importante conhecer a dinâmica desse componente e como ele se relaciona com esses gases. Uma explicação sucinta do ciclo do carbono está disponível no Anexo I.

Na ausência do Efeito Estufa a Terra apresentaria temperaturas extremamente baixas, de modo que se tornaria um lugar inabitável para diversas formas de vida. Estima-se que a temperatura da Terra está em média 30°C acima daquela que seria observada na ausência do Efeito Estufa (ANEEL, 2002).

## 2.2 Ação antrópica e emissão de Gases do Efeito Estufa

O Gráfico 2 traz as principais evidências do Aquecimento Global. Como pode ser visto, tendo como parâmetro as médias do período de 1961-90, houve tanto uma elevação da temperatura média da superfície global, como uma elevação do nível do mar e um derretimento da superfície de neve no hemisfério norte.

**Gráfico 2 – Índícios do Aquecimento Global**

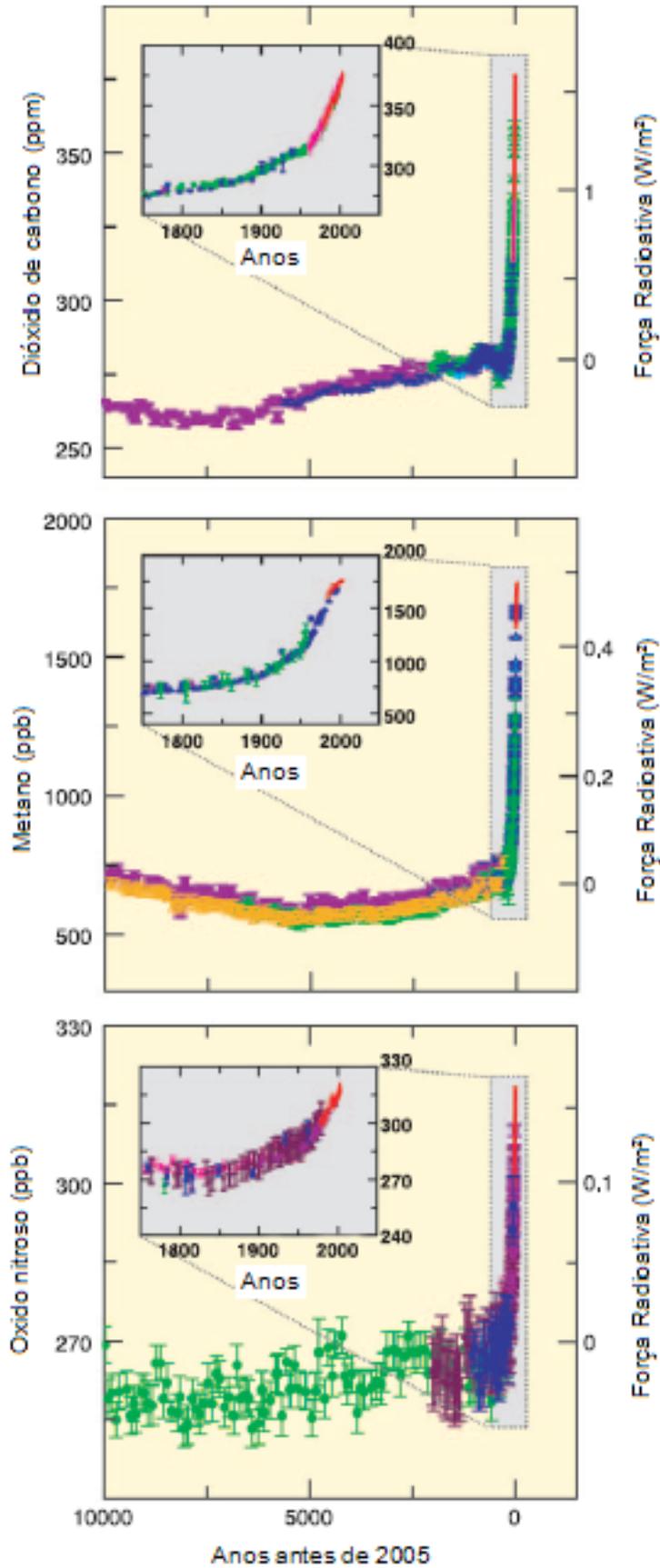


Fonte: IPCC (2007).

Como foi dito no início do presente capítulo, há correntes de pensamento que atribuem os fenômenos descritos no Gráfico 2 a fenômenos naturais. Contudo, como

ressaltado em IPCC (2007), a maior parte da elevação das temperaturas médias pode, muito provavelmente, ser atribuída à elevação de emissões antrópicas de GEE's na atmosfera. Nesse sentido, é importante observar a elevação da concentração desses gases. Isso pode ser observado no Gráfico a seguir, que ilustra a concentração dos três principais gases causadores do Efeito Estufa na atmosfera nos últimos 10 mil anos, tendo em destaque a elevação nos últimos dois séculos.

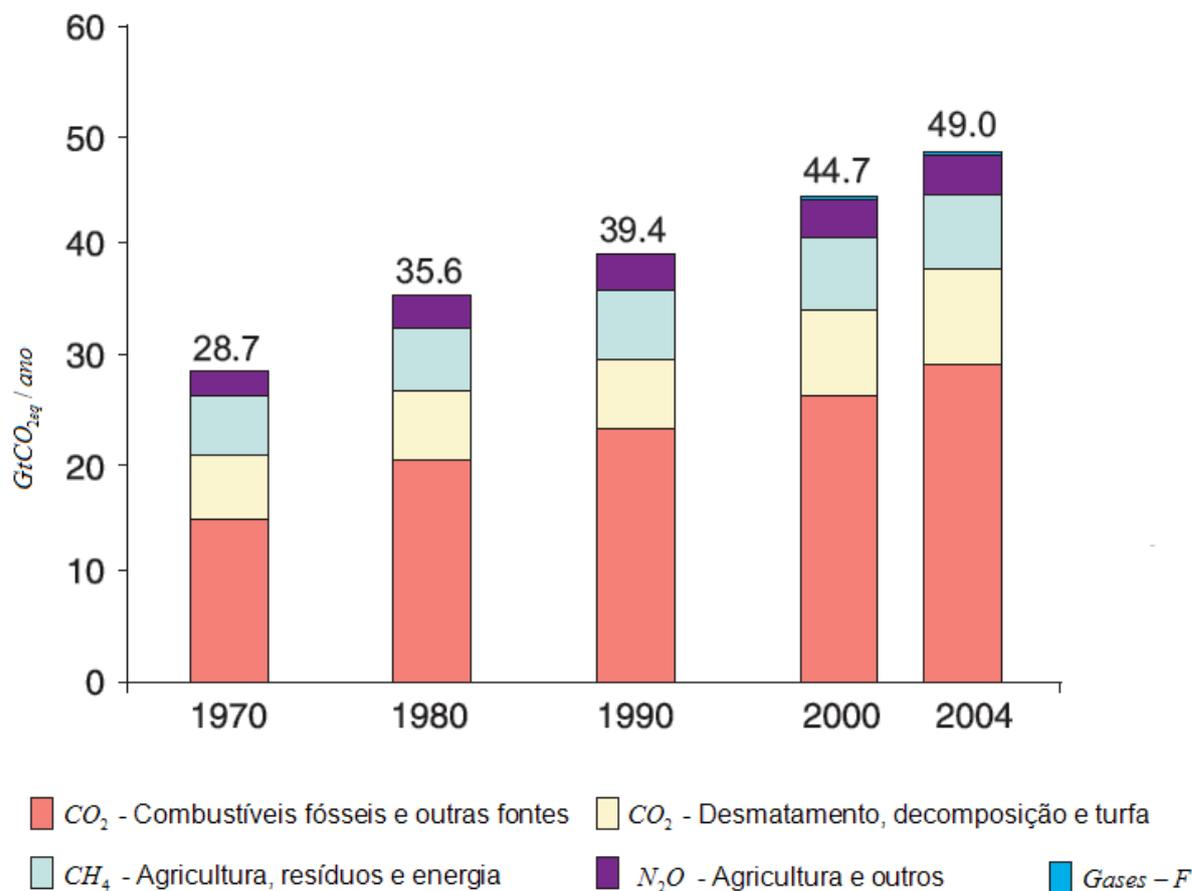
Gráfico 3 – Elevação da concentração dos GEE's



Fonte: IPCC (2007)

Dos gráficos acima se pode inferir que há uma correlação direta entre as emissões dos gases do efeito estufa e o Aquecimento Global verificado recentemente. Chama atenção o fato de que os GEE's passam a apresentar maiores concentrações na atmosfera após a Revolução Industrial, no século XVIII. Isso se deve ao fato de que a atividade industrial, sobretudo a geração de energia, se deu de forma a liberar gases do efeito estufa, fosse por meio da queima de combustíveis fósseis, fosse por meio da queima de lenha, que além de emitir dióxido de carbono, gerou desmatamento. Com a intensificação da atividade industrial e elevação do padrão de consumo mundial, as emissões cresceram continuamente. Uma vez que o tempo de permanência dos GEE's na atmosfera não é curto, a concentração de tais gases ocorreu de forma exponencial. Como afirma Santos (2006), a concentração de  $CO_2$  na atmosfera se elevou de 280 partes por milhão (ppmv) no período pré-Revolução Industrial, para 377 ppmv em 2004. As emissões antrópicas dos principais GEE's por fonte estão descritas no Gráfico 4.

**Gráfico 4 – Emissões antrópicas de GEE's**



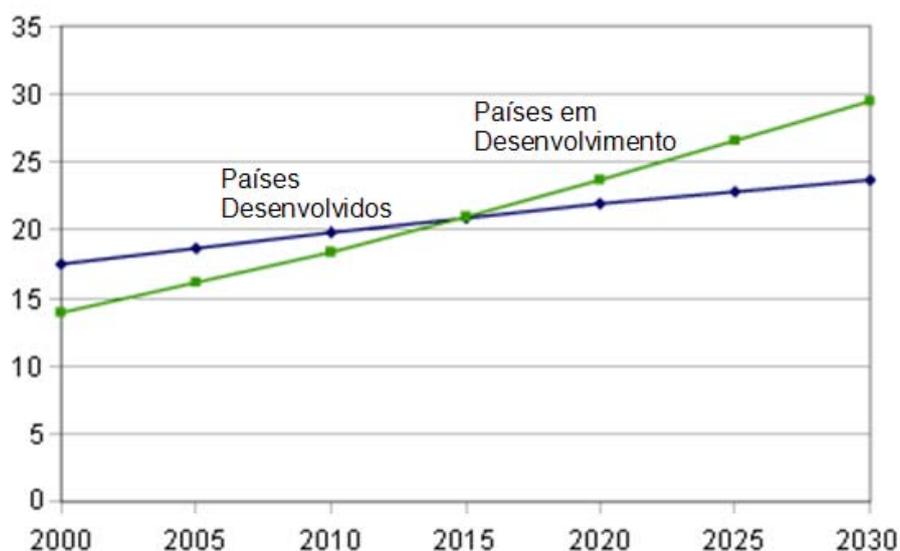
Fonte: IPCC (2007)

Como pode ser visto no Gráfico 4, historicamente, o principal gás do Efeito Estufa emitido em nível global é o dióxido de carbono. Sua principal fonte de emissão é a queima de combustíveis fósseis, seguido de desmatamento e decomposição de organismos vivos.

É importante ressaltar que historicamente os países industrializados têm um papel mais relevante nas emissões de GEE's. Essa participação torna-se ainda mais significativa quando se analisa o estoque de GEE's na atmosfera. Segundo IPCC (2001) os países desenvolvidos do hemisfério norte contribuíram em 1995 com 61% das emissões de CO<sub>2</sub>. Ao se analisar o estoque histórico de CO<sub>2</sub>, a participação desses países sobe para 80%. Contudo, as emissões dos países do hemisfério sul apresentam crescimento muito acelerado. Assim, conforme análise realizada pela

EPA (*Environmental Protection Agency* – Agência de Proteção ao Meio Ambiente dos Estados Unidos), tudo mais constante, os países em desenvolvimento deverão igualar as emissões dos países desenvolvidos por volta de 2015, como pode ser visto no Gráfico 5.

**Gráfico 5 – Emissão total de GEE's por região (Gt de  $CO_2$  equivalente)**

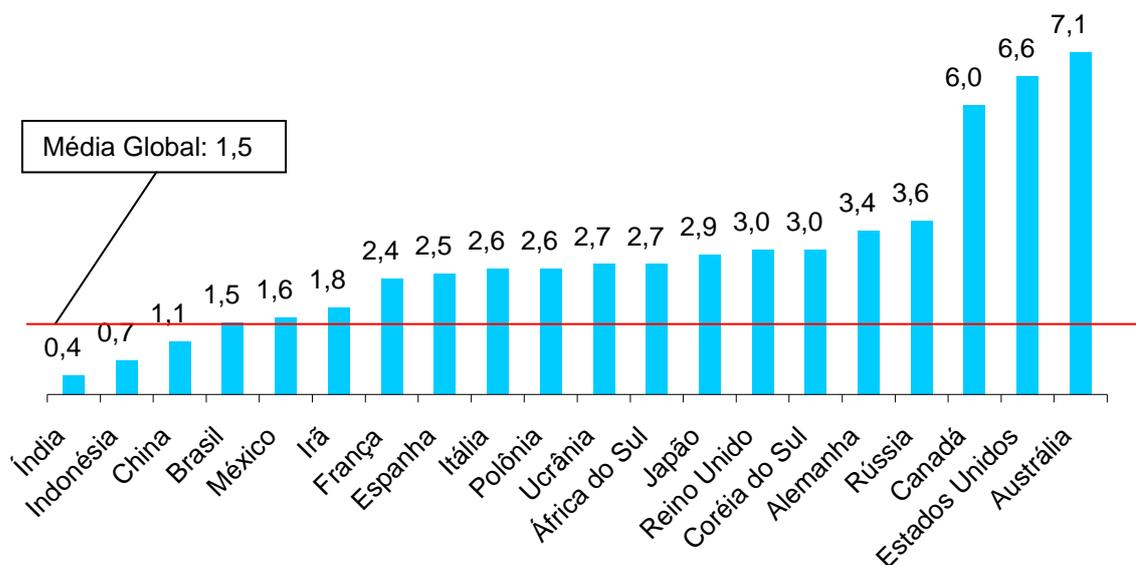


Fonte: EPA<sup>2</sup>

Ao se analisar as emissões por países, destaca-se o fato de que o Brasil surge como um dos principais emissores da atualidade. Segundo Parker e Blodgett (2008), o país é o sétimo maior emissor de GEE's (considerando dados do ano 2000), sem considerar as alterações de utilização da terra. Mas quando se considera mudança no uso da terra, onde se inclui desmatamento, o Brasil passa para 4º maior emissor, ficando atrás apenas de Estados Unidos, China e Indonésia. No entanto, é importante analisar as emissões *per capita* de cada país. Desse ponto de vista, observa-se que as emissões do Brasil estão muito próximas da média mundial, como pode ser visto no Gráfico 6.

<sup>2</sup> EPA, informações disponíveis em [www.epa.gov/climatechange/emissions/globalghg.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/globalghg.html) (acessado em 28/03/2009)

**Gráfico 6 – Emissões de GEE's por país (tC/pessoa) – ano-base 2000.**



Fonte: Parker e Blodgett (2008)

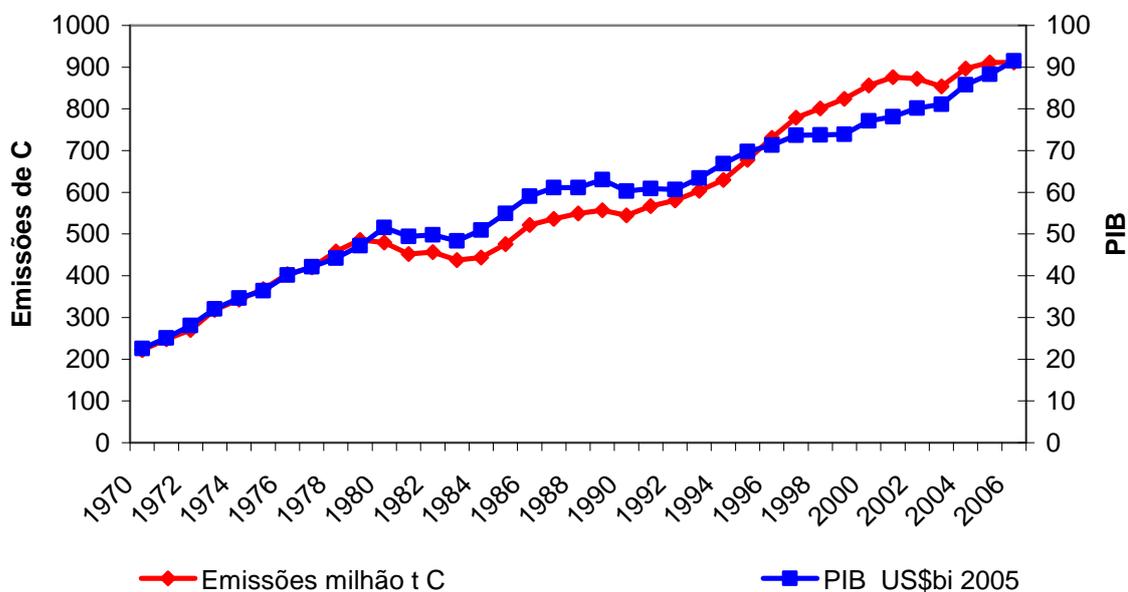
Dodman (2009) faz uma outra análise que merece especial atenção. Em seu estudo, o autor questiona se as emissões de GEE's estariam concentradas nas cidades. O autor defende que grandes centros urbanos, em geral, apresentam emissões *per capita* menores que as médias nacionais. Uma razão para isso seria que alternativas para grandes cidades, como transporte coletivo (principalmente transporte sobre trilhos) ou residências menores e em condomínios verticais, apresentam maior viabilidade em grandes cidades, onde a escala justifica suas utilizações. No caso do Brasil foram analisadas as emissões de São Paulo e Rio de Janeiro que apresentaram emissões equivalentes a 18,3% e 28% da média nacional.

Em estudo específico sobre as emissões brasileiras de GEE's, Alvim *et al* (2007b), afirmam que há uma correlação forte entre o crescimento econômico brasileiro e as emissões de GEE's<sup>3</sup>. Mais precisamente, os autores afirmam que as emissões nacionais cresceram mais que o PIB no período de 1994 e 2006. O

<sup>3</sup> A análise desenvolvida pelos autores não considera as emissões decorrentes do desmatamento.

Gráfico 7 ilustra a evolução das emissões de gases do efeito estufa e do PIB brasileiro.

**Gráfico 7 – Evolução do PIB e das emissões de GEE's pelo Brasil**

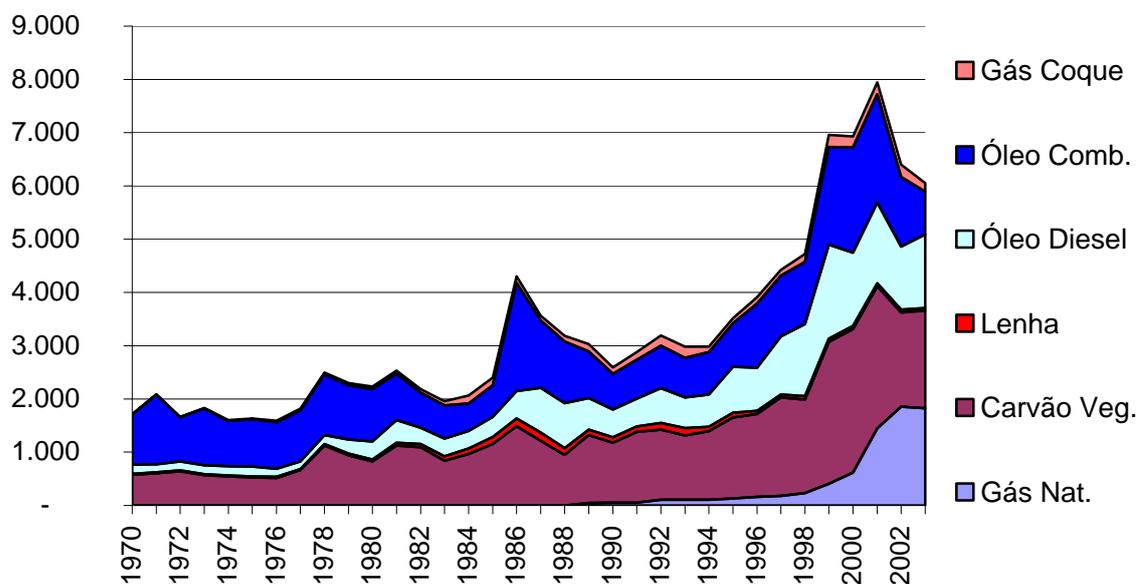


Fonte: Alvim *et al* (2007b).

Os autores do estudo afirmam que a partir de 1994 as emissões brasileiras começaram a crescer num ritmo mais acelerado que a própria economia e defendem que tal comportamento está também relacionado aos preços relativos dos derivados de petróleo. Alvim *et al* (2007b) chamam atenção ainda para a potencial elevação das emissões oriundas da geração de eletricidade.

Tendo em mente a contribuição do setor energético, especificamente a geração de eletricidade, para as emissões de GEE's, pode-se citar Lucena (2005), que calcula as emissões de dióxido de carbono proveniente do consumo energético final. As emissões brasileiras relacionadas à geração de eletricidade estão apresentadas no Gráfico 8.

**Gráfico 8 – Emissões brasileiras de Carbono na geração de eletricidade (mil tC)**



Fonte: Lucena (2005)

Antes de analisar as informações contidas no gráfico acima, é importante ressaltar que o cálculo apresentado em Lucena (2005) subestima as emissões totais do setor elétrico pelos seguintes motivos: (i) utiliza o consumo final, que é inferior ao consumo total, uma vez que não considera as perdas energéticas dos centros de transformação; (ii) não inclui emissões provenientes do desmatamento para fins energéticos; (iii) não considera outros gases do efeito estufa que não sejam  $CO_2$ ; (iv) desconsidera emissões geradas em processos industriais que não estejam relacionadas ao uso de energia na indústria; e, (v) se excluem as emissões decorrentes da geração hidráulica. É importante observar ainda a correlação que há entre as emissões oriundas do setor energético estimadas em Lucena (2005) e as emissões totais estimadas em Alvim *et al* (2007b)<sup>4</sup>. As emissões estimadas para o setor elétrico brasileiro, assim como as emissões totais do país, estão relacionadas com os preços relativos dos derivados do petróleo, de modo que, tudo mais

<sup>4</sup> Ao se comparar as duas séries, com dados de 1970 a 2003, encontra-se a correlação de 0,9.

constante, tendem a se reduzir com a elevação destes. Além disso, observa-se que as emissões pela geração de eletricidade caem consideravelmente a partir de 2001, ano em que ocorreu a crise energética, mas também a partir de quando há uma maior participação do gás natural, combustível que possui menor concentração de GEE's em relação aos demais combustíveis fósseis.

## **2.3 Impactos do aquecimento global**

### *2.3.1 Falhas de Mercado e Externalidades*

Como aponta Perman *et al* (1999), na ausência de falhas, o mercado tende a alocar de maneira eficiente os recursos disponíveis. Contudo, as condições para tanto não são sempre atendidas. Resumidamente, as condições necessárias são as que seguem:

- Existência de mercado para todos os bens: alguns recursos naturais não são transacionados em mercados (exemplo: ar);
- Na existência de mercados, que estes sejam perfeitamente competitivos;
- Inexistência de bens públicos. Diz-se que um bem é público quando este é não-excludente (os consumidores não podem ser excluídos da possibilidade de consumir o bem, de outra forma, os produtores não têm direito de propriedade sobre o bem) e não-rival (quando o custo marginal de prover o bem para um consumidor extra não reduz a satisfação dos demais consumidores);

- Informações simétricas e perfeitas: as partes envolvidas no mercado possuem informações completas e exatas sobre os bens e condições de mercado sob as quais estão operando;
- Direito de propriedade bem definido: na ausência de direitos de propriedades os produtores não podem se apropriar totalmente do benefício gerado por suas atividades, e também não se tornam plenamente responsáveis por seus custos; e
- Inexistência de externalidades.

A despeito de existirem outras condições consideradas necessárias para que um mercado seja considerado eficiente<sup>5</sup>, aquelas que foram citadas são as que mais interessam para a análise presente. Os autores ressaltam ainda que os recursos naturais são tipicamente recursos que não atendem as condições supracitadas. Entre os problemas mais frequentes com relação ao meio ambiente estão: a falha na delimitação de direitos de propriedade, a inexistência de mercados, a existência de bens públicos e as externalidades.

Conforme define Contador (2000), uma externalidade ocorre quando a função de utilidade de um agente inclui variáveis que têm seus valores definidos por terceiros sem levar em conta o bem-estar do afetado, e adicionalmente, os causadores do efeito não pagam nem recebem por sua atividade. Buarque (1984) ressalta a importância de se considerar as externalidades na avaliação econômica de projetos. Segundo este autor, que denomina as externalidades de “economias externas”, as externalidades são efeitos (positivos ou negativos) exigidos ou criados por um determinado projeto, mas pelos quais, exclusivamente do ponto de vista

---

<sup>5</sup> De forma sucinta, as condições necessárias, além das citadas, são: comportamento maximizador de lucros por parte das firmas e maximizador de utilidade por parte dos indivíduos; custo médio de longo-prazo decrescente; custos de transação nulos; e, funções convexas. Para mais detalhes consultar Perman *et al* (1999, pg. 128).

financeiro, o empreendimento em questão não paga nem recebe os benefícios / custos indiretos.

Considerando-se que o desenvolvimento da matriz energética é essencial para o crescimento econômico, é importante levar em conta também que esse desenvolvimento gera impactos sobre o meio-ambiente. Como afirmam Ekins e Medhurst (2006), o caminho do desenvolvimento sustentável implica a manutenção e elevação do bem-estar humano. Considerando que isso só pode ser feito ao se manter ou se elevar o estoque de capital que gera esse bem-estar (satisfação ou utilidade) e que existem categorias de capitais que não são perfeitamente substitutas, também convém estudar como os investimentos em geração de energia elétrica interferem nas diversas formas de capital.

### *2.3.2 Efeitos do Aquecimento Global*

Tendo em mente a definição de falhas de mercado e externalidades supracitadas, pode-se considerar que os efeitos do Aquecimento Global se enquadram na definição de externalidade. O que será detalhado nessa seção é quais são esses efeitos. Ressalta-se que há também efeitos positivos, ou seja, externalidades positivas, oriundas do Aquecimento Global.

Há diversas formas de se avaliar / valorar os efeitos do Aquecimento Global. A forma mais comum de se analisar os impactos desse fenômeno é quantificar as perdas e os ganhos oriundos da oscilação verificadas nas temperaturas médias e nos índices pluviométricos de cada região. Isso é feito geralmente analisando-se quais os setores da economia são mais sensíveis a variações na temperatura e no regime de chuvas (e.g. agricultura e turismo), e estimando-se cenários. É importante

ressaltar que ainda não há consenso sobre o quanto exatamente a elevação da concentração de GEE's na atmosfera afetará as temperaturas médias, muito menos qual será o impacto sobre os índices pluviométricos. Por esta razão há uma grande variação de resultados.

Estudo realizado pelo WWF (2007) ressalta alguns impactos do Aquecimento Global, considerando dois cenários. No primeiro, há uma elevação média da temperatura do globo terrestre em 2°C em relação da média da era pré-Revolução Industrial; no segundo, a elevação média é de 3°C. O Quadro 1 detalha os principais impactos do Aquecimento Global.

**Quadro 1 – Impactos do Aquecimento Global**

	2°C	3°C
Saúde humana	90 a 200 milhões de pessoas sob o risco de contraírem malária e outras doenças.	Mais de 300 milhões de pessoas sob o risco de contraírem malária.
Agricultura	Agricultura brasileira negativamente afetada, principalmente no Centro-Oeste e Nordeste. Aumento das desigualdades e dos conflitos em consequência da escassez de água.	De 50 a 120 milhões de pessoas em áreas de risco de fome. Elevação dos preços dos alimentos.
Água	De 662 milhões a 3 bilhões de pessoas ameaçadas pela escassez de água	De 3,1 a 3,5 bilhões de pessoas adicionais sob risco de escassez de água. Prováveis migrações em decorrência de secas.
Gelo e geleiras	60% de perda de gelo no Ártico no verão. Derretimento completo e irreversível de gelo na Groelândia.	Perda completa de gelo oceânico durante o inverno no Ártico.

Fonte: WWF (2007)

**Quadro 1 – Impactos do Aquecimento Global (continuação)**

	2°C	3°C
Ecosistemas	Perda de corais, risco de transformação de florestas em sistemas não florestais, possibilidade de extinção de 25% das espécies.	Pouca chance de recuperação dos corais danificados; risco de 88% de transformação de florestas em sistemas não florestais; perda de espécies dependentes do gelo, como o urso polar; possibilidade de extinção de 33% das espécies; perda de 50% dos pântanos nos Bálticos; perda de <i>habitat</i> de pássaros migratórios.
Elevação do nível do mar	De 25 a 50 milhões de pessoas em risco devido ao aumento do nível do mar.	180 milhões de pessoas sob risco devido às inundações costeiras.
Eventos climáticos extremos	Maior frequência e intensidade de inundações, secas, tempestades, ondas de calor, ciclones tropicais e outros eventos extremos.	Aumento maciço na frequência e intensidade de tais fenômenos.

Fonte: WWF (2007)

No mesmo sentido, IPCC (2007) traz uma projeção de possíveis impactos de mudanças climáticas para a segunda metade desse século, conforme pode ser observado no Quadro 2.

## Quadro 2 – Impactos possíveis da mudanças climáticas

Evento	Prob.	Exemplos de impactos mais relevantes projetados			
		Agricultura, florestas e ecossistemas	Recursos hídricos	Saúde humana	Economia e sociedade
Dias e noites mais quentes, e menos dias frios	Quase certo	Temperatura varia mais em ambientes mais frios, e menos nos mais quentes; maior infestação de insetos.	Derretimento de geleiras e dificuldades de abastecimento em pontos específicos	Reduz mortalidade humana em decorrência do frio	Reduz demanda energética para aquecimento; aumenta a demanda para resfriamento; piora da qualidade do ar nas grandes cidades e impacto sobre o turismo de inverno.
Ondas de calor. Maior frequência	Muito provável	Reduz variação de temperaturas em ambientes mais quentes. Aumenta o perigo de queimadas.	Elevação da demanda por água. Problemas com a qualidade da água	Maior risco de mortes associadas ao calor, sobretudo os mais idosos, crianças e mais pobres.	Perda na qualidade de vida de pessoas sem moradia apropriada.
Tempestades. Elevação da frequência.	Muito provável	Dano à cultura de grãos. Erosão e perda de produtividade do solo.	Contaminação do abastecimento. Talvez haja alívio na escassez de água	Maior risco de mortes, doenças e infecções.	Perda de propriedades, problemas no comércio, transporte e na sociedade em consequência de inundações. Pressões na infraestrutura urbana e rural.
Aumenta a área afetada por secas	Provável	Degradação do solo, maior risco de queimadas, menor dano e perda de safras	Maior amplitude do estresse no abastecimento de água	Maior risco do abastecimento de água e comida. Maior risco de desnutrição	Queda no abastecimento de água em cidades e indústrias específicas. Menor potencial de geração hídrica de eletricidade. Possível migração
Aumenta a atividade de ciclones tropicais	Provável	Dano a safras, queda de árvores e danos aos recifes de corais	Queda no abastecimento energético, causando queda na oferta de água	Maior risco de mortes e doenças associadas. Estresse pós-traumático	Perda de propriedade, potencial migração de populações, quebra na atividade econômica em consequência de inundações e ventos fortes.
Elevação do nível do mar	Provável	Salinização da água de irrigação, estuários e sistemas de água fresca	Perda de água potável	Maior risco de mortes e doenças associadas a inundações.	Custo da proteção da costa vs custo da realocação das atividades que usam a terra. Mudança da população e da infraestrutura.

Fonte: IPCC (2007).

Como se pode observar nos Quadros 1 e 2, os impactos esperados do Aquecimento Global sobre a sociedade deverão ser sentidos por diversos setores. A intensidade e a probabilidade desses efeitos são maiores quanto maior for a intensidade da elevação das temperaturas médias. Chama atenção o fato de que podem existir efeitos positivos oriundos do Aquecimento Global. Alguns exemplos são a menor demanda de energia para o aquecimento (calefação) e maior atividade turística em determinadas localidades.

Apesar de haver um certo consenso sobre os efeitos globais de elevação das temperaturas médias, ainda há muita incerteza quando se analisam os impactos regionais do Aquecimento Global. Nesse aspecto, IPCC (2007) traz uma avaliação de tais impactos para cada continente. Assim, observa-se que para a América Latina deverão ser observados principalmente os seguintes efeitos:

- Florestas tropicais deverão ser substituídas por savanas e vegetação semi-árida tenderá a ser substituída por vegetação de clima árido;
- Risco considerável de perda de diversas espécies animais em áreas tropicais da América Latina;
- Perda de produtividade em culturas importantes. Em áreas temperadas, culturas como soja podem ser beneficiadas;
- Mudanças nos índices pluviométricos deverão afetar negativamente a disponibilidade de água para consumo humano, agricultura e geração de energia.

Num esforço recente de verificar os impactos do Aquecimento Global no Brasil, Girardi (2008) detalha os efeitos das mudanças das temperaturas médias e dos índices pluviométricos no Brasil. Os impactos potenciais são estimados em uma perda de aproximadamente R\$ 7,4 bilhões na safra de grãos já em 2010, podendo

alcançar R\$ 14 bilhões em 2070. Esses são efeitos líquidos. Destaca-se que há culturas, como mandioca e cana-de-açúcar, que deverão apresentar ganhos em termos de áreas cultiváveis.

### *2.3.3 Valoração dos impactos do Aquecimento Global*

Dado que a atividade humana tem impactos sobre o meio ambiente, seja pela utilização dos recursos naturais, seja pela emissão de poluentes, é importante estimar o custo de oportunidade da exploração dos recursos, bem como o custo de oportunidade de emissão marginal de poluentes. Uma vez que geração de energia (principalmente a elétrica) constitui uma das principais atividades humanas, é fundamental compreender seus impactos, e, portanto, como são mensurados.

Nesse sentido as técnicas neoclássicas se mostram extremamente úteis. Dentre os instrumentos mais utilizados está a Análise Custo Benefício (ACB)<sup>6</sup>. Esse instrumento de análise vem sendo empregado desde o início da década de 50, quando começou a ser utilizado para análise de projetos de irrigação e contenção de enchentes nos Estados Unidos (MUELLER, 2007 cap.19).

Contudo, as técnicas de análise de custos e benefícios incorporavam no início apenas preços de fatores e bens para os quais existiam mercados, de modo que a análise era feita sob uma ótica estritamente privada. Dado que a análise de impactos ambientais visa valorar as externalidades, trata-se de uma valoração sob o ponto de vista social. A partir daí surge o primeiro desafio das análises de danos ambientais, pois elas tentam valorar fatores e bens (ou “males”) para os quais não há mercados (CONTADOR, 2000).

---

<sup>6</sup> A Análise Custo Benefício consiste basicamente em valorar benefícios e custos de um dado projeto a valor presente. Considera-se viável aquele projeto que tem seus benefícios líquidos positivos quando trazidos a valor presente.

Nesse aspecto, como aponta Pearce (2002a), a corrente denominada “Economia Ambiental” apresenta dois pontos fortes, sendo eles: o auxílio a completar as técnicas de avaliação que até então omitiam a questão ambiental, e desenvolver meios de incorporar as mudanças ambientais nessas análises.

De um modo geral, os métodos de valoração podem ser divididos em três categorias: os **métodos diretos**, que se valem de preços e valores de mercados reais ou em mudança de produtividade de fatores; os **métodos de mercados substitutos** (ou complementares), utilizado quando não há mercados para os bens ou recursos analisados; e valoração direta por simulação de mercados (**métodos indiretos**). Uma análise detalhada das principais técnicas de valoração do meio ambiente pode ser encontrada em Nogueira, Medeiros e Arruda (2000).

Sem prejuízo a todas as discussões pertinentes às imperfeições de cada método de valoração, há uma regra entre todos eles: é preciso trazer a valor presente os valores estimados. Isso é feito aplicando-se a taxa social de desconto. Como detalha Contador (2000, cap. 7), uma vez que os mercados de capitais são imperfeitos, e dado que existem externalidades e influência de políticas fiscais e monetárias, a taxa de juros de mercado difere da taxa social de desconto. Conceitualmente, a taxa social de desconto tende a se igualar à produtividade marginal social dos investimentos, ou ao valor que a sociedade auferirá ao maior consumo no futuro em termos de um sacrifício presente.

Nesse ponto surge outra questão que merece especial atenção: ao se aplicar uma taxa de desconto num fluxo de período demasiadamente longo, como é o caso de avaliações de impactos do Aquecimento Global, reduz-se a importância dos fluxos mais distantes analisados. Isso é mais evidente quanto maior a taxa de desconto. Há uma discussão ética sobre a aplicação de uma taxa social de desconto

em avaliações sobre o meio ambiente. Como afirma Mueller (2007, cap 19), a taxa social de retorno é “*um preço cuja principal função consiste em orientar a alocação de recursos ao longo do tempo*”. No entanto, como ressalta o autor, ao se empregar o desconto, confere-se uma importância desproporcional às preferências da geração atual em detrimento das preferências das gerações mais distantes, e no caso de recursos naturais não-renováveis, justifica-se a depleção acelerada destes, restando pouco para as gerações futuras.

Como destaca Stern (2007), ao se analisar a questão do Aquecimento Global a pergunta mais controversa a ser respondida talvez seja o quanto a geração presente deve valorizar as gerações futuras. Cline (2004) ressalta que ao se utilizar uma taxa de desconto de apenas 3%aa, um dano ou benefício de US\$100 daqui a dois séculos valeria apenas 27 centavos de dólar em termos de valor presente. A uma taxa de 4%aa, o valor seria reduzido para apenas 4 centavos de dólar. Isso deixa claro o efeito da taxa de desconto sobre o fluxo a ser descontado e como essa análise minimiza as preferências de gerações futuras. Com base nisso, verificam-se diversas técnicas para estimar a taxa de desconto, desde a utilização de uma taxa decrescente ao longo do tempo até mesmo análises que desconsideram a taxa de desconto, o que no final das contas, significa dar o mesmo peso para as preferências de diferentes gerações.

#### *2.3.4 Estimativas de valores dos danos*

A avaliação econômica desses impactos geralmente é realizada por um dos métodos citados na seção anterior. Sua mensuração é importante para que se possa analisar medidas mitigadoras mais eficazes. Assim, o que se tem na maioria dos

casos é a mensuração dos danos em termos de percentual do PIB para manter a concentração de GEE's em níveis atuais ou para reduzi-los para determinado nível, ou então estimativas dos danos marginais, em termos de unidades monetárias por tonelada reduzida de dióxido de carbono emitido.

Nesse aspecto Tol (1996) traz algumas estimativas sobre os danos da mudança climática oriunda de uma concentração duas vezes maior daquela observada na época do estudo para a economia dos EUA. O autor faz uma compilação de diversos estudos que analisam os custos de reposição de perdas, de adaptação às mudanças climáticas, perdas na agricultura, entre outros. O resultado pode ser observado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Estimativas dos danos da mudança climática nos EUA ( $2XCO_2 - 10^9 \$^{(1990)}$ )**

Categoria	Fankhauser (2,5°C)	Cline (2,5°C)	Nordhaus (3,0°C)	Titus (4,0°C)	Tol (2,5°C)
Defesa costeira (US\$)	0,2	1,0	7,5	-	1,5
Terra seca (US\$)	2,1	1,5	3,2	-	2,0
Terra úmida (US\$)	5,6	3,6	-	5,0	5,0
Perda de espécies (US\$)	7,4	3,5	-	-	5,0
Agricultura (US\$)	0,6	15,2	1,0	1,0	10,0
Florestas (US\$)	1,0	2,9	-	38,0	-
Energia (US\$)	6,9	9,0	-	7,1	-
Água (US\$)	13,7	6,1	-	9,9	-
Outros setores (US\$)	-	1,5	38,1	-	-
Infraestrutura (US\$)	-	-	-	-	12,0
Mortalidade (US\$)	10,0	>5,0	-	8,2	37,7
Poluição do ar (US\$)	6,4	>3,0	-	23,7	-
Poluição da água (US\$)	-	-	-	28,4	-
Migração (US\$)	0,5	0,4	-	-	1,0
Desastres naturais (US\$)	0,2	0,7	-	-	0,3
Total EUA (US\$)	60,2	>53,5	50,3	121,3	74,0
Total EUA(%GDP)	(1,2)	(>1,1)	(1,0)	(2,5)	(1,5)
Total mundo (US\$)	269,9	-	220,0	-	315,7
Total mundo(%GWP)	(1,4)	-	(1,33)	-	(1,9)

Fonte: Tol (1996)

Como pode ser observado na Tabela 1, os setores energético e de abastecimento de água exercem um papel importante nos danos estimados. O autor

revela ainda que os países em desenvolvimento são mais vulneráveis a mudanças no clima, sendo que as perdas estimadas para esses países estão na ordem de 4,1% a 8,7% do Produto Nacional Bruto (PNB ou GDP na sigla em inglês). A título de comparação, como pode ser visto na Tabela 1, a perda máxima estimada para os Estados Unidos é de 2,5% do seu PNB.

Um levantamento similar está disponível em Tolmasquim (2000, pp. 214-20). O autor sugere, com base numa série de trabalhos analisados, que os danos oriundos do Aquecimento Global seriam pouco superior a 1% do PNB norte-americano. Em termos de valores absolutos, isso significaria um valor aproximado de US\$ 20 / tCO<sub>2</sub> (a preços de 1990).

Uma estimativa dos custos e ganhos dos setores mais sensíveis a variações no clima nos Estados Unidos é feita em Climatic Change (2005). Os valores foram estimados com base na média observada de anos de clima extremo. As perdas superam os ganhos em quase 10 bilhões de dólares (valores de 2000). O estudo ressalta que as estimativas de custos do Aquecimento Global, considerando uma variação nas temperaturas médias entre 2,5°C e 3°C, apesar de serem elevadas, na ordem de US\$ 50 bilhões, não chegam a 1% do PNB norte-americano.

Um dos setores econômicos sensíveis mais apontados entre os diversos estudos que optam por esse método de valoração é a agricultura. Sobre esse aspecto, Mestre-Sanchís e Feijóo-Bello (2009) ressaltam que alguns elementos devem ser incorporados nos trabalhos que realizam esse tipo de análise: redução das margens dos empresários, haja vista maiores custos de produção; elevação de custos para a economia como um todo, na medida em que os produtores agrícolas conseguiriam repassar, ainda que parcialmente, uma elevação no custo de produção; e, perda de empregos, na medida em que empresários desistem da

atividade agrícola devido às menores margens ou até mesmo à perda de suas propriedades.

As análises que apresentam enfoque regional fora dos Estados Unidos ainda são raras. Um esforço que merece destaque é o trabalho realizado por Mendelsohn, Dinar e Williams (2006). Nesse estudo os autores ressaltam que os países em desenvolvimento são mais vulneráveis ao Aquecimento Global, uma vez que, em geral, têm suas economias concentradas em setores mais sensíveis a variações climáticas, tais como agricultura, energia, setor florestal e outros. Algumas conclusões importantes do estudo são: 1) a hipótese de que os países mais pobres sofrem mais com o Aquecimento Global porque estão sujeitos a variações mais severas no clima é descartada; 2) os impactos nos países mais ricos, quando analisados em termos monetários, são mais elevados. Contudo, os impactos maiores nesses países se devem ao fato de que os setores sensíveis a mudanças climáticas também são maiores em termos absolutos. O importante é que quando se analisam os impactos em termos de percentual do PNB, os países mais pobres são aqueles que apresentam os maiores danos. Resultado análogo é encontrado por Hanaoka *et al* (2006), indicando que as mudanças climáticas custarão entre 10% e 40% do PNB de diversos países, sendo que as maiores perdas estariam nas regiões em desenvolvimento. Contudo, há de se destacar que esse trabalho analisa os custos de mitigação, ao passo que Mendelsohn, Dinar e Williams (2006) analisam os custos dos danos causados pelas mudanças climáticas.

Numa análise sobre o setor automotivo, Parry, Walls e Harrington (2007) listam alguns trabalhos que estimam os valores da externalidade oriunda das emissões de dióxido de carbono. Os valores variam entre US\$ 20,00/tCO<sub>2</sub> e

US\$ 311,00/tCO<sub>2</sub>. Essas são estimativas dos custos marginais do Aquecimento Global, em termos de emissões de GEE's.

Para que se possam elaborar políticas de mitigação das emissões de GEE's e dos impactos do Aquecimento Global, é preciso ter em mãos estimativas mais precisas do dano marginal. Nesse sentido, Carlson (2003) analisa o impacto da reconstrução de um sistema energético regional na redução das emissões de GEE's. O valor estimado da tonelada de carbono é de 46€/tCO<sub>2</sub>, ou US\$ 54/tCO<sub>2</sub> (considerando o câmbio médio de 2003). Tol (2005), apresenta estimativas diversas e chega a um valor médio de US\$ 93/tCO<sub>2</sub>. O autor ressalta, contudo, que entre os diversos estudos, há aqueles que não foram alvo de revisões criteriosas ou que apresentam premissas pouco convencionais, como a aplicação de uma taxa de desconto próxima a zero. Boa parte das incertezas associadas às estimativas de custos marginais das emissões de GEE's está associada à taxa de desconto e à agregação de impactos monetários sobre diversos países. No entanto, os estudos que utilizam uma ponderação pelo capital para fazer a agregação das estimativas por diversos países também apresentam alto grau de incerteza, uma vez que os estudos para diferentes regiões do mundo utilizam premissas distintas, dificultando as comparações. O autor conclui que, apesar de todas as incertezas, pode-se afirmar que os custos marginais de emissão de CO<sub>2</sub> dificilmente excedam US\$ 50,00 por tonelada.

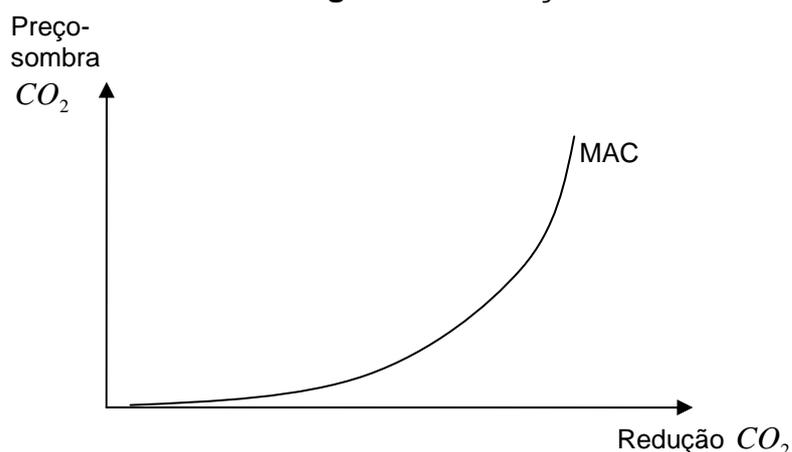
Stern (2006) é um dos trabalhos recentes mais citados entre aqueles que analisam os impactos do Aquecimento Global. Segundo estimativas do autor, os custos da mudança climática podem variar de 5% a 20% do consumo *per capita* mundial, e o custo marginal estaria próximo a US\$ 312/tCO<sub>2</sub>. Contudo, como ressaltam Dietz, Hope e Patmore (2007), premissas assumidas em Stern (2006), tais

como uma taxa de desconto muito baixa e a junção de alta vulnerabilidade e probabilidades utilizadas, são as principais responsáveis pelos resultados encontrados.

### 2.3.5 Estimativas dos custos de redução de emissões

Tão relevante quanto se estimar os custos dos impactos do Aquecimento Global, é estimar os custos de redução de emissões. Um modelo teórico que vem sendo utilizado para se estimar os custos de redução de emissões é o da Curva Marginal de Abatimento (MAC, do inglês *Marginal Abatement Curve*). Por esse modelo, bem descrito em Ellerman, Jacoby e Decaux (1999), a MAC é representada por pontos de preço-sombra gerados por correspondentes níveis de redução ao longo do tempo, gerando uma curva como no Gráfico 9.

**Gráfico 9 – Curva Marginal de Redução**



Cada ponto na curva MAC representa o custo marginal de redução de uma unidade adicional de poluição, no caso, CO<sub>2</sub>. A integral sob a curva representa desta forma o custo total de abatimento de um dado nível de emissão.

Conforme Mueller (2007, pp. 254-55) explica, o custo marginal de redução pode, no curto prazo, ser descrito pela própria curva de benefício marginal do agente privado, uma vez que o custo de redução estaria relacionado com o custo de oportunidade de se produzir uma unidade adicional. Dado o formato tradicional da curva de benefício marginal, à medida que a poluição (ou produção) é reduzida, maior o benefício líquido sacrificado. Mueller (2007) também detalha o significado do preço-sombra. Este seria aquele preço que, se computado na função de custo do agente poluidor, induziria o agente ao nível ótimo de poluição. Em outras palavras, o preço-sombra pode ser comparado ao tributo sobre a poluição que leva a emissão ao seu nível eficiente (quando benefício marginal de poluir se iguala ao dano marginal da poluição).

Partindo do pressuposto que foi detalhado acima, diversos estudos estimam o custo de redução das emissões. Um dos estudos mais notáveis nesse sentido, Nordhaus (2007) estima o custo social do carbono em US\$ 27,00/ton (valores de 2007), ou o equivalente a 7,4 US\$/tCO<sub>2</sub><sup>7</sup>. Esse seria o valor, segundo o autor, que equilibra custos marginais de redução das emissões com os benefícios marginais de se reduzir as mudanças climáticas. Esse valor varia ao longo do tempo, de modo a refletir os danos crescentes do Aquecimento Global. Segundo o autor, a variação seria algo em torno de 2% a 3%aa em termos reais, de modo que em 2050 o custo social do carbono seria de US\$ 90,00/ton, e em 2100, US\$ 200,00/ton (respectivamente US\$ 24,5/tCO<sub>2</sub> e US\$ 54,5/tCO<sub>2</sub>).

Cline (2004) apresenta uma compilação de diversos estudos que estimam os custos de abatimento das emissões de dióxido de carbono. Conforme ressalta o autor, são diversos os estudos que apresentam estimativas em termos do PIB (ou

---

<sup>7</sup> Devido a diferença no peso, quando é necessário passar do valor de uma unidade de carbono para uma unidade de dióxido de carbono, divide-se o valor estimado por 3,67.

PNB), sendo que boa parte destes indica que para se reduzir as emissões pela metade no período de 2025-2050 o custo estaria em torno de 1 a 2% do PNB no período, e de 2,5% a 3,5% do PNB para um corte de 70% da *baseline*<sup>8</sup> entre 2075-2100. Em termos absolutos, os valores de redução de uma tonelada de dióxido de carbono, apresentariam, segundo o autor, valores entre US\$ 9 (em 2005) e US\$ 250 (em 2100). A curva ascendente no custo de redução se justifica entre outros motivos pelo fato de os GEE's se caracterizarem como poluição de estoque, de modo que se torna necessária uma tecnologia cada vez mais eficiente para reduzir um nível cada vez maior de gases na atmosfera.

Hanaoka *et al* (2006) analisam não somente o custo de redução das emissões, mas faz uma análise por regiões. Segundo os autores, entre os anos de 2050 e 2100, os preços de redução de uma tonelada de dióxido de carbono varia de US\$ 183 a US\$ 5.138 (a preços de 1990)<sup>9</sup> entre diversas regiões desenvolvidas e em desenvolvimento. Não é possível relacionar o desenvolvimento da região a um maior ou menor custo de redução, mas quando se analisam os custos em termos de PNB, os países em desenvolvimento apresentam maiores valores para redução de emissões.

Abadie e Chamorro (2008) analisam a opção de se construir uma unidade de captura e armazenagem de carbono (CCS, do inglês *Carbon Capture and Storage*) em uma usina termoelétrica movida a carvão. Os autores, no entanto, utilizam como parâmetro para testar a viabilidade da opção, os preços correntes dos créditos de carbono negociados nos termos do Protocolo de Quioto. Os resultados indicam que essa tecnologia (CCS) ainda precisaria de incentivos para que se tornasse viável

---

<sup>8</sup> O conceito de *baseline* consiste na projeção das emissões na ausência de qualquer medida mitigatória. É geralmente utilizado para estudos de redução de emissões de GEE's.

<sup>9</sup> As estimativas dos autores estão relacionadas à tonelada de carbono. Para se chegar ao custo de redução da tonelada de dióxido de carbono é preciso multiplicar os valores por aproximadamente 3,67.

financeiramente. Para que um agente privado decidisse utilizar essa tecnologia o preço da tonelada de dióxido de carbono deveria estar na ordem de €55 (a preços de 2008). Para se ter uma base comparativa, na época em que foi realizado o estudo, o preço estava próximo a €13.

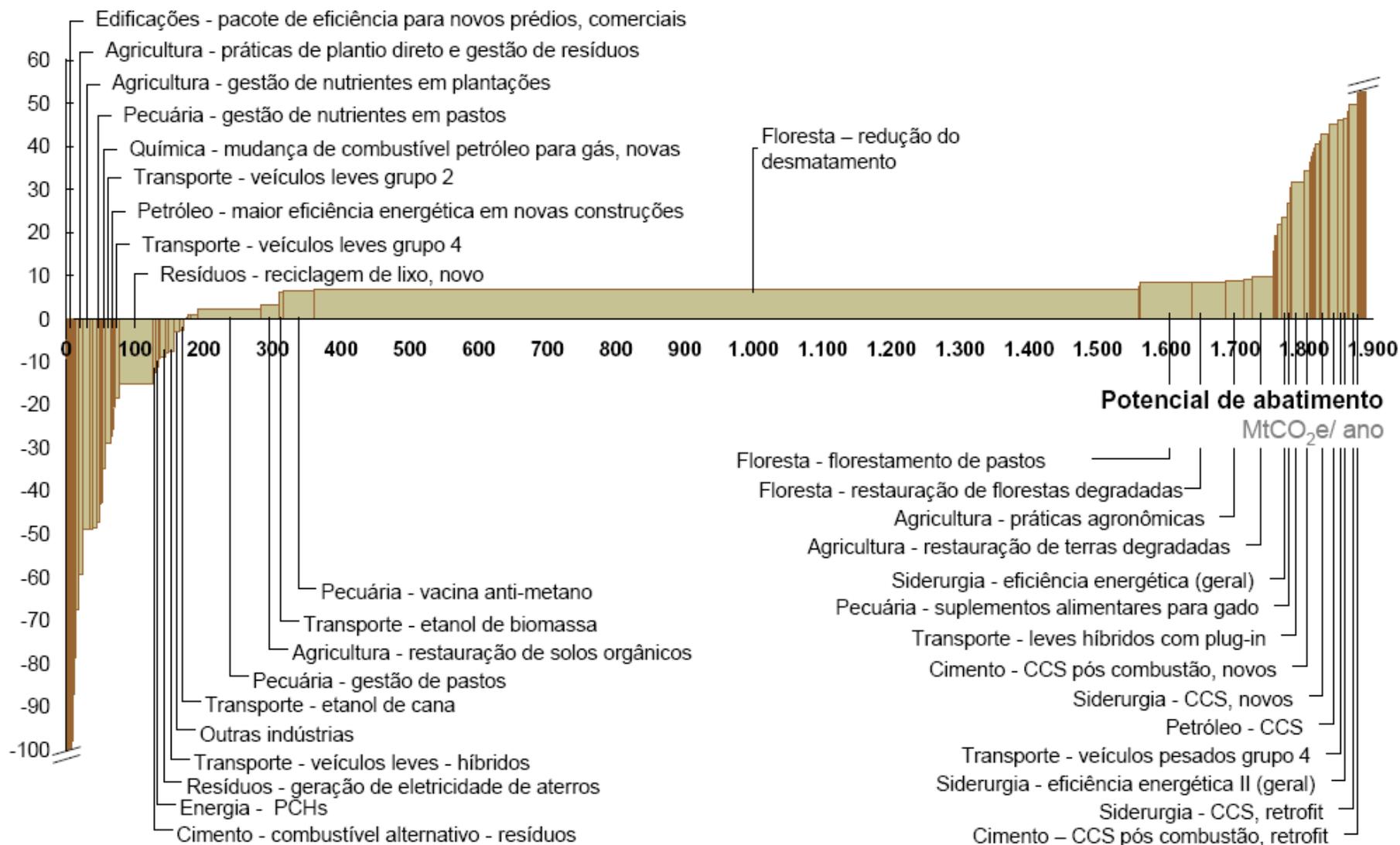
O exemplo do estudo de Abadie e Chamorro (2008) ressalta um ponto que é extremamente relevante quando se analisam alternativas de redução das emissões de carbono: as tecnologias disponíveis. Dado que as tecnologias passam constantemente por inovações, as mudanças tecnológicas podem impactar significativamente os custos de redução das emissões. Essas mudanças tecnológicas podem ser representadas tanto por inovações no próprio processo produtivo, tornando este mais eficiente e reduzindo assim as emissões, como também podem ser representadas pela inserção de novos métodos e novos instrumentos de redução das emissões, que apresentam menor custo comparado às alternativas atualmente disponíveis. Em ambos os casos o custo de oportunidade de se reduzir uma unidade de GEE seria reduzido. Nesse sentido, Baker, Clarke e Shittu (2008) argumentam que o avanço tecnológico pode ter diversos efeitos sobre os custos marginais de abatimento. Os autores argumentam ainda que o valor de redução de emissões estaria na ordem de US\$ 70 / tCO<sub>2</sub>. Contudo, mudanças tecnológicas que eventualmente melhorem a eficiência na utilização de combustíveis fósseis poderiam elevar esse valor para US\$ 300 / tCO<sub>2</sub>. À primeira vista, pode parecer contraditório que uma nova tecnologia eleve o custo de redução de emissões, mas é preciso ressaltar que quando essa tecnologia eleva a eficiência de processos produtivos que geram os resíduos, a tendência é de que ocorra uma redução natural de parte das emissões, restando assim os níveis de abatimento que apresentam custos mais elevados.

Outro ponto que também é relevante quando se analisa a curva marginal de abatimento é como os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) impactam os custos de redução de emissões. Baker, Clarke e Shittu (2008) argumentam que como há uma defasagem entre a realização da pesquisa e sua efetiva utilização em larga escala, no médio prazo uma tecnologia intermediária pode ser mais adequada. Dessa forma, tendo em vista que as reduções não teriam sido feitas pela melhor tecnologia ao longo do tempo, poderia se chegar, no longo prazo, a uma situação onde as emissões adicionais deveriam ser nulas ou próximas de zero. Isso tenderia a elevar o preço-sombra dos GEE's viabilizando dessa forma novas tecnologias, com por exemplo a CCS analisada em Abadie e Chamorro (2008).

Um outro aspecto de P&D é analisado em Bosetti *et al* (2008). Os autores ressaltam que a atividade de pesquisa e desenvolvimento é caracterizada, entre outras coisas, pelos transbordamentos, ou *spillover*. Ou seja, uma vez que o investimento em P&D apresenta uma externalidade positiva, no sentido de acelerar outras pesquisas, no longo prazo haveria uma tendência a mover a curva marginal de abatimento para a direita, reduzindo assim os custos de redução de emissões.

Estudos que visam estimar os custos de abatimento para o Brasil ainda são escassos. McKinsey&Company (2009) em um relatório recente lista diversas iniciativas para mitigar o Aquecimento Global. Chama atenção o fato de que boa parte das iniciativas possuem custo negativo, ou seja, seria rentável utilizá-las, como pode ser observado no Gráfico 10.

**Gráfico 10 – Curva de custos de abatimento de GEE's do Brasil em 2030 (€/t CO<sub>2</sub> eq.)**



Fonte: McKinsey&Company (2009).

É importante observar no Gráfico 10 que entre as diversas oportunidades de abatimento das emissões de GEE's no Brasil, as duas oportunidades que estão diretamente envolvidas com a oferta de energia elétrica apresentam custos negativos (PCH's e geração de eletricidade em aterros sanitários). O leitor, ao observar o Gráfico 10, deve se perguntar o motivo pelo qual algumas medidas, mesmo sendo consideradas vantajosas do ponto de vista estritamente financeiro, ainda não são realizadas (ou não na escala prevista pelo relatório). Existem diversos motivos para isso, como a falta de incentivos financeiros (financiamentos, juros subsidiados, etc), ou o prazo de maturação de algumas alternativas superiores àquele que os agentes estariam dispostos a suportar, como no caso dos investimentos em plantas energéticas mais eficientes do ponto de vista ambiental. Adicionalmente, investidores geralmente apontam o marco regulatório como um ponto essencial na decisão de investimentos em setores que possuem elevada regulamentação do setor público, justamente o caso de investimentos em saneamento ambiental e de geração de energia elétrica.

Em que pese a discussão sobre como foram estimados os custos de abatimento das emissões, a principal conclusão de McKinsey&Company (2009) é que o Brasil tem como abater suas emissões em 70% até 2030 a um custo aproximado de 1% de seu PIB anual. Esse valor pode ser considerado baixo, tendo em mente o volume das emissões evitadas. Isso se deve, segundo o relatório, principalmente ao fato de que boa parte das emissões de GEE's do Brasil serem oriundas do desmatamento. O relatório aponta ainda que o custo médio mundial de redução em 2030 seria da ordem de €18/ tCO<sub>2</sub>, mas o Brasil apresenta um custo médio de redução de €9/ tCO<sub>2</sub>.

Por fim, Anthoff, Hepburn e Tol (2009) analisam os impactos do Aquecimento Global em diferentes regiões. Isso é justificável pelo fato de que países diferentes possuem impactos diferentes e apresentam grau de desenvolvimento distintos. A Tabela 2 ilustra os resultados encontrados para o mundo, para os EUA e América Latina.

**Tabela 2 – Valor de  $t/CO_2$  para diferentes regiões (US\$)**

Região	Taxa de desconto		
	0%	1%	3%
Média mundial	50,3	8,8	-5,9
América Latina	27,7	4,8	-3,2
EUA	269,4	47,0	-31,6

Fonte: Anthoff, Hepburn e Tol (2009)

Como pode ser visto, ainda há pouco consenso sobre o valor do dano marginal do Aquecimento Global. Como enfatiza Tol (2005), há muita divergência entre as técnicas aplicadas, bem como sobre as premissas utilizadas. Contudo, parece pouco provável que o valor de uma tonelada de dióxido de carbono possa exceder US\$ 50,00, haja vista que os estudos mais criteriosos, sujeitos a revisões, apontam para valores abaixo desse patamar. Não obstante, apesar de a mudança climática ser um fenômeno de escala global, é de se supor que países diferentes, com níveis de desenvolvimento diferentes, apresentem preferências diferentes. Portanto, é razoável inferir que não haja uma convergência no valor de uma tonelada de GEE entre diferentes países. Dessa forma, para efeito de análises posteriores no presente trabalho, será utilizado o valor estimado por Anthoff, Hepburn e Tol (2009) para a América Latina a uma taxa de desconto de 1% (US\$ 4,8/ $tCO_2$ ). A escolha desse valor é justificada pelo fato de o presente trabalho analisar um país inserido naquela região. Além disso, uma taxa de desconto de 3% para um horizonte de análise demasiadamente longo reduz demais a importância das gerações futuras, ao passo que uma taxa de 0% não reflete o custo de

oportunidade do consumo presente. Para evitar maiores críticas, as análises realizadas conterão também uma análise de sensibilidade desse valor, mas sempre dentro dos limites indicados por Tol (2005).

## **2.4 Ações para mitigar o aquecimento global**

Existem três categorias básicas de instrumentos de mitigação de externalidades ambientais: instrumentos de comando e controle; instrumentos econômicos; e instrumentos voluntários. Grande parte das políticas públicas de preservação e conservação do meio-ambiente tem se baseado em mecanismos de comando e controle. Estes mecanismos dependem sobretudo do poder de coerção do agente público.

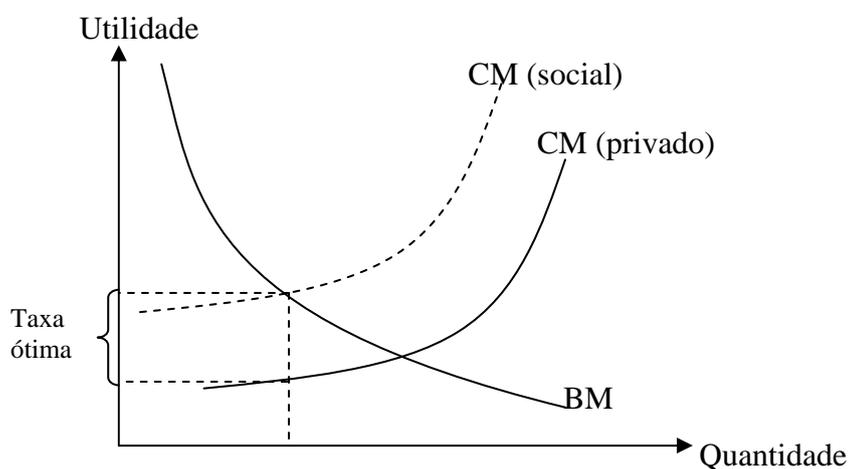
A partir dos anos 80, aumentaram as preocupações sobre a regulação de atividades geradoras de externalidades negativas. Dessa maneira surgem mecanismos cada vez mais sofisticados de preservação do meio-ambiente e prevenção de danos ambientais. Como apontam Segerson e Li (1999), instrumentos voluntários surgem como alternativa, sendo que eles apresentam forte apelo junto à sociedade. Mas para que se tornem efetivos precisam de incentivos suficientes ou ameaças críveis para que as firmas / indivíduos integrem os programas voluntários.

Uma terceira alternativa para o agente público que deveria decidir sobre qual política utilizar são os mecanismos de mercado. De forma simplista, esses mecanismos podem ser caracterizados como sendo aqueles em que se definem incentivos e penalidades econômicas objetivando induzir os agentes econômicos a internalizarem as externalidades que geram em suas atividades (MUELLER, 2007).

A idéia de utilizar mecanismos de mercado para a solução de problemas ambientais foi introduzida por Arthur C. Pigou. No caso, Pigou justificava a intervenção no mercado numa situação em que externalidades estivessem presentes, pois nessas situações o bem-estar social não poderia ser maximizado pelo livre mercado (PEARCE, 2002a). O mecanismo ficou conhecido como “imposto Pigouviano”.

O funcionamento do imposto Pigouviano é relativamente simples. Considera-se que a ação de uma firma gera impactos negativos (poluição) sobre a sociedade, e que ela não incorre em custos ao gerar tais danos. Conhecendo o nível considerado ótimo de produção<sup>10</sup> que a sociedade deseja, e estimando o custo da poluição para a sociedade, se chega ao Gráfico 11.

**Gráfico 11 – Funcionamento do imposto pigouviano**



O Gráfico 11 ilustra a situação em que externalidades geram custos marginais sociais mais elevados que os custos marginais privados de se poluir. Nessa situação, ocorre que o agente poluidor gera mais poluição que o desejado pela

<sup>10</sup> Aqui a produção pode ser tanto interpretada como produção física do produto que a sociedade deseja, como pela produção da poluição. Isso porque não é possível produção sem que haja uma emissão, mesmo que mínima, de poluição.

sociedade e o imposto Pigouviano, representado pela Taxa Ótima, levaria o agente poluidor a reduzir seu nível de emissões no mesmo montante das externalidades negativas que gera, sendo assim equivalente ao preço-sombra da poluição, como descrito anteriormente. Quando se fala de Aquecimento Global, está se falando de uma situação semelhante àquela descrita no Gráfico 11. Ocorre que, em geral, os agentes emissores de GEE's não incorrem em custos pelos gases emitidos, portanto emitem acima do nível que a sociedade estaria disposta a aceitar.

Uma analogia do imposto Pigouviano pode ser feita para o caso de externalidades positivas. Contudo, nesse caso, não se aplicaria um imposto, mas sim um subsídio para estimular a ação que geraria tal externalidade.

O conceito de mecanismos de mercado, ou instrumentos econômicos no combate à degradação ambiental tem ganhado grande relevância, sobretudo pelo fato de estarem amplamente amparados por fundamentos teóricos consistentes. Contudo, há de se ressaltar que os instrumentos econômicos, sob forma de impostos, taxas e subsídios, funcionam quando já existem mercados para os bens transacionados (PERMAN *et al*, 1999).

Outros instrumentos econômicos aplicáveis ao combate a danos ambientais são a emissão de licenças negociáveis ou até mesmo a permissão para que empresas se fundam (VARIAN, 2000)<sup>11</sup>. O mercado de licenças negociáveis é aplicável quando ainda não há mercado para as externalidades em questão. É o caso dos créditos de carbono. A dificuldade de se trabalhar com esse mecanismo reside na determinação do limite considerado ótimo de poluição, bem como na distribuição dessas licenças entre os agentes.

---

<sup>11</sup> A idéia de permitir a fusão de duas empresas para mitigar externalidades ambientais é válida quando uma empresa gera externalidades sobre a outra. Assim, quando ocorre a fusão das duas empresas haveria, conseqüentemente, a internalização dessas externalidades. Contudo, os danos oriundos das mudanças climáticas são de escala global e de longo prazo, de modo que a simples fusão de empresas não reduziria o nível de emissão de GEE's.

Sobre licenças negociáveis, Burtraw *et al* (1995) comparam seus resultados com diferentes instrumentos de combate a danos ambientais. Uma das conclusões do trabalho foi que esse sistema é capaz de garantir o cumprimento das metas somente quando as regras para a negociação das licenças permitem que se chegue ao ponto ótimo, reforçando o ceticismo daqueles que crêem nos mecanismos de comando e controle como meio mais eficiente de combater os danos ambientais<sup>12</sup>.

Uma parte importante dos instrumentos econômicos no combate aos danos ambientais é a determinação dos direitos de propriedade. Quem inicialmente prestou atenção a esse ponto foi Ronald Coase, quando percebeu que uma forma alternativa ao imposto Pigouviano para internalizar externalidades seria a negociação entre os agentes. Dessa forma, o agente que recebeu a poluição / externalidade, poderia pagar para que o poluidor reduzisse seu nível de emissão. Contudo, as negociações dependem de como estão estabelecidos os direitos de propriedade.

Pearce (2002a) aponta ainda que uma extensão do mecanismo de imposição de impostos seria aquilo que ficou conhecido como “dividendo duplo”. Enquanto que Pigou se concentrou na determinação de um imposto ótimo para se internalizar os danos gerados pela ação do poluidor, o dividendo duplo propõe que as receitas advindas desse imposto sejam também utilizadas para redução de outras distorções na economia<sup>13</sup>.

Dentre as formas de mitigação aqui apresentadas, aquelas que têm tido destaque ultimamente são as licenças negociáveis, representadas principalmente pelo Protocolo de Quioto, e os limites de emissão. A experiência com os limites de emissões de poluentes é bem detalhada em Freeman III (2002), onde o autor conclui

---

<sup>12</sup> As dificuldades apontadas pelos autores residem justamente no fato de se conseguir determinar um ponto ótimo de degradação e de se ter um mercado sem restrições para essas licenças.

<sup>13</sup> É importante ressaltar que o autor enfatiza que a destinação dessas receitas não necessariamente precisam ser alocadas em distorções relacionadas ao meio ambiente.

que as políticas públicas que se pautam no estabelecimento de limites físicos de emissões perdem em eficiência, uma vez que não se está trabalhando na margem. Em outras palavras, a política de comando e controle que estabelece limites de emissões de poluentes tem como premissa um nível de poluição ou dano ambiental que seria considerado “aceitável”, e não necessariamente um nível “ótimo”. A distinção entre esses dois níveis é importante, pois o nível ótimo só pode ser atingido quando os danos marginais se igualam aos benefícios marginais, ou de outra forma, quando o benefício marginal líquido é nulo. Contudo, a determinação desses benefícios e, sobretudo, dos danos marginais não é trivial, de modo que a política de comando e controle pode ser considerada como uma boa segunda alternativa.

A experiência com as licenças negociáveis é aqui representada pelo Protocolo do Quioto, que fora negociado e firmado por mais de 150 países em 1997. Pelo texto do Protocolo, estipula-se um teto de emissões equivalente a aproximadamente 95% das emissões observadas em 1990 para os países desenvolvidos (incluídos no “Anexo A”). Tais reduções devem ser atingidas entre 2008 e 2012.

Existem três mecanismos por meio dos quais os países do Anexo A podem compensar ou reduzir suas emissões: Implementação Conjunta<sup>14</sup>, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e Comércio de Emissões de Gases do Efeito Estufa<sup>15</sup>.

---

<sup>14</sup> A implementação Conjunta permite negociações entre dois países desenvolvidos, por meio das quais um país pode adquirir unidades de redução de emissão (URE), decorrentes de projetos que resultaram em uma redução das emissões em outro país.

<sup>15</sup> O comércio de emissões se refere a políticas baseadas em mercados de licenças a poluir. Esse mecanismo permite que países membros negociem entre si as cotas de emissões autorizadas pelo Protocolo de Quioto.

Cabe aqui ressaltar que a demora para que o Protocolo de Quioto entrasse em vigor, em virtude da relutância dos Estados Unidos e Rússia de aderirem ao acordo, abriu espaço para mercados alternativos de créditos de carbono, denominados mercados voluntários. Assim, a negociação de créditos de carbono hoje também é realizada na *Chicago Climate Exchange*, o principal mercado voluntário de créditos de carbono. Timilsina *et al* (2006) afirmam que a construção de PCH's constitui uma atividade interessante do ponto de vista de geração de créditos de carbono via MDL, uma vez que, com geração de até 30 MW, seus efeitos na substituição de combustíveis fósseis e energias não-renováveis seriam positivos.

Conforme afirma Leão (2008), o Brasil ocupa atualmente o terceiro lugar em número de atividades de projetos aprovados no MDL, com aproximadamente 10% do total, e também a terceira posição em termos de redução de emissões projetadas, com 5% do total mundial.

Recentemente tem sido foco de análise a eficácia das políticas públicas de mitigação dos efeitos e prevenção do Aquecimento Global. Cline (2004), analisa três políticas distintas, entre elas o Protocolo de Quioto, a definição de uma taxa ótima de carbono e, uma taxa sobre emissão de carbono derivada do conceito de *Value-at-Risk* (VaR). A distinção entre as duas últimas visões é que a determinação de uma taxa ótima, do ponto de vista social, necessariamente tem de ser aquela que maximiza o bem estar social (em termos de valor presente), enquanto que a segunda visão, considera o valor que estaria em risco, em termos de danos à sociedade, ponderado pelas probabilidades de cenários de aquecimento global. Resumidamente, a relação benefício / custo para cada uma dessas políticas seria 1.77 (Protocolo de Quioto), 2.12 (taxa ótima) e 3.82 (VaR), indicando que todas são viáveis e trazem benefícios superiores a seus custos em termos de valor presente.

Contudo, o autor conclui que a política que determina um imposto sobre as emissões determinado pela visão de *Value-at-Risk* é aquela que traz maior benefício líquido.

Com relação ao Protocolo de Quioto, diversas críticas tem surgido questionando sua eficiência e até mesmo sua eficácia. Conforme argumenta Hasselmann *et al* (2003), uma vez que o período de permanência do gás carbônico na atmosfera é longo (aproximadamente 100 anos), a resposta climática do planeta é orientada pelo estoque de  $CO_2$  mais do que pelo seu fluxo. Conseqüentemente, as políticas de mitigação de danos ambientais devem ser orientadas para o longo prazo. Os autores defendem que o efeito do Protocolo de Quioto numa escala de tempo mais longa é desprezível. Nordhaus (2007, pp.25-26) afirma que o preço do crédito de carbono deve ser único entre os diversos países e setores. Sendo assim, o comércio de créditos de carbono, segundo as normas do Protocolo de Quioto, seria ineficiente, uma vez que abre exceções e exclui países de suas negociações. Ponto de vista semelhante é defendido por Peixoto (2008). Este último autor argumenta ainda que o comércio de carbono seria benéfico do ponto de vista privado para os países incluídos no Anexo A, uma vez que haveria uma diferença de ganho maior para aqueles países que possuem maior diferença entre o custo interno de abatimento em relação ao preço de mercado dos créditos de carbono. O autor ressalta ainda que o mecanismo não seria vantajoso do ponto de vista social, uma vez que há distorções no mecanismo, como por exemplo o *hot air*, nome dado aos créditos gerados principalmente por países da ex-União Soviética a um custo marginal zero, pois advém do fato de que a atividade econômica daqueles países hoje é inferior àquela do período da medição inicial.

Em uma análise entre diferentes instrumentos de mitigação de danos ambientais McKibbin e Wilcoxon (2002) argumentam que como ainda há muita incerteza e efeitos distribucionais potencialmente grandes, as políticas públicas baseadas puramente em instrumentos econômicos não são viáveis. Por um lado, permissões negociáveis tenderiam a ser ineficientes, e por outro lado, as taxas sobre emissões apresentam dificuldades políticas sobre sua implementação. Caplan, Ellis e Silva (1999) argumentam ainda que há países ou regiões que podem observar benefícios líquidos com os efeitos do Aquecimento Global. Desta forma, é de se esperar que não haja um comportamento cooperativo entre diversos países, o que dificultaria qualquer política pública conjunta entre esses países.

O relatório IPCC (2007, pp. 56-62) afirma que não há uma única tecnologia que possa prover todo o potencial de mitigação para um setor. Dessa forma, para que se alcance o potencial de mitigação dos danos do Aquecimento Global seria necessário utilizar diversas políticas e tecnologias conjuntamente. O Quadro 3 resume as principais tecnologias e políticas de mitigação, restrições e oportunidades.

**Quadro 3 – Principais tecnologias e políticas de mitigação, restrições e oportunidades.**

Setor	Principais tecnologias e práticas atualmente disponíveis	Políticas, medidas e instrumentos ambientalmente efetivos	Principais restrições e <b>oportunidades</b> (destacadas em negrito)
Oferta de energia	Substituir carvão por gás, plantas nucleares, energias renováveis (solar, eólica, hídrica, etc), biogás	Redução dos subsídios a combustíveis fósseis, impostos sobre tais combustíveis ou sobre <i>CO<sub>2</sub></i>	Interesses podem dificultar a substituição de combustíveis
		Subsídio para tecnologias que utilizem energia renovável; obrigação de utilizar energia renovável	<b>Criação de mercados para tecnologias de baixa emissão</b>

Fonte: IPCC (2007).

**Quadro 3 – Principais tecnologias e políticas de mitigação, restrições e oportunidades (continuação)**

Setor	Principais tecnologias e práticas atualmente disponíveis	Políticas, medidas e instrumentos ambientalmente efetivos	Principais restrições e <b>oportunidades</b> (destacadas em negrito)
Transporte	Veículos mais eficientes ou híbridos; diesel menos poluente; biocombustíveis; mudança do modal rodoviário para ferroviário; maior utilização de veículos não motorizados	Limites de emissão de $CO_2$	Cobertura parcial da frota de veículos limitaria a efetividade
		Impostos sobre a compra e utilização de veículos; cobrança por estacionamento e utilização de vias públicas	Efetividade tenderia a cair conforme a elevação da renda
Construções	Iluminação eficiente e iluminação; equipamento de aquecimento e ar-condicionado mais eficientes; utilização de fluidos alternativos para os sistemas de refrigeração e reaproveitamento de fluidos	Determinação de padrões	Revisão periódica
		Códigos de construção e certificações	Pode ser difícil a coersão. <b>Atrativo para novos prédios</b>
		Liderança do setor público	<b>A compra por parte do governo pode expandir a demanda por produtos energeticamente eficientes</b>
		Incentivos para companhias de serviços energéticos	<b>Fator de sucesso: Acesso a financiamento de terceiros</b>
Indústria	Equipamentos elétricos mais eficientes; reciclagem de materiais; controle de GEE's	Padrões de eficiência; subsídios; créditos tributários	<b>Pode ser apropriado para estimular utilização de novas tecnologias.</b>
		Permissões negociáveis	A estabilidade de preços é importante para investimentos
		Acordos voluntários	Metas claras; cooperação entre indústria e governo
Agricultura	Desenvolvimento de grãos com maior armazenamento de carbono; restauração de solos degradados; técnicas de produção de arroz que evite emissão de metano; melhores técnicas de fertilização para evitar emissão de óxido nitroso.	Incentivos financeiros e regulamentações para melhor uso do solo; utilização eficiente de fertilizantes.	<b>Pode incentivar sinergia com desenvolvimento sustentável e reduzir vulnerabilidade.</b>
Florestas	Manejo florestal; reflorestamento; reduzir desmatamento; utilização de produtos florestais para substituir combustíveis fósseis	Incentivos financeiros para aumentar a área de florestas; regulamentação do uso da terra	Falta de investimento é uma restrição. <b>Pode aliviar a pobreza.</b>
Resíduos	Captura de metano; incineração de resíduos com produção de energia; aterros;	Incentivos financeiros para gestão eficiente de resíduos	<b>Pode difundir novas tecnologias</b>
		Incentivos a energias renováveis ou cotas	Disponibilidade de combustíveis fósseis de baixo custo
		Regulamentação da gestão de resíduos	Mais eficaz quando aplicado em nível nacional

Fonte: IPCC (2007).

Como se pode observar no quadro acima, o setor energético desempenha um papel importante na mitigação dos danos ambientais, seja de forma direta, seja de forma indireta em outros setores.

## CAPÍTULO 3

### Setor Elétrico: caracterização

#### 3.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro

Os primeiros empreendimentos no setor elétrico brasileiro datam dos últimos anos do Império quando a industrialização incipiente e a urbanização criaram um ambiente propício para o desenvolvimento do segmento. As iniciativas foram tímidas e ocorreram ao mesmo tempo em que a inovação tecnológica era introduzida nos Estados Unidos e na Europa. Especificamente, o primeiro investimento elétrico no Brasil foi em 1879 e serviu para a iluminação interna da estação central da ferrovia Dom Pedro II ou estação Central do Brasil na cidade do Rio de Janeiro. Outros pequenos empreendimentos foram realizados, sendo a característica principal deles o fato de utilizarem dínamos acionados por locomóveis (GOMES *et. al*, 2002).

Os empreendimentos voltados para a utilidade pública tiveram início a partir de 1880. Com o crescimento do número de estabelecimentos industriais aumentou a demanda por energia elétrica. De modo geral pequenas usinas eram instaladas e forneciam eletricidade para indústrias e outras empresas, sendo o excedente energético aproveitado em pequenas redes de distribuição implantadas por seus proprietários. Essas redes se expandiram pelas regiões vizinhas, motivando em algumas ocasiões a expansão da potência instalada das usinas.

Desse modo, em 1889 a primeira usina hidrelétrica foi instalada no país, com a finalidade de fornecer iluminação pública. Trata-se da usina Marmelos-Zero,

construída no rio Paraibuna, no município de Juiz de Fora – MG. A usina contava inicialmente com potência de 250kW (FERREIRA *et al*, 2000).

Segundo Borges (2006), a evolução do setor elétrico brasileiro pode ser dividida em quatro fases bem delimitadas. A primeira fase vai do final do século XIX até o pós-guerra e caracteriza-se pelos investimentos privados, inclusive com a participação de capital estrangeiro. Contudo, é importante salientar que durante o período da Grande Guerra, e até 1947, o país passa por um momento de crise no setor energético, devido à escassez de investimento estrangeiro e à baixa produção de equipamentos para as centrais hidrelétricas.

A segunda fase caracteriza-se pelo investimento público. Dois fatores influenciaram essa mudança, sendo um a promulgação do Código das Águas de 1934, quando o Estado assumiu o poder concedente dos direitos de uso de qualquer curso ou queda d'água. O outro fator que contribuiu para essa mudança foi a natureza dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica, que passaram a ter uma escala demasiadamente grande para os padrões da época, de modo que os custos por vezes tornavam-se incompatíveis com a percepção de risco do setor privado. É durante a segunda fase que se tem grande expansão do setor elétrico. O marco dessa fase é a construção de Furnas e o modelo de sistema em desenvolvimento ganha consistência com a fundação da Eletrobrás em 1962.

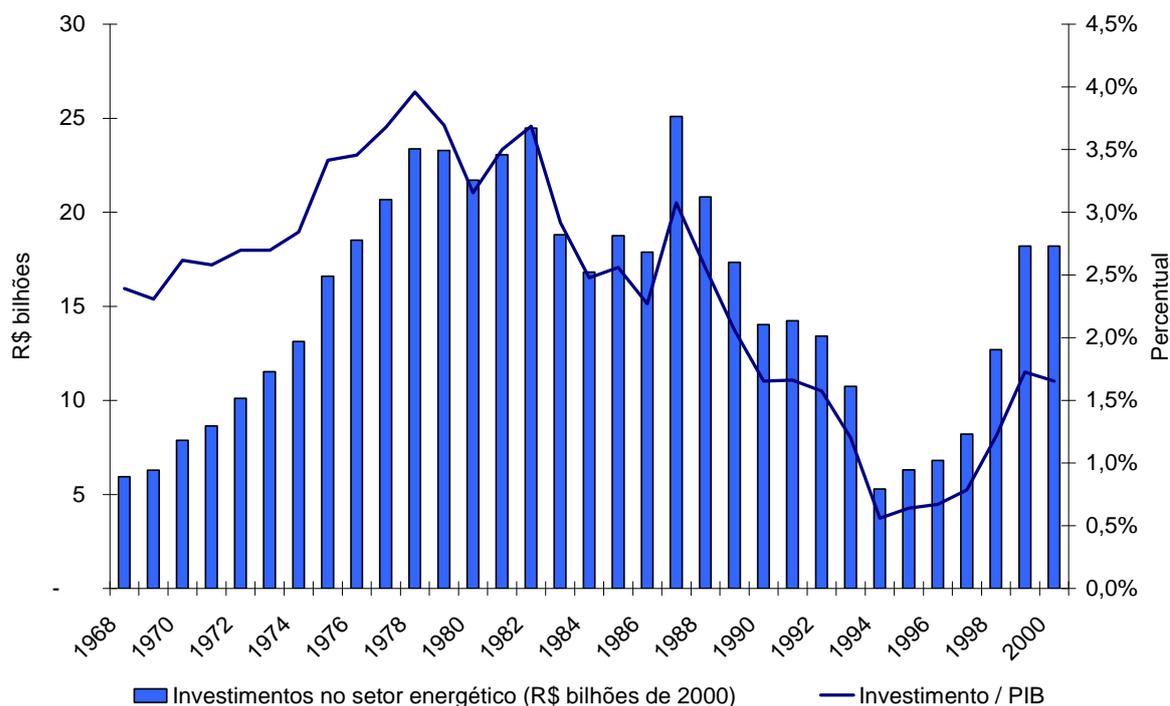
A década de 60 é marcada pela criação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Eletrobrás, sendo a última formada por quatro empresas de âmbito regional (Furnas, CHESF, Eletrosul e Eletronorte) e por duas de âmbito estadual (Light e ESCELSA). A década seguinte é marcada tanto pelo início das obras de Itaipu, bem como por pressões por preservação ambiental, desencadeadas principalmente pela Conferência Mundial do Meio Ambiente e do Bem Estar Social

de 1972. Ainda nos anos 70, com a primeira crise do Petróleo (1973), houve forte movimento de migração de energias oriundas de combustíveis fósseis para demais fontes de energia. Dessa forma o governo incentivou a utilização de energia hidrelétrica em indústrias eletrointensivas que outrora utilizavam combustíveis oriundos do petróleo (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 2001). A implementação de grandes projetos ocorreu nos anos 80. Em 1982 entra em operação a hidrelétrica binacional de Itaipu. Em 1985 entra em operação a usina termonuclear de Angra dos Reis.

A terceira fase do desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro caracteriza-se pela privatização. Como demonstra Baer (2002) o modelo de financiamento utilizado para os investimentos em infra-estrutura, que era baseado no endividamento do Estado e na captação de recursos por tributação, encontrava-se esgotado com as diversas crises de liquidez da década de 80. Pêgo Filho, Cândido Júnior e Pereira (1999) argumentam que o modelo de financiamento utilizado para os investimentos nos setores de infra-estrutura durante meados do século passado se baseou no crédito externo. Com isso, se observou uma grande elevação dos investimentos até o início da década de 80. A partir de então, após a segunda crise do Petróleo, não havia crédito internacional abundante como antes e os investimentos, tanto no setor energético como nos demais segmentos de infra-estrutura, foram bastante reduzidos.

Desde o início da década de 80 um longo período de crise fiscal, conjugado com elevado grau de endividamento das estatais – responsáveis pelo setor energético, e uma política antiinflacionária que impedia o aumento das tarifas cobradas pelo setor elétrico, fizeram os investimentos na matriz energética serem reduzidos de forma drástica. O Gráfico 12 ilustra essa redução.

**Gráfico 12 – Evolução dos investimentos e geração de energia**



Fonte: Lima (2005)

O período mais crítico da série analisada foi na metade da década de 1990, quando os investimentos caíram a menos de 1% do PIB entre 1994 e 1997. Esse período coincide com o final da segunda fase de investimentos no setor elétrico. Desse modo, a alternativa para suprir a necessidade de investimentos nos setores de infra-estrutura, entre eles o setor elétrico, foi a privatização, seguindo as recomendações do Consenso de Washington, do final dos anos 80 (LIMA, 2005).

No Brasil o processo de privatização começou na primeira metade da década de 90 com o Plano Nacional de Desestatização (PND). O setor energético, no entanto, só observou a privatização na segunda metade da década passada, período em que os investimentos começaram a crescer novamente, como se pode observar no Gráfico 12. É importante ressaltar que mesmo com o processo de privatização, o Estado continua com um papel importante a partir do momento em que existem falhas de mercado a serem corrigidas, e o governo estabelece políticas

que visam melhorar o desempenho dos serviços de infra-estrutura (BANCO MUNDIAL, 1994). A lógica do novo modelo previa a instituição de marco regulatório e posterior privatização das distribuidoras. Depois de garantida a solvência das compradoras de energia se passaria para a privatização das geradoras. No entanto esse processo não foi observado. Resistências políticas interromperam a implementação do modelo, sendo essa uma das causas da crise energética de 2001, conhecida como “Apagão”.

Após essa crise as autoridades do setor focaram seus esforços na construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e Termoelétricas, uma vez que essas apresentam menor prazo de construção. Contudo, como afirma Tolmasquim (2005), esses investimentos não necessariamente são os que apresentam menor custo para a sociedade, uma vez que não são grandes o suficiente para garantir ganhos de escala em sua construção e operação.

De forma sucinta, a reforma do setor elétrico durante a terceira fase fez surgir novas funções e criou novas entidades. Destaca-se a criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia vinculada ao MME e reguladora do setor; o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), criado para operar, supervisionar e controlar a geração e a transmissão de energia elétrica; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia), empresa regulamentada pela ANEEL onde se processam a contabilização e liquidação do mercado de curto prazo (BORGES, 2006).

A quarta e última fase do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro surge após o Apagão de 2001. A partir de então passa a vigorar um modelo baseado nas Parcerias Público-Privadas. Nesse novo modelo surge a busca por uma forma de financiamento inovadora, que pudesse substituir os altos desembolsos por parte do

Estado, numa estrutura comumente denominada *Project finance*, calcada exclusivamente no fluxo de caixa do projeto (LIMA, 2005).

### **3.2 Evolução da capacidade de geração**

A expansão da capacidade de geração de energia elétrica esteve sempre ligada ao desenvolvimento do país, principalmente ao desenvolvimento do setor industrial. Como argumenta Tolmasquim (2005), historicamente a elasticidade-renda da demanda da energia elétrica é superior a 1. Especificamente no período que compreende as décadas de 1970-80, a elasticidade observada foi de 1,37. O próprio autor revela que essa é uma elasticidade padrão para esse tipo de serviço e que no Brasil essa tendência só não foi observada no ano de 2001, devido à crise energética.

Como foi mostrado na seção anterior, os investimentos no setor elétrico no Brasil tiveram início no final do século XIX. Segundo Gomes *et al* (2002), entre 1883 e 1890 houve uma elevação de 178 vezes na capacidade instalada, chegando a 10.850 kW. Desses, 53% eram referentes à energia hidrelétrica.

Até a virada do século XIX registrava-se a existência de 10 unidades geradoras de energia elétrica, com potência instalada de 12.085 kW. Como revela o Centro de Memória da Eletricidade no Brasil (1988), naquela época ainda predominava a energia termelétrica no Brasil. Müller (1995) faz uma análise histórica do desenvolvimento das hidrelétricas no Brasil. Segundo esse estudo, em 1901 aproximadamente 31% da energia elétrica gerada no país eram oriundas de fontes hidráulicas.

Como visto na seção anterior, a partir de então o país passa a observar com maior intensidade os investimentos em geração e distribuição de energia, em grande parte em decorrência do desenvolvimento do setor industrial brasileiro. Desse modo, se tornava importante que os investimentos tivessem maior capacidade instalada. A conjunção desse fato com o potencial hidráulico brasileiro orientou os investimentos no setor por décadas seguintes.

O potencial hidráulico é estimado por meio da fórmula de energia potencial, como segue:

$$(1) \quad EP = M \text{ (massa)} \times g \text{ (gravidade)} \times h \text{ (altura)}$$

Seguindo a fórmula acima, se estima o potencial hidráulico utilizando valores médios de precipitação bem como valores médios da altura da superfície terrestre (em relação ao nível do mar). Com isso, se chega a um potencial hidráulico do planeta da ordem de 200 mil TWh/ano. Esse valor é irrealista, uma vez que desconsidera uma parcela inacessível desse volume de água, além de evaporação. Há ainda perda no processo de geração de energia elétrica. Considerando ainda as condições locais de aproveitamento (topografia, regime de chuvas e tecnologia, por exemplo) e do tempo de operação das máquinas (a média de operação é de 40% do tempo), o potencial tecnicamente aproveitável está na ordem de 10 mil a 20 mil TWh/ano (EPE, 2005).

Tolmasquim (2005) chega a valores aproximados para o cálculo de potencial hidráulico do mundo. Os valores ilustrados pelo autor estão descritos na Tabela 3.

**Tabela 3 – Potencial Hidráulico do Mundo (TWh/ano)**

País	Recurso Total (A)	Potencial Tecnicamente Aproveitável (B)	(B) / (A)	% mundo
China	5.920	1.920	32,4%	13,4%
Rússia	2.800	1.670	59,6%	11,6%
<b>Brasil</b>	<b>3.040</b>	<b>1.488</b>	<b>48,9%</b>	<b>10,3%</b>
Canadá	1.289	951	73,8%	6,6%
Congo	1.397	774	55,4%	5,4%
Índia	2.638	660	25,0%	4,6%
Estados Unidos	4.485	529	11,8%	3,7%
Indonésia	2.147	402	18,7%	2,8%
Peru	1.578	260	16,5%	1,8%
Noruega	600	200	33,3%	1,4%
Colômbia	1.000	200	20,0%	1,4%
Japão	718	136	18,9%	0,9%
Suécia	176	130	73,9%	0,9%
Itália	340	105	30,9%	0,7%
França	200	72	36,0%	0,5%
Alemanha	120	26	21,7%	0,2%
<b>Países Selecionados</b>	<b>28.448</b>	<b>9.523</b>	<b>33,5%</b>	<b>66,2%</b>
<b>TOTAL MUNDO</b>	<b>40.704</b>	<b>14.379</b>	<b>35,3%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Tolmasquim (2005), pg. 13.

Como se pode observar na Tabela 3, o Brasil é o terceiro país com maior potencial tecnicamente aproveitável atrás apenas de China e Rússia. Considerando o potencial hidrelétrico, ou seja, o quanto do potencial hidráulico que pode ser convertido em energia elétrica, Tolmasquim (2005) argumenta que os países desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico superior à dos demais países, sendo que esses nunca apresentam taxas inferiores a 45% do potencial hidrelétrico. O Brasil apresenta um potencial hidrelétrico estimado em 260 GW, sendo que 68% foram inventariados e apenas 24% implementados (EPE, 2005).

Dessa forma, se observou no Brasil desde o início do século passado uma tendência de investimento no setor elétrico voltado para o aproveitamento do potencial hidrelétrico do país. A tabela 4 abaixo ilustra o desenvolvimento da matriz elétrica do Brasil.

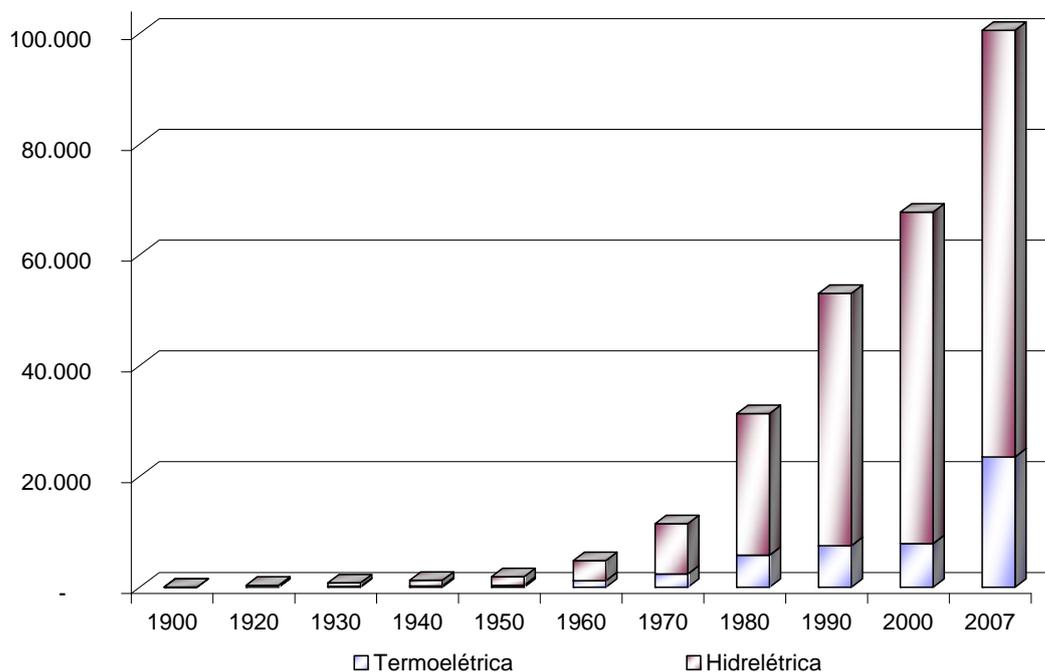
**Tabela 4 – Evolução da Matriz Elétrica do Brasil (KW)**

Ano	Termoelétrica		Hidroelétrica		TOTAL	Fonte
	KW	%	KW	%		
1900	6.585	54,5	5.500	45,5	12.085	Müller, 2005
1920	77.600	22,2	272.004	77,8	349.604	Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988
1930	148.752	19,1	630.050	80,9	778.802	
1940	234.531	18,9	1.009.346	81,1	1.243.877	
1950	346.800	18,4	1.535.700	81,6	1.882.500	
1960	1.158.100	24,1	3.642.000	75,9	4.800.100	
1970	2.372.000	20,7	9.088.000	79,3	11.460.000	
1980	5.768.000	18,4	25.584.000	81,6	31.352.000	
1990	7.492.000	14,1	45.558.000	85,9	53.050.000	
2000	7.860.000	11,6	59.853.000	88,4	67.713.000	Fernandes <i>et al</i> (2001)
2007	23.512.408	23,4	77.025.406	76,6	100.537.814	ANEEL (Banco de Informação de Geração, disponível em <a href="http://www.aneel.gov.br/15.htm">www.aneel.gov.br/15.htm</a> )

Fonte: elaboração própria.

Cabe ressaltar que dentro da fonte termoelétrica encontram-se geradoras que utilizam combustíveis diversos, como gás natural, carvão mineral e até mesmo as usinas term nucleares. Outras fontes de energia, como energia eólica e a solar foram desconsideradas na Tabela 4, uma vez que a implantação delas ainda é muito recente e de acordo com a ANEEL em 2007 as fontes alternativas somavam 247.070 MW, ou seja, aproximadamente 0,25% da potência instalada (EPE, 2008). O Gráfico 13 ilustra os dados supracitados, facilitando a visualização da evolução da matriz elétrica brasileira.

**Gráfico 13 – Evolução da Matriz Elétrica do Brasil (Potência instalada MW)**



Fonte: Muller (2005), Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (1988), Fernandes *et al* (2001) e EPE (2005).

O Gráfico 13 ilustra o forte crescimento da fonte hidrelétrica no Brasil, sobretudo a partir da década de 1960, quando o país experimentou forte crescimento econômico pautado em planejamento que considerava o setor energético como estratégico para o crescimento de longo prazo.

Também se pode observar que entre os anos 1980 e 2000 as termoeletricitàs não tiveram grande incremento na sua capacidade. De fato, em 1980 a capacidade oriunda de termoeletricidade era de 5.768 MW, enquanto que em 2000 a capacidade era de 7.860 MW. Cabe destacar que praticamente 2.000 MW, ou seja, quase toda a capacidade adicionada a essa fonte de energia no período, refere-se a energia termonuclear (Angra 1 com 657 MW e Angra 2, com 1.350 MW).

### 3.3 A questão ambiental no setor elétrico

A questão ambiental começou a ganhar força no Pós-guerra, se intensificando a partir da década de 1970 com a crise do petróleo. Conforme Mueller (2007, pg. 130) descreve, foram três os principais eventos que influenciaram a inserção do aspecto ambiental na análise econômica.

Primeiramente, a acentuação da poluição nos países desenvolvidos. Isso ocorreu devido à expansão industrial na Europa, Estados Unidos e Japão no Pós-guerra. O segundo evento foi a crise do petróleo, em 1973. Com a crise houve um aumento das dúvidas a respeito da viabilidade do consumo intensivo e por tempo indeterminado de recursos naturais não-renováveis. Por fim, o terceiro evento se refere ao relatório do Clube de Roma, publicado em 1972 sob o título de *The Limits to Growth*. Segundo seus autores, a continuidade do crescimento demográfico e econômico nos padrões observados até a década de 1970 implicaria que fossem atingidos ou ultrapassados, em prazo consideravelmente curto, limites físicos, impostos por restrições de recursos naturais ou de capacidade de resiliência do meio ambiente. É importante ressaltar, como faz o autor, que o relatório foi mal recebido por economistas, uma vez que as previsões catastróficas ainda precisavam de embasamento científico sólido. Contudo, o documento foi fundamental para uma reflexão e pesquisa maior sobre o tema.

No Brasil, no entanto, a relação entre o meio ambiente e o setor elétrico data de algumas décadas antes do primeiro evento descrito por Mueller (2007, pg. 130). Como aponta Müller (1995, pg. 46), em 1927 o Estado de São Paulo editava a Lei nº 2.250 determinando que obras nas barragens paulistas tivessem escadas de peixes para garantir a subida de certas espécies ao longo do curso do rio para sua

reprodução. Por outro lado, em 1934 era assinado o Código das Águas, por meio do qual o Estado passava a intervir no setor elétrico diretamente ao assumir o poder concedente dos direitos de uso de qualquer curso ou queda d'água. Posteriormente, em 1938, o Código de Pesca estabelecia preceitos para garantir a migração reprodutiva de peixes em rios represados. Por mais que ainda não houvesse preocupação explícita com a questão ambiental – segundo Müller (1995) a preocupação era garantir a atividade econômica pesqueira – este ato estabelecia o direito de propriedade sobre as águas (recurso natural), caracterizando assim uma intervenção direta sobre o meio ambiente.

Somente na década de 1970 é que se observou maior sensibilidade ambiental no Brasil, inclusive no setor elétrico. Isso coincide com a criação da SEMA<sup>16</sup> (Secretaria Especial de Meio Ambiente). Em suma, até a década de 1970 prevalecia a visão de que o país tinha de se desenvolver a qualquer custo. Ao longo desses anos, aumentaram as pressões de grupos ambientalistas, bem como de parcelas da população afetadas por danos ambientais. Somente a partir da década seguinte o governo brasileiro se mostra mais ativo na questão ambiental, editando uma série de leis explicitamente voltadas para o meio ambiente. Assim foi editada a Lei nº 6.938/81 que definiu a Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA).

A redação original da PNMA descreve como objetivo da Política “a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições de desenvolvimento socioeconômico, aos interesses de segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana”. A PNMA também delegava à SEMA (posteriormente ao IBAMA) a atividade de

---

<sup>16</sup> Esta fora substituída pelo IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) em 1989.

estabelecer normas e critérios de licenciamento, controle de poluição e danos ambientais e outros.

Como demonstra Freitas (2003), a Resolução CONAMA<sup>17</sup> 001/86 determinou a necessidade de realização de estudos de impactos ambientais (EIA) e posterior elaboração de relatório de impacto ambiental (RIMA), demonstrando a preocupação da sociedade quanto aos impactos de projetos, inclusive de obras de geração de energia elétrica, sobre o meio ambiente.

Um ano depois o CONAMA publicou a Resolução nº. 006/87, que dispõe regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte. Posteriormente, em 1998, a Lei de Crimes Ambientais (Lei nº. 9.605) destaca a obrigatoriedade de licenciamento e dispõe sobre penas relacionadas a atividades nocivas ao meio ambiente.

### *3.3.1 Impactos ambientais da geração de energia elétrica*

Sabe-se que fontes diferentes de energia geram impactos distintos sobre o meio ambiente (externalidades). Enquanto hidrelétricas geram danos ambientais e sociais praticamente irreversíveis por meio do alagamento de extensas áreas e desvios de rios, que entre outros danos também podem promover a remoção de populações ribeirinhas, as geradoras termoelétricas poluem a atmosfera no processo de queima de combustível, e eventualmente poluem rios e lagos quando os resíduos da queima são removidos com uso de água.

Sobre externalidades oriundas da geração de energia elétrica, Tolmasquim (2000), destaca: danos causados à biodiversidade; aos recursos históricos e

---

<sup>17</sup> CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente. Órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, instituído pela Lei 6.938/81 (Lei do PNMA), e regulamentado pelo Decreto nº 99.274/90.

culturais (pelos alagamentos decorrentes das hidrelétricas); danos causados em decorrência das emissões atmosféricas de óxido de enxofre e material particulado e aquecimento global causado pelas emissões de dióxido de carbono (ambos no caso de termelétricas).

Tendo em vista que há necessidade de se atender à demanda de energia elétrica para gerações futuras, já que o processo de crescimento econômico e desenvolvimento implica um consumo crescente de energia, a meta a ser alcançada é garantir o desenvolvimento sustentável, considerando a premissa de sustentabilidade ambiental forte<sup>18</sup>. Em outras palavras, a meta que se procura atingir é garantir o abastecimento energético das gerações futuras sem comprometer a capacidade delas de atenderem suas outras necessidades, uma vez que o processo de geração de energia implica danos ambientais que podem ser de difícil reversão.

Sobre esse aspecto, Avetisyan, Bayless e Gnuni (2006) analisam por meio de um modelo de programação linear qual seria a expansão ótima de um sistema energético em desenvolvimento. Mais precisamente sobre centrais hidrelétricas, os autores afirmam que existem dois fatores que podem dificultar a análise convencional (do ponto de vista privado) da relação custo-benefício da construção de novas fontes geradoras. O primeiro fator advém do fato de existirem externalidades negativas sobre a construção de hidrelétricas, pois estas geram impactos significativos por meio da alteração de cursos de rios, alagamentos, perda de solo útil para atividade produtiva, remoção de contingente populacional e outros. Como numa economia de mercado sem intervenção governamental não há compensação do setor privado responsável pela hidrelétrica sobre esses danos,

---

<sup>18</sup> Sustentabilidade ambiental forte, conforme definido por Mueller (2007, pg. 136), se refere à corrente de pensamento que defende a possibilidade de substituição restrita entre as diversas formas de capital.

uma análise custo-benefício do ponto de vista privado poderia gerar resultados que não são ótimos do ponto de vista social.

O outro fator é interno, apesar de estar relacionado às externalidades do primeiro fator. Tendo em vista que a construção de hidrelétricas gera externalidades negativas sobre a sociedade e meio-ambiente, se uma sociedade decidir construir suas hidrelétricas pelo caminho de expansão ótimo determinado pelo modelo de programação linear, os primeiros empreendimentos construídos seriam justamente aqueles que apresentariam as melhores relações de custo-benefício. Dessa forma, a decisão de construir uma hidrelétrica hoje impacta nos custos de se construir outra no futuro. Em outras palavras, a construção de hidrelétricas no presente, aumenta o custo de novas hidrelétricas no futuro, uma vez que estas seriam aquelas que apresentam relações de custo-benefício menos vantajosas.

Isto posto, fica evidenciado que a atividade geradora de energia elétrica causa também externalidades. Como argumenta Pearce (2002a), uma vez que economias de mercado não garantem a maximização de bem-estar social na presença de economias externas, a intervenção seria justificada. Uma das formas de intervenção é o chamado princípio do poluidor pagador (PPP), segundo o qual o agente gerador da externalidade passa a assumir o ônus de sua atividade, internalizando assim o efeito de sua ação sobre terceiros.

Freitas (2003) faz uma descrição detalhada dos impactos ambientais da atividade de geração de eletricidade sobre os meios físico, social e biológico. Tolmasquim (2000) faz uma segregação próxima, porém mais simples, das externalidades oriundas da atividade de hidrelétricas e termelétricas. Segregando esses impactos por fontes hídricas e térmicas, os Quadros 4 a 9 resumem os

impactos da geração de energia sobre o meio ambiente conforme delimitação proposta por Freitas (2003).

**Quadro 4 – Impactos ambientais de hidrelétricas sobre meio físico**

Fase do projeto	Origem	Impacto	Receptor
Construção	Abertura de acessos por máquinas e tratores	Ruído, acidentes, efeitos à saúde decorrente de emissões aéreas	População em geral (moradores e trabalhadores)
	Abertura de acessos	Efeitos sobre a geomorfologia e solos: fraturas, rupturas, escorregamentos, intensificação de processos erosivos, aparecimento de ravinas	População em geral e vida selvagem
	Locais de empréstimos e depósito de resíduos da obra	Perda de áreas cultiváveis	Agricultura
	Emissões por veículos	Mudança na qualidade do ar	População em geral e vida selvagem
Operação	Alteração do curso principal da água, que passa do regime lótico para o lântico <sup>19</sup>	Alterações na bacia hidrográfica, alterações no regime a montante, elevação dos níveis dos lençóis subterrâneos, aumento da evapotranspiração potencial e comprometimento da qualidade da água.	Rios e a própria bacia hidrográfica
		Alteração dos cursos navegáveis	Navegação
		Perda nos usos múltiplos dos recursos hídricos como controle de cheias, irrigação, assoreamento dos reservatórios	População local
		Alterações climáticas	
	Barragem e reservatório	Alagamento de áreas cultiváveis	Agricultura

Fonte: Freitas (2003)

<sup>19</sup> O regime lótico é caracterizado por águas correntes enquanto que o lântico, águas paradas.

**Quadro 5 – Impactos ambientais de hidrelétricas sobre meio biológico**

Fase do projeto	Origem	Impacto	Receptor
Construção	Abertura de acessos por máquinas e tratores	Devastação da floresta no local da obra com perda futura de produção	Floresta e vida selvagem
		Destruição do habitat natural e alteração da cadeia alimentar	Vida selvagem
	Locais de empréstimos e depósito de resíduos da obra	Perda temporária do crescimento das florestas	Florestas
		Perda do habitat natural	Ecosistema terrestre
Operação	Alteração do curso principal da água, que passa do regime lótico para o lântico	Perda do habitat natural, rompimento da cadeia alimentar, extinção de algumas espécies da fauna e flora do local – alteração da biodiversidade	Peixes (vida aquática de modo geral), vegetação, vida terrestre e alada
		Mudança na qualidade da água: eutrofização (proliferação de algas e macrófitas flutuantes, alterando o odor e sabor da água) e acidificação, estratificação do meio aquático (níveis de temperatura, luz e sólidos em suspensão/depositados)	Rios, população em geral e vida aquática
	Barragem e reservatório	Com o alagamento, a biomassa submersa nos reservatórios passam a ser decompostas, emitindo gases de efeito estufa como dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ), metano (CH <sub>4</sub> ) e óxido nitroso (NO), alterando a qualidade do ar e mudança do clima	População local
		Perda de material genético e da biodiversidade	Biodiversidade
		Perda do habitat	Fauna aquática e terrestre

Fonte: Freitas (2003)

**Quadro 6 – Impactos ambientais de hidrelétricas sobre o meio socioeconômico**

Fase do projeto	Origem	Impacto	Receptor
Construção	Utilização da infra-estrutura	Sobrecarga na infra-estrutura local como saneamento, abastecimento de água, saúde e outros	População local
	Locais de empréstimos e depósito de resíduos da obra	Alteração da área de lazer	
		Alteração da beleza cênica	
Operação	Alteração do curso principal da água, que passa do regime lótico para o lêntico	Mudança da beleza cênica com destruição de cachoeiras	População em geral
		Proliferação de doenças	
	Barragem e reservatório	Remoção e reassentamento de núcleos urbanos e rurais, população ribeirinha e isolada	População local
		Desarticulação das atividades econômicas	
		Impactos sobre a infra-estrutura urbana: captação da água, saneamento e outros	
		Alagamento da infra-estrutura atingindo estradas, pontes, núcleos urbanos e rurais, rede elétrica e telecomunicações	População em geral
Perda de bens arqueológicos, históricos e paisagístico	Recursos culturais e arqueológicos		

Fonte: Freitas (2003)

**Quadro 7 – Impactos ambientais de termelétricas sobre meio físico**

Meio físico	Impacto	Receptor
Geologia/geomorfologia	Destruição e degradação ambiental nas regiões produtoras de carvão	Solo, vegetação e paisagem
Hidrologia/hidrogeologia	Emissão de efluentes líquidos	Qualidade da água, vida aquática
	Redução da captação e elevação da temperatura da água – sistema de resfriamento	
	Elevação da acidez e assoreamento dos cursos d' água – extração mineral	
Clima	Emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa (variação da temperatura média do planeta, degelo parcial das calotas polares e elevação dos níveis dos oceanos)	Qualidade do ar, vida aquática, terrestre e humana
	Emissão de particulados	

Fonte: Freitas (2003)

### Quadro 8 – Impactos ambientais de termoeletricas sobre meio biológico

Meio biológico	Impacto	Receptor
Fauna	Emissão de gases nocivos e particulados	Matas e água
Flora	Emissão de gases nocivos e particulados	Biodiversidade
	Extração mineral	

Fonte: Freitas (2003)

### Quadro 9 – Impactos ambientais de termoeletricas sobre meio socioeconômico

Meio físico	Impacto	Receptor
Dinâmica populacional	Vazamentos de oleodutos e gasodutos	População local
	Emissões de poluentes aéreos – doenças respiratórias (no caso do carvão – “pulmão negro”) ou dermatológicas	
Alteração da organização espacial da região	Emissão de poluentes aéreos – SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> (chuva ácida)	Agricultura, atividade pesqueira e pecuária, turismo

Fonte: Freitas (2003)

## 3.4 Emissão e captura de GEE's na geração de eletricidade

A atividade de geração de energia elétrica evoluiu concomitantemente ao desenvolvimento da economia brasileira. Essa evolução acompanhou não só os aspectos econômicos e sociais, uma vez que novos investimentos no setor eram necessários para suprir as necessidades de uma sociedade cada vez mais urbanizada e um país cada vez mais industrializado, mas também acompanhou aspectos tecnológicos e ambientais, uma vez que foram sendo observadas fontes cada vez mais eficientes, e que por este motivo, demandaram cada vez menos recursos naturais.

Uma das externalidades mais discutidas atualmente quando se fala em geração de energia elétrica é o efeito que essa atividade causa sobre o Aquecimento Global. Como descrito no capítulo anterior, o Aquecimento Global é consequência direta da elevação da concentração de gases do efeito estufa na

atmosfera, sendo os principais gases causadores desse efeito o metano e o dióxido de carbono.

A produção de energia, num conceito mais amplo<sup>20</sup>, é a atividade humana que mais contribui para a emissão de GEE's, com 57% das emissões (SCARPINELLA, 2002 pp. 38). No caso brasileiro, dados referentes ao inventário nacional de emissões antrópicas de GEE's indicam que, entre 1990 e 1994, a principal fonte de emissão dos gases do efeito estufa foram as mudanças no uso do solo e desmatamento, com aproximadamente 75% das emissões do período. O setor energético responde por 23% das emissões brasileiras no período supracitado (MCT, 2004b). É importante ressaltar que, as emissões de gás metano provenientes dos reservatórios de hidrelétricas não foram incluídas no inventário, uma vez que apresentaram grande variabilidade.

Seguindo a segregação da matriz elétrica brasileira apresentada na tabela 4, o Brasil tinha em 2007 aproximadamente 23,4% de sua energia elétrica oriunda de termoelétricas, e o restante oriundo de hidrelétricas. Dentro da energia termoelétrica se pode classificar as geradoras conforme o combustível utilizado. Existem termoelétricas movidas a combustíveis fósseis (diesel e gás natural), movidas a combustíveis renováveis (biomassa e biogás), e há ainda aquelas movidas a energia nuclear. Entre aquelas termoelétricas comumente encontradas no Brasil, destacam-se aquelas movidas a diesel, gás natural e nuclear. Apesar de as termoelétricas movidas a energia renovável (*i.e.* biomassa e biogás) constituírem uma alternativa interessante para a geração de energia elétrica, a geração a partir dessas fontes em larga escala conta com a necessidade de adequação de toda uma infra-estrutura de suporte. Além disso, é mais difícil disseminar uma nova tecnologia quando o

---

<sup>20</sup> Inclui não só a energia elétrica, mas também a obtenção de energia para aquecimento e transporte.

mercado de energia está distorcido por incentivos à energia de fontes não-renováveis (REIS e CUNHA, 2006 pp.86).

Entre geradoras termoelétricas convencionais, as que apresentam menor quantidade de emissão de gases do efeito estufa são aquelas movidas a gás natural. Apesar de ser dióxido de carbono o principal gás emitido por tais termoelétricas, as emissões ocorrem em baixo nível. No caso brasileiro, as usinas movidas a carvão mineral apresentam maior concentração de óxidos de enxofre em relação aos demais particulados emitidos para a atmosfera, mas são também essas as usinas que mais emitem dióxido de carbono. As usinas movidas a derivados de petróleo, apresentam alta emissão de óxidos de carbono entre seus particulados, mas ao se analisar especificamente as emissões de dióxido de carbono, observa-se que elas estão um pouco abaixo do nível de emissões das usinas movidas a carvão mineral (REIS e CUNHA, 2006 pp.83). Gabetta, Tiago Filho e Pamplona (2008) apresentam parâmetros de emissão de  $CO_2$  em uma unidade termoelétrica em função do combustível utilizado. Os parâmetros estão descritos na Tabela 5.

**Tabela 5 – Emissões de  $CO_2$  em termoelétricas em função do combustível<sup>21</sup>**

Combustível fóssil	$TCO_2$ / MWh
Gás Natural	0,491
Óleo Combustível	1,018
Diesel	0,975
Propano	0,552
Carvão Mineral	1,069

Fonte: Gabetta, Tiago Filho e Pamplona (2008)

A menor contribuição das termoelétricas a gás natural para o Aquecimento Global em relação àquelas movidas a carvão mineral decorre do fato de que a

---

<sup>21</sup> É importante ressaltar que os parâmetros de emissões de  $CO_2$  podem variar conforme a tecnologia utilizada na usina.

energia dessas provém da oxidação do carbono, que gera  $CO_2$ . Por outro lado, nas geradoras a gás natural existe a contribuição do hidrogênio, gerando  $H_2O$  (ALVIM *et al*, 2007a).

As alternativas que utilizam biomassa e biogás para a geração de eletricidade merecem atenção especial. Diversos estudos consideram que tais alternativas apresentam contribuição negativa para as emissões antrópicas de gases do efeito estufa. Na verdade, não se pode dizer que ocorre uma captura de GEE's. Como revela Meneguello e Castro (2007), especificamente para o caso da biomassa oriunda da cana-de-açúcar, a geração de eletricidade por meio desse combustível auxilia a mitigação de GEE's pela substituição de combustíveis fósseis e gás natural. Os autores definem quatro grupos de fluxos para ilustrar as emissões de gases do efeito estufa:

- 1) Emissões associadas à fixação do carbono por meio da fotossíntese e à sua liberação por oxidação. Admite-se que esse fluxo é nulo, pois todo o carbono fixado seria posteriormente liberado pela produção de cana-de-açúcar e sua utilização final como etanol e bagaço;
- 2) Fluxos associados ao uso de combustíveis fósseis no processo de produção de todos os insumos agrícolas e industriais para o processo de produção de cana e etanol. Esses fluxos seriam negativos, aumentando as emissões;
- 3) Fluxos não associados ao uso de combustíveis fósseis, principalmente óxido nitroso e metano. Esses fluxos também são negativos; e
- 4) Fluxos denominados virtuais, que correspondem às emissões de GEE's que ocorreriam na ausência do bagaço excedente em substituição aos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica.

Esses fluxos são positivos, mitigando as emissões antrópicas de GEE's.

Sobre as termoelétricas movidas a biogás, destacam-se as alternativas que visam utilizar o gás metano oriundo de aterros sanitários. O biogás é formado pela decomposição de resíduos orgânicos e o metano ( $CH_4$ ) é um de seus principais componentes, e um dos principais gases causadores do Efeito Estufa. Uma vez que as geradoras queimam o gás metano oriundo da decomposição de tais resíduos, há uma mitigação da contribuição antrópica para as emissões de GEE's. Por esse motivo essa alternativa é comumente denominada sustentável. Contudo, estudo realizado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), que visava quantificar o potencial de geração de energia elétrica e de reduções de dióxido de carbono, concluiu que, não só o potencial de utilização dos aterros para geração de energia elétrica é limitado<sup>22</sup>, como também sua viabilidade financeira depende de um preço elevado da energia elétrica (MCT, 2004a). Conclusão semelhante foi alcançada por Vanzin *et al* (2006), que ao fazer uma simulação de viabilidade econômica para geração de eletricidade em um aterro sanitário ressalta que, desconsiderando as receitas de créditos de carbono, essa alternativa só seria viável com preços da energia da ordem de US\$ 0,075 / KWh. A título de comparação, na época daquele estudo, o preço da energia no Brasil estava em torno de US\$ 0,060 / KWh.

A alternativa de se construir centrais termoelétricas nucleares por muito tempo foi descartada por ambientalistas, que ainda sentiam o receio de que acidentes como os ocorridos em Three Miles Island e, principalmente, Chernobyl pudessem se repetir. Contudo, devido à crescente preocupação com a questão do Aquecimento Global, abre-se novamente a discussão sobre usinas nucleares.

---

<sup>22</sup> O potencial médio de municípios com mais de um milhão de habitantes é 19,5MW. Esse número é significativamente inferior para municípios entre 500 mil e um milhão de habitantes, 2 MW, e para municípios com população entre 200 mil e 500 mil, de apenas 1 MW. (MCT, 2004a)

Ocorre que, apesar de apresentarem o problema do resíduo nuclear, essas usinas não emitem poluentes para a atmosfera. Assim, como afirma (ALVIM *et al*, 2007a), as usinas nucleares seriam na verdade mitigadoras das emissões antrópicas de GEE's, uma vez que outras alternativas de geração de energia apresentariam algum nível de emissão desses gases.

Uma diferença crucial entre as hidrelétricas (PCH e UHE) e termoelétricas (UTE) no que se refere à emissão de GEE's é que UHE's e PCH's emitem tanto metano como dióxido de carbono, enquanto que UTE's emitem predominantemente o último gás<sup>23</sup>. Sabe-se que por um lado há emissão de gás metano oriundo pela decomposição de matéria orgânica existente no ambiente aquático. Por outro lado, existem também sumidouros de  $CO_2$  nos reservatórios de hidrelétricas. Como ressalta ANEEL (2002) a fotossíntese converte o dióxido de carbono em compostos orgânicos, mas ao mesmo tempo a respiração libera  $CO_2$  ao longo da cadeia alimentar. A depender das atividades relativas pode haver difusão ou absorção de dióxido de carbono atmosférico. Sabe-se ainda que a fotossíntese diminui sensivelmente à noite, devido à falta de luz, mas a respiração continua. Por isso devem ser investigadas não apenas as emissões diurnas mas também as noturnas. Além disso, é importante destacar que a emissão de gases do efeito estufa a partir de reservatórios varia conforme a região em que ela está localizada.

A emissão de metano nas hidrelétricas ocorre de diversas formas. Uma delas é a ebulição e difusão do gás pela superfície do reservatório. A ebulição pode ser interpretada como uma formação de bolhas de gás que conseguem ultrapassar a

---

<sup>23</sup> Há a emissão de outros gases, inclusive relacionados ao Aquecimento Global em ambas as fontes de energia elétrica. Contudo, tendo em vista à influência dos diversos gases e seus respectivos níveis de emissão, para a presente análise são considerados apenas metano e dióxido de carbono.

barreira do termoclino<sup>24</sup>, e depende sobretudo da profundidade da água. A difusão é importante nos primeiros anos, pois as populações bacterianas aumentam implicando a oxidação de qualquer metano que se difunda nessa camada em  $CO_2$  antes de atingir a superfície. As emissões de superfície também são mais significativas nos primeiros anos após o enchimento, uma vez que a matéria orgânica que estava disposta no fundo do reservatório diminui na medida em que é exaurida, e nos anos seguintes haverá carbono somente a partir de fontes renováveis (FEARNSIDE, 2005).

A origem do carbono para formação do metano nas represas é explicada sobretudo pela vegetação herbácea. A madeira de árvores submersas não é considerada uma fonte significativa de carbono para formação de metano, uma vez que a matéria se decompõe de forma muito lenta sob condições anaeróbicas. O fenômeno da variação do nível do reservatório pode expor periodicamente uma grande área alagada, onde cresce no período seco vegetação herbácea, que consome dióxido de carbono na sua fase de crescimento, e emite metano quando o nível sobe. Nesse sentido, as represas não raramente são consideradas como “fábricas de metano” (FEARNSIDE, 2008).

É importante distinguir ainda as emissões de metano entre emissões a jusante e a montante. As emissões a montante ocorrem sobretudo pela ebulição e difusão, como foi descrito acima. As emissões a jusante ocorrem principalmente pela queda d'água, com a abertura das turbinas. Isso ocorre porque abaixo da barreira do termoclino há um estoque de metano que está em equilíbrio, uma vez que a pressão impede que esse gás rompa a barreira. Contudo, quando a água passa pela turbina e é lançada a jusante, a pressão cai repentinamente e o gás é rapidamente emitido

---

<sup>24</sup> A barreira do termoclino é uma barreira de estratificação por temperatura que separa a água do fundo do reservatório, que é rica em metano, da superfície, que está em contato com o ar.

para a atmosfera. Uma analogia que pode ser feita para compreender esse fenômeno é a abertura de uma garrafa de refrigerante: o gás da bebida está preso no recipiente a uma certa pressão, mas quando se abre a garrafa ou lata a pressão interna cai rapidamente, liberando o gás.

Como detalhado em Lima *et al* (2008), os ambientes em que são construídas as represas das hidrelétricas possuem grande influência no nível de emissões de metano. Conforme argumentam os autores, as emissões a montante em regiões tropicais são de 5 a 15 vezes mais elevadas que em regiões temperadas. As estimativas dos autores apontam para uma emissão total de aproximadamente 21,8 milhões de toneladas de metano a partir de represas de hidrelétricas, conforme detalhado na Tabela 6.

**Tabela 6 – Emissão anual de Metano a partir de reservatórios hidrelétricos no Brasil (mil t  $CH_4$ )**

	Emissão média	Desvio padrão (+/-)	Participação
Montante	1.657	0.145	7,6%
Jusante	20.100	2.421	92,4%
TOTAL	21.757	2.566	100%

Fonte: Lima *et al* (2008)

As emissões de dióxido de carbono, por sua vez, ocorrem pela decomposição da vegetação herbácea que cresce no reservatório. Contudo, como defende Fearnside (2005), esse dióxido de carbono estaria apenas sendo reciclado e não pode ser computado como uma adição às emissões líquidas, uma vez que as plantas retiram esse gás da atmosfera pela fotossíntese. Isso é mais evidente em áreas alagadas não muito profundas, com maior incidência de luz. O autor argumenta ainda que a emissão de  $CO_2$  advém principalmente da decomposição aeróbica da biomassa de árvores mortas em áreas alagadas. A dinâmica de emissão de GEE's a de reservatórios de hidrelétricas é apresentado na Figura 2.

**Figura 2 – Balanço de carbono nos reservatórios**



Fonte: [http://www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama\\_cont.html](http://www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama_cont.html)

Com tudo isso, as emissões oriundas de reservatórios de hidrelétricas ainda são alvo de críticas, sejam pelos diferentes métodos pelos quais podem ser mensuradas, sejam pelas dificuldades implícitas de sua mensuração acurada. Tanto é assim que no primeiro Inventário Nacional de Emissão de Gases do Efeito Estufa, as emissões de metano dos reservatórios hidrelétricos foram desconsiderados, uma vez que houve grande variação nos resultados encontrados (MCT, 2004b). Quando se analisam as emissões de  $CO_2$ , observam-se também grandes variações de resultados para estudos em mesma localidade, surgindo inclusive resultados que indicam absorção de carbono. Não obstante, a análise de emissões adicionais de um reservatório hidrelétrico tem de ser feita com base na comparação das emissões do ambiente natural antes da construção da barragem. A partir dessa comparação surge o conceito de emissões líquidas, conforme destaca Santos (2006).

Por fim, se pode resumir as fontes e sumidouros de GEE's no sistema de geração de energia elétrica conforme o Quadro 10.

**Quadro 10– Fontes e sumidouros de GEE's por fonte geradora de eletricidade<sup>25</sup>**

Fonte	Emissão	Captura
Termoelétrica nuclear	Não há	Não há
Termoelétrica a gás	Emite $CO_2$ a partir da queima do gás	Não há
Termoelétrica a derivados de petróleo	Emite $CO_2$ a partir da queima de combustível fóssil	Não há
Termoelétrica a carvão vegetal	Emite $CO_2$ a partir da queima de combustível fóssil	Não há
Termoelétrica a biogás	Emite $CO_2$ a partir da queima de $CH_4$	Queima $CH_4$
Termoelétrica a biomassa	Emite $CO_2$	Não há
Hidrelétrica	Emite $CO_2$ e $CH_4$	Potencial captura de $CO_2$

Fonte: elaboração própria

O Quadro 10 traz uma síntese de como a geração de energia elétrica, segundo as fontes mais usuais e discutidas no Brasil, se relaciona com o Efeito Estufa. É importante frisar que não estão relacionados efeitos indiretos, como no caso da biomassa, que teria um balanço nulo na sua emissão de  $CO_2$ , uma vez que o carbono emitido durante a queima do combustível seria capturado na fase de crescimento da plantação (MACEDO *et al*, 2004). No capítulo seguinte serão analisadas as estimativas de emissões por unidade de eletricidade gerada por fonte geradora, e extrapolando esses parâmetros para todo o parque gerador do país, se chega às estimativas de emissões de GEE's no sistema elétrico brasileiro.

<sup>25</sup> Considerando somente a fase de operação da usina geradora.

## CAPÍTULO 4

### Contribuição líquida da matriz elétrica brasileira

#### 4.1 Método

Como foi demonstrado nos capítulos anteriores, a geração de energia elétrica produz diversas externalidades, entre elas a emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa. Há certo consenso a respeito das emissões oriundas de usinas termoelétricas conforme o combustível utilizado. Contudo, ainda há discussões que envolvem as emissões de hidrelétricas.

As usinas hidrelétricas emitem basicamente dois dos gases do efeito estufa: metano e dióxido de carbono. O primeiro ocorre em decorrência da decomposição de matéria orgânica no ambiente aquático e pode ser maior ou menor dependendo do tratamento prévio dado à área inundada e também conforme a vegetação típica da região onde se encontra o reservatório. O segundo gás, o dióxido de carbono, é alvo de questionamentos, pois estudos revelam que pode haver tanto captura como emissão deste gás.

Quando se analisam as emissões de uma matriz de geração de eletricidade é importante ter em mente, entretanto, não somente as emissões brutas, mas também deve ser computada a captura que pode haver nos reservatórios hidrelétricos. Não obstante, também devem ser consideradas as emissões do sistema natural pré-inundação dos reservatórios, ou seja, devem ser deduzidas das emissões de hidrelétricas, o nível de GEE's emitido antes da inundação da área do reservatório.

Há também quem considere o conceito de “emissões líquidas” como sendo as emissões brutas deduzidas das emissões evitadas em virtude de uma composição

mais limpa de geradores de energia. Nesse sentido, *Alvim et al (2007a)* estima as emissões evitadas pela utilização de termoelétricas movidas a energia nuclear e também pelas hidrelétricas.

O cálculo das emissões líquidas da matriz elétrica brasileira é feito no presente estudo da seguinte forma: inicialmente, consideram-se as emissões das termoelétricas, conforme os combustíveis utilizados. Esse cálculo é realizado tendo como base a quantidade de combustível consumido na geração de eletricidade a cada ano. Em seguida, consideram-se as emissões de hidrelétricas. Nesse ponto, discutem-se as emissões de metano e de gás carbônico, bem como a captura deste último gás.

Para tanto, utiliza-se a energia efetivamente gerada. Como foi descrito no capítulo 3, a produção de energia elétrica é capaz de produzir uma potência máxima, que é chamada de potência instalada. Assim, a instalação de 1 MW pode produzir em um ano uma quantidade de energia elétrica igual a 8.766 MWh (1MW X número de horas no ano). Contudo, nenhuma usina elétrica funciona com sua potência máxima o tempo todo. Ela deixa de funcionar para manutenções, por problemas mecânicos ou outros motivos. No caso brasileiro, há ainda as termoelétricas que foram construídas para serem utilizadas em épocas de secas, quando as hidrelétricas não forem suficientes para atender a demanda.

#### **4.2 Termoelétricas movidas a combustíveis fósseis**

As emissões de termoelétricas são estimadas com base na concentração de GEE's por unidade de combustível consumido e também pelo consumo de combustível para a geração de eletricidade. Esse método é bem detalhado em

Lucena (2005). O cálculo é simples e consiste em multiplicar o consumo de combustível, apresentado na tabela 7 a seguir, pelos coeficientes de emissão de carbono, apresentados na tabela 8.

**Tabela 7 – Consumo de combustível para geração de eletricidade (mil tep)**

Ano\Comb.	Gás Nat.	Carvão Vap.	Lenha	Óleo Diesel	Óleo Comb.	Gás de Coq.
1970	-	495	13	193	982	9
1971	-	519	13	169	1.364	9
1972	-	552	15	183	864	9
1973	-	487	16	187	1.110	11
1974	-	467	17	190	891	10
1975	-	451	18	203	929	12
1976	-	444	22	165	908	27
1977	-	569	22	153	999	31
1978	-	964	27	187	1.191	32
1979	-	808	29	290	1.067	36
1980	-	708	39	369	1.030	37
1981	-	965	49	466	918	48
1982	-	934	62	337	692	52
1983	-	722	87	359	658	61
1984	-	828	110	358	544	119
1985	-	989	138	418	622	114
1986	-	1.276	155	570	2.121	105
1987	-	1.038	174	922	1.326	72
1988	2	810	146	925	1.210	87
1989	69	1.091	113	650	920	113
1990	76	962	121	571	705	95
1991	82	1.134	119	572	768	117
1992	155	1.130	150	711	837	158
1993	158	1.032	171	628	783	166
1994	157	1.100	129	664	835	81
1995	187	1.306	125	944	854	78
1996	234	1.335	129	891	1.264	97
1997	259	1.588	140	1.200	1.190	90
1998	341	1.502	133	1.485	1.223	121
1999	592	2.283	139	1.930	1.924	185
2000	897	2.310	147	1.504	2.073	168
2001	2.092	2.291	112	1.660	2.135	181
2002	2.682	1.517	130	1.294	1.376	188
2003	2.592	1.578	121	1.600	658	132

Fonte: EPE (2008a)

**Tabela 7 – Consumo de combustível para geração de eletricidade (mil tep) – (continuação)**

Ano\Comb.	Gás Nat.	Carvão Vap.	Lenha	Óleo Diesel	Óleo Comb.	Gás de Coq.
2004	4.107	1.771	128	1.837	602	141
2005	4.022	1.890	127	1.895	697	139
2006	3.720	2.105	206	1.620	936	131
2007	3.152	1.931	171	1.445	1.245	234

Fonte: EPE (2008a)

**Tabela 8 – Coeficientes de emissão de carbono por fontes**

Fonte	(Kg C/tep)
Gás natural	691
Carvão Mineral	1.166
Lenha	1.473
Gás Coqueria	1.235
Óleo Diesel	913
Óleo Combustível	954

Fonte: Lucena (2005)

Dadas as informações das Tabelas 7 e 8, as emissões de  $CO_2$  por fontes podem ser obtidas pela multiplicação do consumo de combustível ano a ano pelo coeficiente de emissão de carbono de cada combustível. É importante ressaltar que essa medida é para a emissão apenas do carbono. Para se chegar às emissões de dióxido de carbono é ainda necessário multiplicar o resultado por 3,67 (razão entre massa do dióxido de carbono e o peso do carbono – 44/12). O resultado está descrito na Tabela 9.

**Tabela 9 – Emissões de  $CO_2$  a partir de termoeletricas por tipo de combustível (mil t  $CO_2$ )**

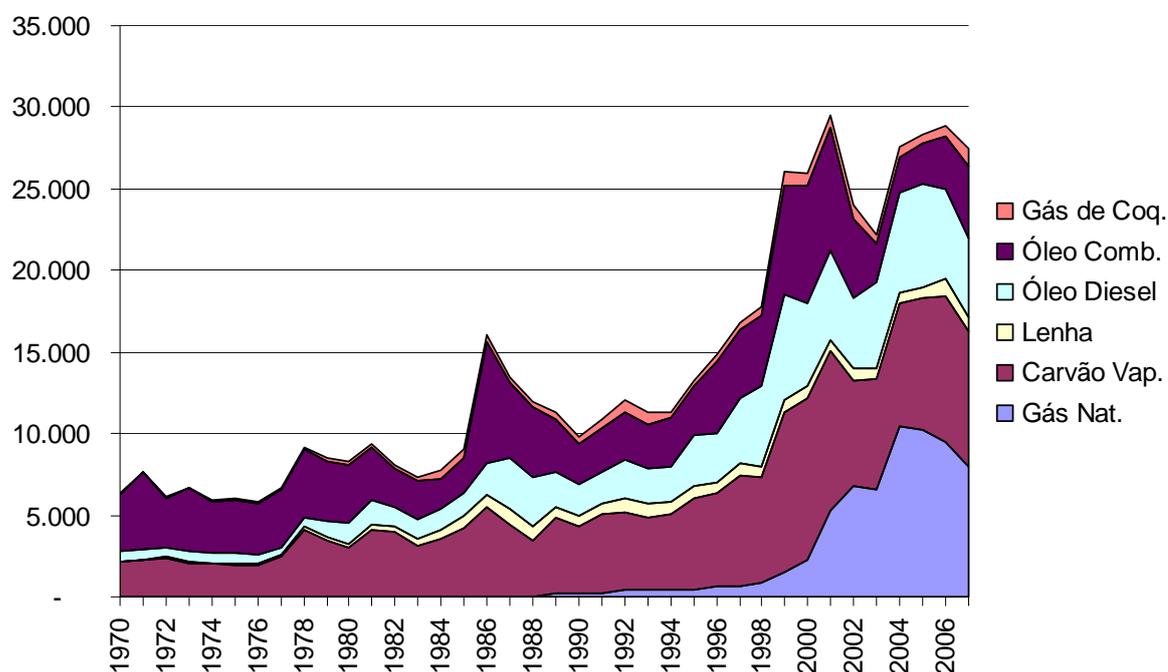
Ano \ Comb.	Gás Nat.	Carvão Vap.	Lenha	Óleo Diesel	Óleo Comb.	Gás de Coq.	TOTAL
1970	-	2.117	69	646	3.436	43	6.310
1971	-	2.221	72	565	4.772	43	7.672
1972	-	2.361	82	614	3.023	43	6.123
1973	-	2.084	87	626	3.883	49	6.728
1974	-	1.995	90	637	3.117	47	5.886
1975	-	1.929	99	680	3.249	56	6.013
1976	-	1.900	117	551	3.176	123	5.866
1977	-	2.433	119	511	3.494	140	6.698
1978	-	4.119	147	626	4.165	146	9.203
1979	-	3.455	154	970	3.731	163	8.474
1980	-	3.027	213	1.236	3.604	169	8.249
1981	-	4.124	266	1.558	3.210	216	9.375
1982	-	3.994	336	1.130	2.422	234	8.115
1983	-	3.086	469	1.202	2.301	276	7.334
1984	-	3.541	594	1.199	1.902	537	7.773
1985	-	4.229	745	1.400	2.176	516	9.065
1986	-	5.453	835	1.907	7.420	475	16.091
1987	-	4.437	937	3.087	4.640	325	13.425
1988	5	3.462	790	3.096	4.233	395	11.981
1989	176	4.666	609	2.176	3.219	512	11.358
1990	192	4.113	653	1.913	2.465	428	9.764
1991	208	4.848	641	1.915	2.686	529	10.829
1992	392	4.830	808	2.381	2.929	716	12.057
1993	400	4.412	922	2.102	2.737	753	11.326
1994	399	4.702	695	2.224	2.921	368	11.309
1995	475	5.585	674	3.160	2.989	354	13.237
1996	593	5.708	698	2.982	4.420	438	14.838
1997	655	6.789	758	4.017	4.162	409	16.790
1998	863	6.422	716	4.970	4.279	549	17.799
1999	1.499	9.762	753	6.460	6.729	839	26.041
2000	2.272	9.875	792	5.036	7.253	759	25.986
2001	5.301	9.793	608	5.558	7.467	817	29.545
2002	6.794	6.488	703	4.331	4.814	853	23.982
2003	6.566	6.746	655	5.357	2.301	596	22.221
2004	10.405	7.571	690	6.150	2.107	640	27.563
2005	10.191	8.079	688	6.344	2.437	629	28.369
2006	9.425	8.998	1.115	5.422	3.276	594	28.829
2007	7.987	8.257	921	4.836	4.356	1.060	27.418

Fonte: Lucena (2005) e EPE (2008a). Elaboração própria.

Da Tabela 9 nota-se que a emissão de  $CO_2$  a partir de termoeletricas movidas a combustíveis fósseis vem aumentando de forma consistente desde os anos 1970. Contudo, esse crescimento não é contínuo, sendo que há anos em que

ocorre uma redução nas emissões. Há duas causas essenciais para esse fenômeno. Primeiro, o consumo dos combustíveis é também uma função do preço destes. Assim, pode se notar que na metade dos anos 1980 há um pico nas emissões de GEE's por termoelétricas movidas a combustíveis fósseis, que pode ser atribuído tanto ao choque frio nos preços do petróleo e seus derivados, como também ao Plano Cruzado, que congelou os preços na época (Alvim *et al*, 2007a). Segundo, observa-se uma mudança na composição dos combustíveis utilizados para a geração de energia, sendo que nos últimos anos da série eleva-se a utilização de gás natural, combustível que emite menos dióxido de carbono por energia gerada. Esses efeitos ficam mais evidentes quando se observa o Gráfico 14.

**Gráfico 14 - Emissões de  $CO_2$  a partir de termoelétricas (mil t  $CO_2$ )**

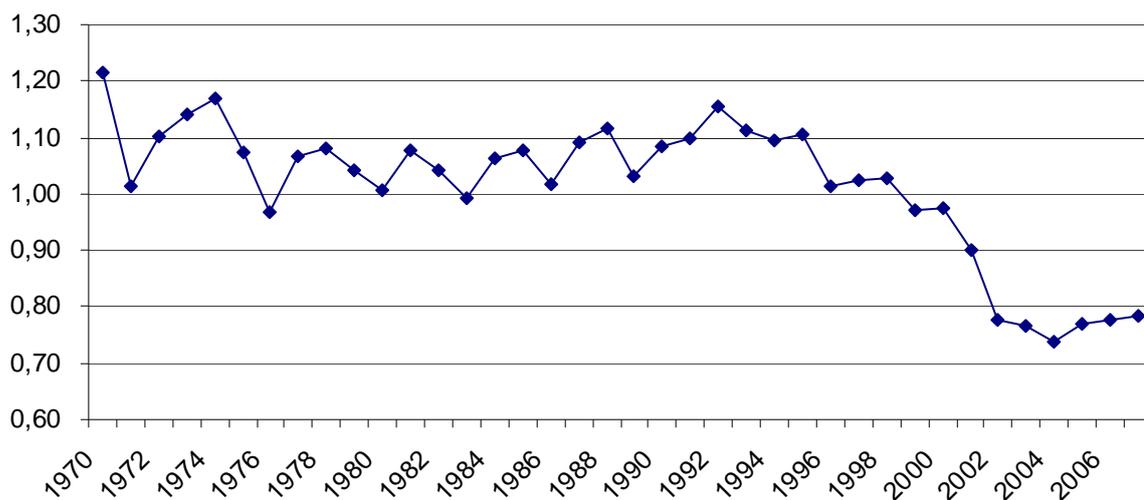


Fonte: Lucena (2005) e EPE (2008a). Elaboração própria.

Uma medida importante para verificar a eficiência das usinas termoelétricas é a razão entre emissão de  $CO_2$  e a energia gerada. A evolução dessa razão está

demonstrada no gráfico a seguir para as termoelétricas movidas pelos combustíveis até aqui analisados.

**Gráfico 15 – Emissão de  $CO_2$  por energia gerada em termoelétricas ( $tCO_2/MWh$ )**



Fonte: Lucena (2005) e EPE (2008a). Elaboração própria.

Pela análise do gráfico 15 acima, se observa que a partir dos anos 1990 passa a haver uma eficácia maior das usinas termoelétricas. Isso ocorre tanto em decorrência da maior participação do gás natural na matriz energética mas também a maior utilização das termoelétricas. Ocorre que algumas termoelétricas são mantidas em condição de funcionamento mesmo quando não geram energia elétrica (ou geram muito abaixo da potência instalada), implicando em perda de combustível e conseqüentemente queda da eficácia.

Para checar a consistência das estimativas, a Tabela 10 traz uma comparação das emissões de  $CO_2$  por unidade de energia gerada conforme o método aqui apresentado (para o ano de 2007) e outros estudos.

**Tabela 10 – Emissão de  $CO_2$  por unidade de energia gerada ( $g CO_2/kWh$ )**

Combustível	Estimado para 2007	Alvim <i>et al</i> (2007)	Gabetta, Tiago Filho e Pamplona (2008)	Tolmasquim (2000, p. 192)	Coelho, Paletta e Freitas (2000, pp.103-105)
Gás natural	515	477	491	465,5	ND
Óleo Comb.	768		1.018	900	ND
Óleo Diesel	771	807	975	675	990
Carvão Min.	1.391	1.174	1.069	919	1.320
Lenha	1.146	ND	ND	ND	ND
Gás de Coq.	1.271	ND	ND	ND	ND

Fonte: elaboração própria

Tendo em vista que a emissão de dióxido de carbono por unidade de energia elétrica gerada tende a variar ao longo do tempo e também em função da tecnologia utilizada e do teor calorífico do combustível utilizado, pode-se afirmar que as diferenças encontradas não são significativas.

### 4.3 Energia nuclear e eólica

Na presente seção são estimadas as emissões evitadas pela introdução de fontes de energia limpa, sob a perspectiva do Aquecimento Global. Devido ao estágio ainda muito incipiente de algumas dessas fontes, como biomassa, biogás e solar, são estimadas as emissões evitadas apenas para a energia nuclear e eólica.

O cálculo das emissões evitadas é realizado com base na hipótese de que a energia gerada por essas fontes seria substituída pela energia termoelétrica, mantendo-se a proporção de combustível consumido a cada ano. Esse método difere um pouco daquele utilizado em Alvim *et al* (2007a), na medida em que aquele estudo utiliza dados disponíveis no Balanço Energético 2006, que continha parâmetros de conversão de quantidades de combustíveis para *tep* diferentes daqueles apresentados no Balanço Energético 2008. Dessa forma, o cálculo das emissões evitadas está demonstrado na Tabela 11.

**Tabela 11 – Emissões de  $CO_2$  evitadas por eólicas e termonucleares**

	$tCO_2/MWh$ <sup>26</sup> (a)	Nuclear (MWh) (b)	Eólica (MWh) (c)	Emissões evitadas Nuclear ( $tCO_2$ ) (a)x(b)	Emissões evitadas Eólica ( $tCO_2$ ) (a)x(c)	Emissões evitadas total ( $tCO_2$ )
1984	1,06	1.643.000	-	1.748.131	-	1.748.131
1985	1,08	3.381.000	-	3.647.659	-	3.647.659
1986	1,02	144.000	-	146.251	-	146.251
1987	1,09	973.000	-	1.061.595	-	1.061.595
1988	1,12	608.000	-	679.392	-	679.392
1989	1,03	1.830.000	-	1.884.214	-	1.884.214
1990	1,08	2.237.000	-	2.426.169	-	2.426.169
1991	1,10	1.442.000	-	1.581.513	-	1.581.513
1992	1,15	1.759.000	-	2.031.373	-	2.031.373
1993	1,11	442.000	-	492.212	-	492.212
1994	1,10	55.000	-	60.291	-	60.291
1995	1,11	2.519.000	-	2.785.627	-	2.785.627
1996	1,01	2.427.000	2.000	2.456.729	2.024	2.458.754
1997	1,02	3.169.000	4.000	3.242.985	4.093	3.247.079
1998	1,03	3.265.000	5.000	3.353.867	5.136	3.359.003
1999	0,97	3.977.000	2.000	3.866.754	1.945	3.868.698
2000	0,97	6.046.000	1.000	5.892.065	975	5.893.039
2001	0,90	14.279.000	34.944	12.849.233	31.445	12.880.678
2002	0,78	13.836.000	61.000	10.724.676	47.283	10.771.959
2003	0,77	13.358.000	61.000	10.231.493	46.723	10.278.216
2004	0,74	11.611.000	61.000	8.555.888	44.950	8.600.837
2005	0,77	9.855.000	92.900	7.588.484	71.534	7.660.019
2006	0,78	13.754.100	237.000	10.695.212	184.292	10.879.503
2007	0,78	12.349.760	96.782	9.670.710	75.787	9.746.497
Emissões evitadas - 2000-2007 ( $tCO_2$ )				76.207.760	502.987	76.710.748
Emissões evitadas - 1984-2007 ( $tCO_2$ )				107.672.523	516.186	108.188.708

Fonte: Alvim *et al* (2007a) e EPE (2008a). Elaboração própria.

Como pode ser observado na Tabela 11, a energia nuclear evitou a emissão de aproximadamente 107,7 milhões de toneladas de  $CO_2$  entre 1984, ano em que Angra I entrou em operação, e 2007. A energia eólica, evitou a emissão de aproximadamente 516,2 mil toneladas de  $CO_2$  no mesmo período. O total de emissões evitadas é de 108,2 milhões de toneladas de  $CO_2$ . É importante notar que

<sup>26</sup> A relação de dióxido de carbono emitido por MWh considera as emissões e energia oriunda de termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

boa parte dessas emissões evitadas se concentra no período de 2000 a 2007: 76,2 milhões de toneladas referentes a termoeletricas e 502,9 mil toneladas referentes a eólicas, totalizando 76,7 milhões de toneladas de  $CO_2$  (ou quase 71% das emissões evitadas em todo o período analisado).

#### 4.4 Hidrelétricas

##### 4.4.1 Taxa de emissão de GEE's das hidrelétricas brasileiras

O cálculo das emissões de hidrelétricas brasileiras em operação foi realizado tendo como base as estimativas de MCT (2006), apresentadas na Tabela 12.

**Tabela 12 – Emissões de  $CO_2$  e de  $CH_4$  por Reservatórios de Hidrelétricas Brasileiras**

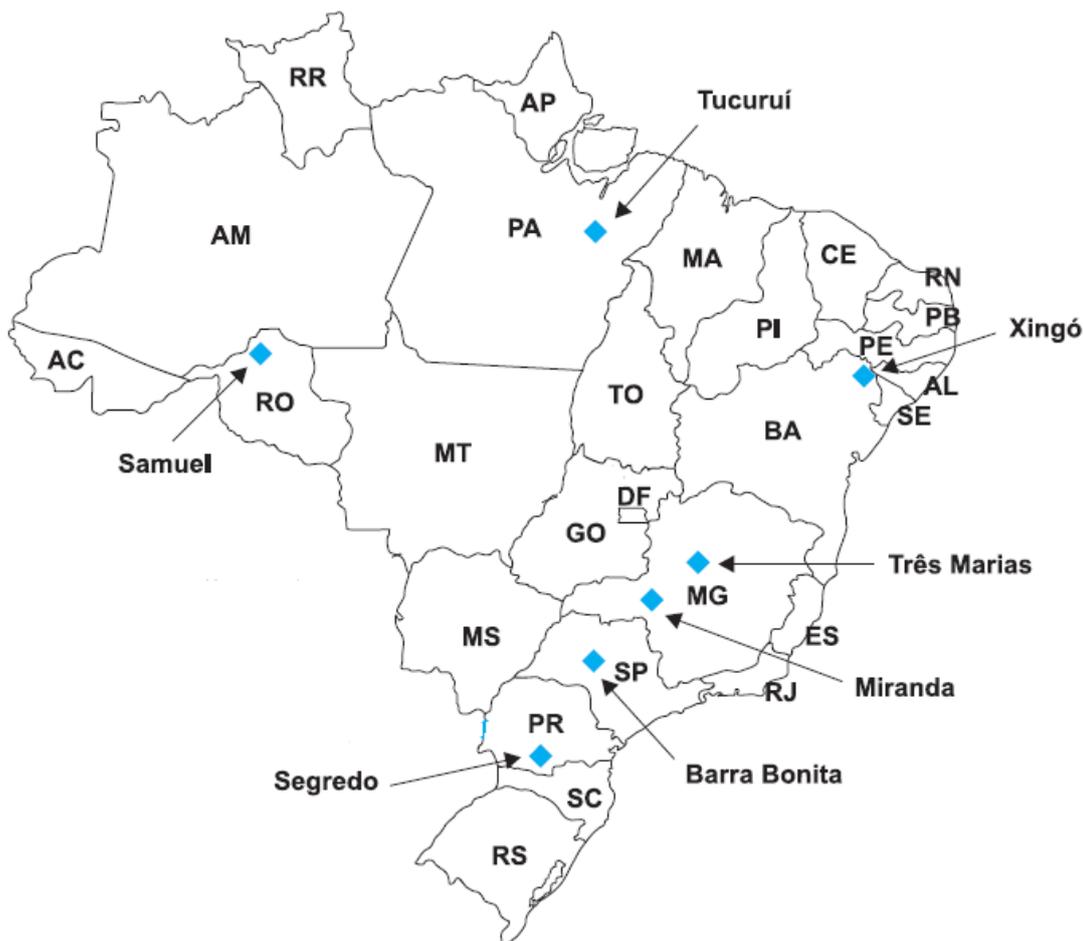
Hidrelétricas	Emissões médias (t/Km <sup>2</sup> /ano)		Região	Bioma
	$CH_4$	$CO_2$		
Miranda	56,26	1.601,62	Sudeste	Cerrado
Três Marias	71,64	407,71	Sudeste	Cerrado
Barra Bonita	7,62	1.454,53	Sudeste	Mata Atlântica
Segredo	3,20	983,68	Sul	Mata Atlântica
Xingó	14,63	2.240,37	Nordeste	Caatinga
Samuel	37,97	2.718,52	Norte	Amazônia
Tucuruí	39,92	3.093,38	Norte	Amazônia

Fonte: MCT (2006), elaboração própria

A escolha dos parâmetros acima é justificada pela possibilidade de ter medidas que representem de alguma forma boa parte da diversidade biológica e climática do país. As latitudes abrangidas vão de 2°S a 25°S, os biomas considerados estão listados na última coluna da Tabela 12 e as idades de inundação dos reservatórios também variam bastante (de um a vinte anos). Cabe ressaltar que os números se referem a emissões **médias**. Estão consideradas nessas estimativas taxas de absorção que foram encontradas para os reservatórios ao longo das

diversas medições realizadas, motivo pelo qual se pode dizer que se tratam de taxas de emissão líquida de GEE's. A Figura 3 aponta a localização das represas estudadas na Tabela 12.

**Figura 3 – Localização dos reservatórios de hidrelétricas estudados**



Fonte: MCT (2006)

Conforme demonstrado na Tabela 6, boa parte das emissões de metano oriundo de hidrelétricas ocorre a jusante, após a passagem da água pelas turbinas. Considerando que o estudo de MCT (2006) se baseia somente nas emissões a montante, ou seja, as emissões dentro do reservatório, é preciso multiplicar as emissões de metano para cada hidrelétrica apresentada na Tabela 12 pela relação

de  $(1/0,076)^{27}$  para se chegar à emissão total de metano pelas hidrelétricas. Desse modo se chega às seguintes taxas de emissão de GEE's:

**Tabela 13 - Emissões de  $CO_2$  e de  $CH_4$  por Hidrelétricas Brasileiras**

Hidrelétricas	Emissões médias (t/Km <sup>2</sup> /ano)			$CO_2$	Região	Bioma
	$CH_4$					
	Montante	Jusante	Total			
Miranda	56,26	719,79	776,05	1.601,62	Sudeste	Cerrado
Três Marias	71,64	916,51	988,15	407,71	Sudeste	Cerrado
Barra Bonita	7,62	97,54	105,17	1.454,53	Sudeste	Mata Atlântica
Segredo	3,20	41,00	44,20	983,68	Sul	Mata Atlântica
Xingó	14,63	187,20	201,83	2.240,37	Nordeste	Caatinga
Samuel	37,97	485,71	523,68	2.718,52	Norte	Amazônia
Tucuruí	39,92	510,65	550,56	3.093,38	Norte	Amazônia

Fonte: MCT (2006) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

Para se chegar às emissões de todo o sistema hidrelétrico do Brasil, o presente trabalho se valerá de uma média das taxas observadas na Tabela 13 para cada região do país. Para o Centro-Oeste, será utilizada a média das hidrelétricas de Miranda e Três Marias, por se tratarem de hidrelétricas que estão inseridas no mesmo bioma do Centro-Oeste (cerrado). Assim, as taxas de emissão de GEE's para cada região do país estão apresentadas na Tabela 14.

**Tabela 14 - Emissões médias de  $CO_2$  e  $CH_4$  por Hidrelétricas Brasileiras por Região**

Região	Emissões médias (t/Km <sup>2</sup> /ano)			
	$CH_4$			$CO_2$
	Montante	Jusante	Total	
Sudeste	45,18	577,95	623,13	1.154,62
Sul	3,20	41,00	44,20	983,68
Norte	38,94	498,18	537,12	2.905,95
Nordeste	14,63	187,20	201,83	2.240,37
Centro-Oeste	63,95	818,15	882,10	1.004,66
BRASIL	33,18	424,49	457,68	1.657,85

Fonte: MCT (2006) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

<sup>27</sup> Essa razão é retirada da Tabela 6, significando que 7,6% das emissões de metano das hidrelétricas se referem a emissões a montante.

É importante ressaltar que as taxas de emissões acima, apesar de poderem ser consideradas líquidas, uma vez que consideram potenciais absorções, ainda não desconsideram as emissões que seriam observadas na ausência dos reservatórios. Em outras palavras, caso não fossem construídos esse reservatórios, também poderiam ser observadas emissões de GEE's pelo ambiente natural. Assim, a diferença entre o nível de emissões antes e depois da construção de uma represa daria uma dimensão da contribuição de uma hidrelétrica para as emissões líquidas do sistema elétrico. Para se chegar ao conceito aqui pretendido é também importante considerar as emissões prévias.

Esse ajuste foi realizado no estudo de Santos (2006) para o caso do reservatório de Tucuruí. Das emissões do reservatório de Tucuruí apresentadas na Tabela 13 (com exceção das emissões a jusante), foram retiradas as emissões naturais pré-existentes à construção da represa e também as emissões brutas em áreas que eram fontes de GEE's. Dessa forma, o autor concluiu que as emissões brutas do reservatório superestimam as emissões líquidas em aproximadamente 99% para o metano e em cerca de 11% para o dióxido de carbono. É importante que se diga que essas estimativas são apropriadas para o bioma da floresta amazônica, onde está inserido o reservatório da hidrelétrica de Tucuruí. Outra limitação de se utilizar esses parâmetros para todas as hidrelétricas brasileiras, é que ele depende da composição da área que foi inundada, o que tende a variar muito de uma usina para outra. Por essas razões, esses parâmetros são empregados no presente estudo apenas para os reservatórios inseridos na região Norte. Com isso se chega às seguintes taxas de emissão, que serão utilizadas para estimar a contribuição líquida das hidrelétricas brasileiras para a emissão de GEE's.

**Tabela 15 – Emissões líquidas médias de  $CO_2$  e  $CH_4$  por Hidrelétricas Brasileiras por Região**

Região	Emissões médias (t/Km <sup>2</sup> /ano)			
	$CH_4$			$CO_2$
	Montante	Jusante	Total	
Sudeste	45,18	577,95	623,13	1.154,62
Sul	3,20	41,00	44,20	983,68
Norte	0,39	4,98	5,37	2.586,29
Nordeste	14,63	187,20	201,83	2.240,37
Centro-Oeste	63,95	818,15	882,10	1.004,66
BRASIL <sup>28</sup>	33,18	424,49	457,68	1.657,85

Fonte: MCT (2006) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

O próximo passo para calcular a contribuição das hidrelétricas para as emissões de GEE's dentro da matriz elétrica brasileira é checar o dimensionamento das represas.

#### 4.4.2 Dimensionamento das hidrelétricas

Uma medida importante para calcular as emissões de GEE's a partir de hidrelétricas é a relação entre potência instalada e área alagada, geralmente denominada de *densidade de potência*. Na literatura é comum encontrar referências a níveis de densidade de potência para os quais as hidrelétricas tenderiam a emitir mais GEE's que termoeletricas de potências comparáveis (FEARNSIDE, 2005; LEÃO, 2008; ROSA, 2002). Apesar de esse critério ser limitado quando analisado isoladamente, uma vez que fatores como velocidade do vento e composição da biomassa afetam as emissões de GEE's, será adotado no presente trabalho como a melhor alternativa tendo em vista os dados disponíveis.

A evolução histórica da densidade de potência no Brasil é apresentada em Ferreira *et al* (2000). Os autores argumentam que a evolução desse indicador no Brasil pode ser dividido em quatro períodos distintos:

<sup>28</sup> Considera as emissões da região Norte da Tabela 13 ou seja, sem retirar as emissões anteriores à construção da represa.

- 1900 a 1910: marcado por um elevado índice de densidade de potência, em virtude dos pequenos empreendimentos basicamente a fio d'água e sem reservatório;
- 1920 a 1940: definido por um índice menor, em decorrência do aumento dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos;
- 1950: caracterizado por uma melhora no índice, em virtude da modernização dos equipamentos hidráulicos e de inventários realizados nas bacias hidrográficas;
- De 1960 até hoje: definido pela redução no índice (em relação à década de 1950) devido aos empreendimentos hidrelétricos com grandes reservatórios de regularização.

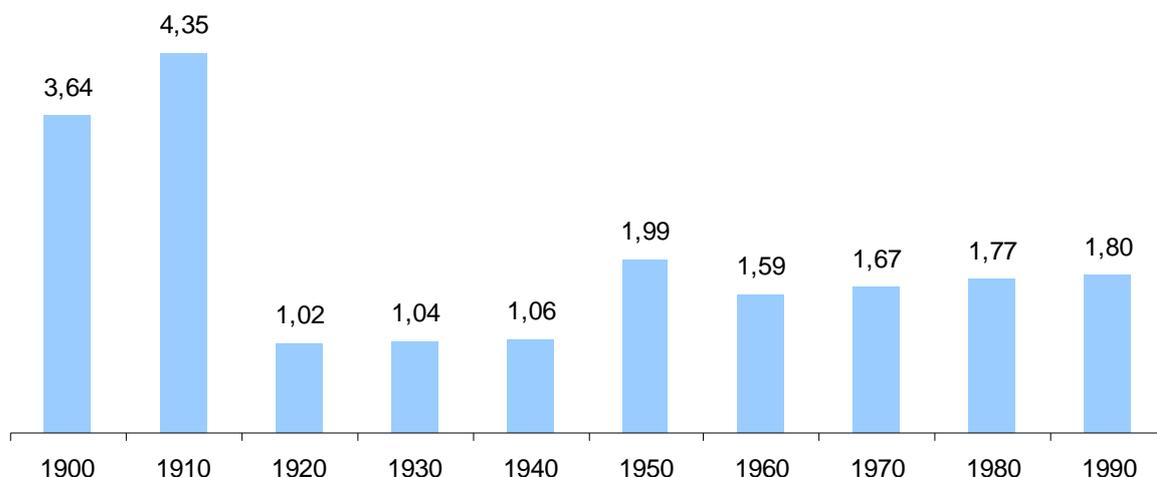
Os dados de área inundada e potência instalada estão dispostos na Tabela 16. A evolução da densidade de potência é ilustrada no Gráfico 16.

**Tabela 16 – Potência instalada média (MW) e área inundada média (km<sup>2</sup>) por década**

	Potência instalada (MW)	Área inundada (Km <sup>2</sup> )
1900	147,14	40,37
1910	205,19	47,15
1920	1.310,67	1.284,50
1930	1.348,69	1.294,28
1940	1.403,41	1.322,41
1950	3.514,85	1.764,32
1960	9.596,65	6.047,49
1970	27.468,97	16.486,54
1980	45.493,97	25.755,16
1990	56.991,31	31.659,14

Fonte: Ferreira *et al* (2000)

**Gráfico 16 – Evolução da densidade de potência por décadas (MW/Km<sup>2</sup>)**



Fonte: Ferreira *et al* (2000)

Os dados mais recentes sobre as áreas inundadas de hidrelétricas (UHE's e PCH's) se referem a 2005<sup>29</sup> e foram analisados em Leão (2008). A Tabela 17 apresenta as informações disponíveis para PCH's e UHE's operacionais por região do país. Dados de cada região estão disponíveis no Anexo II.

**Tabela 17 – Dimensionamento das hidrelétricas operacionais brasileiras em 2005 por região e por tipo**

Região	Tipo	potência (MW)	área (Km <sup>2</sup> )	Densidade (MW/Km <sup>2</sup> )
Norte	UHE	9.008,00	6.503,02	1,39
	PCH	64,61	122,48	0,53
	<b>Total</b>	<b>9.072,61</b>	<b>6.625,50</b>	<b>1,37</b>
Nordeste	UHE	10.510,00	5.725,84	1,84
	PCH	80,95	264,99	0,31
	<b>Total</b>	<b>10.590,95</b>	<b>5.990,83</b>	<b>1,77</b>
Centro-Oeste	UHE	7.693,10	4.132,82	1,86
	PCH	151,54	250,34	0,61
	<b>Total</b>	<b>7.844,64</b>	<b>4.383,16</b>	<b>1,79</b>
Sudeste	UHE	23.479,10	12.865,37	1,82
	PCH	345,11	143,35	2,41
	<b>Total</b>	<b>23.824,21</b>	<b>13.008,72</b>	<b>1,83</b>
Sul	UHE	24.553,10	2.788,86	8,80
	PCH	141,55	62,34	2,27
	<b>Total</b>	<b>24.694,65</b>	<b>2.851,20</b>	<b>8,66</b>
Brasil	UHE	75.243,30	32.015,91	2,35
	PCH	783,76	843,50	0,93
	<b>Total</b>	<b>76.027,06</b>	<b>32.859,41</b>	<b>2,31</b>

Fonte: Leão (2008)

<sup>29</sup> Os dados estão disponíveis em [http://www.eletronbras.gov.br/EM\\_Atuacao\\_SIPOT/sipot.asp](http://www.eletronbras.gov.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp)

Como pode ser observado na Tabela 17, mais de 60% da potência instalada de hidrelétricas está concentrada nas regiões Sul e Sudeste. Chama atenção a densidade de potência que se observa nas hidrelétricas da região Sul, ocasionada sobretudo pelo relevo da região que, com exceção das planícies do Rio Grande do Sul, possibilita o aproveitamento de grande potencial com uma área inundada relativamente pequena. Também é importante notar que, com exceção da região Sudeste, as PCH's apresentam menor densidade de potência que as UHE's. Isso é um indício de que os pequenos empreendimentos hidrelétricos tendem a emitir um volume maior de GEE's por unidade de energia gerada.

#### *4.4.3 Emissões líquidas de hidrelétricas*

Tendo como base as taxas de emissão de GEE's por hidrelétricas apresentadas na Tabela 15 e o dimensionamento das hidrelétricas apresentado na Tabela 17, é possível estimar o volume de gases do efeito estufa emitido por essas usinas tendo 2005 como ano-base.

Para trazer todos os números para um mesmo denominador comum, as emissões de metano foram multiplicadas por 23. Isso é realizado para refletir o Poder de Aquecimento Global (*GWP* na sigla em inglês) deste gás em relação ao dióxido de carbono. Em outras palavras, uma tonelada de metano provoca 23 vezes impacto sobre o Efeito Estufa que uma tonelada de gás carbono (FEARNSIDE, 2005). Dessa forma se chega às emissões líquidas de GEE's por hidrelétricas para o ano de 2005. O resultado deste cálculo é apresentado na Tabela 18 segregado por região.

**Tabela 18 – Emissões líquidas de hidrelétricas brasileiras – 2005 (mil t)**

Região	Metano ( $CH_4$ )	Metano ( $CO_{2eq}$ )	Dióxido de carbono ( $CO_2$ )	GEE Total ( $CO_{2eq}$ )
Sudeste	8.106,06	186.439,43	15.020,08	201.459,52
Sul	126,03	2.898,67	2.804,65	5.703,32
Norte	35,59	818,50	17.135,49	17.953,99
Nordeste	1.209,13	27.809,88	13.421,68	41.231,56
Centro-Oeste	3.866,40	88.927,22	4.403,60	93.330,82
Somatório Brasil	13.343,20	306.893,71	52.785,50	359.679,20

Fonte: MCT (2006), Leão (2008) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

Como se pode observar na Tabela 18, as emissões de GEE's para 2005 foram estimadas em aproximadamente 360 milhões de toneladas de  $CO_{2eq}$ . Analisando somente as emissões de metano, observa-se que as emissões deste gás chegaram a 13.343 mil toneladas em 2005. Comparando esse número com aquele estimado por Lima *et al* (2008), nota-se que estes autores chegam a um número 63% superior. Contudo, quando se utiliza a emissão bruta de metano por hidrelétricas da Região Norte, as emissões chegam a 16.866 mil toneladas, reduzindo essa diferença entre as duas estimativas para pouco menos de 29%. Dessa forma, é possível dizer que as estimativas do presente estudo estão conservadoras em relação ao trabalho de Lima *et al* (2008).

Considerando que em 2005 foram gerados 337.457 GWh por hidrelétricas (de acordo com o Balanço Energético Nacional – 2008), o índice de emissão de GEE por energia gerada é de aproximadamente  $1,07 \text{ tCO}_{2eq}/\text{MWh}$ . Esse número é superior àquele apresentado pelas termoelétricas para o mesmo ano:  $0,77 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ . Contudo, é essencial destacar que parte significativa das emissões de GEE's pelas hidrelétricas se deve às emissões de metano. Quando se consideram apenas as emissões líquidas de dióxido de carbono, a relação entre emissão e energia gerada fica em  $0,16 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ .

#### 4.4.4 Evolução das emissões de GEE's pelas hidrelétricas

A estimativa da evolução das emissões de GEE's pelas hidrelétricas brasileiras pode ser realizada com base nas informações contidas nas Tabelas 14 e 16. É importante lembrar que a estimativa de emissões de gases do efeito estufa em nível nacional, conforme apresentado na Tabela 14, são emissões brutas, ou seja, não são deduzidas das emissões dos ambientes naturais onde foram construídas as usinas. Dessa forma, se chega ao resultado apresentado na Tabela 19.

**Tabela 19 – Evolução das Emissões anuais médias de GEE's por hidrelétricas no Brasil (mil tCO<sub>2eq</sub>)**

	Metano (CH <sub>4</sub> )	Metano (CO <sub>2eq</sub> )	Dióxido de carbono (CO)	GEE total (CO <sub>2eq</sub> )	Energia gerada (GWh médio)	T CO <sub>2eq</sub> /MWh
1990	18	425	67	492	ND	ND
1910	22	496	78	574	ND	ND
1920	588	13.521	2.130	15.651	ND	ND
1930	592	13.624	2.146	15.770	ND	ND
1940	605	13.920	2.192	16.113	ND	ND
1950	807	18.572	2.925	21.497	ND	ND
1960	2.768	63.659	10.026	73.685	ND	ND
1970	7.545	173.546	27.332	200.879	72.526	2,77
1980	11.788	271.113	42.698	313.811	166.905	1,88
1990	14.490	333.262	52.486	385.748	250.872	1,54
<b>2005*</b>	<b>13.343</b>	<b>306.894</b>	<b>52.786</b>	<b>359.679</b>	<b>337.457</b>	<b>1,07</b>

Fonte: MCT (2006), Leão (2008), Ferreira *et al* (2000), EPE (2008a) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

\*Dados calculados para o ano em questão (não são médias de período). Os valores são inferiores ao do período anterior, pois se tratam de emissões líquidas.

A tabela acima apresenta não somente a evolução das emissões brutas de GEE's (em termos de CO<sub>2eq</sub>), mas também apresenta a relação entre emissão de gases e energia gerada. Para tanto, utiliza-se a média de energia gerada em cada década, a partir de 1970. Como era de se esperar, as emissões elevaram-se ao longo das décadas, refletindo o crescimento da potência instalada das hidrelétricas a

cada década. Também não surpreende a trajetória declinante da relação entre emissão de GEE's e energia gerada, uma vez que desde a década de 1970 se verifica uma elevação, ainda que tímida, da densidade de potência (ver Gráfico 16).

#### 4.5 Perspectivas

A projeção de novas emissões pode ser feita com base nos dados fornecidos pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2008). Conforme projeções oficiais disponíveis no referido relatório, a matriz elétrica brasileira deverá contar com uma participação cada vez menor da geração hídrica. Em contrapartida, as termoelétricas deverão sofrer uma elevação na sua participação. Essa mudança na composição da matriz elétrica deverá alterar de maneira significativa a emissão de GEE's pela geração de eletricidade no Brasil. A Tabela 20 traz a projeção de potência instalada segundo o Ministério de Minas e Energia.

**Tabela 20 – Projeção da capacidade instalada (MW)**

	Hidro	Nuclear	Óleo	Gás Natural	Carvão	Biomassa / Eólica	Outros	TOTAL
2008	84.374	2.007	1.984	8.237	1.415	1.256	469	99.742
2009	86.504	2.007	3.807	8.237	1.415	2.682	959	105.611
2010	89.592	2.007	5.713	8.453	1.765	5.420	959	113.909
2011	91.480	2.007	7.153	8.948	2.465	5.479	959	118.491
2012	92.495	2.007	7.397	10.527	2.815	5.479	959	121.679
2013	95.370	2.007	10.463	12.204	3.175	5.593	959	129.771
2014	98.231	3.357	10.463	12.204	3.175	5.593	959	133.982
2015	103.628	3.357	10.463	12.204	3.175	5.913	1.859	140.599
2016	110.970	3.357	10.463	12.204	3.175	6.233	1.859	148.261
2017	117.506	3.357	10.463	12.204	3.175	6.233	1.859	154.797

Fonte: EPE (2008b)

Como pode ser observado na Tabela 20, espera-se que as hidrelétricas passem de uma participação de 84,6% na matriz elétrica para 75,9%, ou seja, uma

redução de quase dez pontos percentuais. As termoeletricas movidas a combustíveis fósseis por sua vez deverão passar de uma participação de 11,7% para aproximadamente 16,7%. Dentro dos combustíveis fósseis, aquele que deverá ter maior incremento na sua participação é o óleo (na tabela acima óleo diesel e óleo combustível estão agregados). Como foi ilustrado na Tabela 9, termoeletricas a óleo estão entre as fontes que mais emitem dióxido de carbono (entre 675 e 1.018 g de CO<sub>2</sub> por Kwh). É importante notar ainda que fontes que não emitem GEE's (nuclear, biomassa, eólica e outros) tenderão a elevar sua participação, de pouco mais de 3,7% para 7,4% da matriz ao longo dos próximos dez anos.

Com base num fator de utilização da potência instalada entre 50% e 70%<sup>30</sup> é possível se estimar a energia efetivamente gerada ano a ano, e com base nos fatores de emissão de GEE's disponíveis nas Tabelas 9 e 19 é possível estimar as emissões para cada ano abrangido pelo Plano Decenal.

**Tabela 21 – Projeção das emissões de GEE's ( mil tCO<sub>2eq</sub> )**

	Hidro	Óleo	Gás Natural	Carvão	TOTAL	tCO <sub>2eq</sub> / MWh
2008	395.698	9.374	18.773	8.621	432.466	0,97
2009	405.687	17.988	18.773	8.621	451.069	0,95
2010	420.169	26.993	19.266	10.753	477.181	0,93
2011	429.024	33.797	20.394	15.018	498.232	0,93
2012	433.784	34.950	23.993	17.150	509.877	0,93
2013	447.267	49.436	27.815	19.343	543.862	0,92
2014	460.685	49.436	27.815	19.343	557.279	0,91
2015	485.996	49.436	27.815	19.343	582.590	0,91
2016	520.428	49.436	27.815	19.343	617.023	0,92
2017	551.081	49.436	27.815	19.343	647.675	0,92

Fonte: MCT (2006), Leão (2008), Ferreira *et al* (2000), EPE (2008b) e Lima *et al* (2008); elaboração própria

É importante ressaltar algumas premissas utilizadas para realizar as estimativas acima:

<sup>30</sup> Os dados disponíveis no BEN 2008 apontam para um fator de utilização de 50,45%. Ressalta-se que o fator de utilização foi mais elevado para a energia nuclear e para as termoeletricas a óleo. Para estas últimas, o fator de utilização foi próximo a 70% em 2007.

- Considera-se fator de utilização constante ao longo de todo o período;
- Fatores como tecnologia e concentração de carbono nos combustíveis fósseis são mantidos constantes; e
- Nas hidrelétricas, presume-se que a densidade de potência permanece inalterada, mantendo o mesmo nível observado em 2005 (2,31).

Como era de se esperar, a participação das hidrelétricas nas emissões de GEE's deverá cair de 91,5% em 2008 para 85,1% em 2017, ao passo que as termoelétricas elevarão sua participação de 8,5% para 14,9%. Chama atenção a queda na relação de GEE por energia gerada, de 0,97 em 2008 para 0,92 em 2017.

#### **4.6 Consolidação das estimativas e análise do resultado**

Tendo 2005 como ano-base, a contribuição líquida da matriz elétrica brasileira para o Aquecimento Global foi uma emissão de 388.048.200 t $CO_{2eq}$ . Considerando o dano marginal dos gases do Efeito Estufa (US\$ 4,8 / t $CO_2$ , como visto na Tabela 2), é possível estimar a dimensão da externalidade gerada. Desta forma, se pode dizer que a geração de energia elétrica no Brasil gerou no ano de 2005 uma externalidade de US\$ 1,87 bilhão (em dólares de 2005), ou o equivalente a 0,21% do PIB brasileiro daquele ano<sup>31</sup>. Para 2008 os resultados apontam que a externalidade oriunda da geração de energia elétrica no Brasil equivale a 0,14% do PIB. Esse valor, conforme explicado no capítulo 2, representa na verdade o quanto se perde com os danos do Aquecimento Global em termos de redução na atividade econômica, destruição de bens e propriedades, danos à saúde e à vida humana, entre outros.

---

<sup>31</sup> O PIB brasileiro em 2005 foi de US\$ 882.440 milhões (utilizando-se o câmbio médio do período).

Pode-se inferir dessa forma que entre 2005 e 2008 o país apresentou um crescimento econômico superior ao crescimento de suas emissões de GEE's pela matriz elétrica. Contudo, as projeções para 2017 indicam que o valor da externalidade deverá equivaler a 0,17% do PIB naquele ano<sup>32</sup>. Esse resultado se deve não ao fato de que o país vá migrar para uma matriz elétrica mais suja, mas sim pelo fato de que a elasticidade-renda da energia elétrica é superior a um. Ou seja, dado que o país consome cada vez mais energia elétrica, suas emissões de GEE's decorrente da geração de eletricidade aumentam mais que o PIB para esse período. Isso fica evidente quando se observa a queda no indicador de emissão de GEE's por unidade de energia gerada, conforme Tabela 21.

Para melhor compreender a dimensão dessas externalidades é importante analisar esses números tendo em mente qual o custo de oportunidade de tais emissões. Dessa forma, cabe se perguntar qual seria a perda, também em termos de PIB, caso não houvesse esse nível de emissão. O presente estudo não objetiva analisar qual seria esse impacto, mas tendo em vista que o setor analisado é fundamental para o desenvolvimento e crescimento econômico, pode-se supor que o impacto seria significativo, o que por sua vez tende a reduzir a relevância dessa externalidade em termos econômicos.

Os resultados absolutos são elevados quando comparados com as estimativas oficiais mais recentes de emissões de GEE's do país. Dados do Banco Mundial<sup>33</sup> apontam para uma emissão apenas de dióxido de carbono em torno de 317,6 milhões de toneladas em 2005. Considerando somente as emissões deste gás, a matriz elétrica brasileira teria uma participação de aproximadamente 25,5%.

---

<sup>32</sup> Para estimativa do PIB foi utilizada a previsão de mercado apresentado na pesquisa FOCUS realizada pelo Banco Central, consultada em 04/05/2009 pelo site [www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES](http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES)

<sup>33</sup> Dados obtidos em [www.bancomundial.org.br](http://www.bancomundial.org.br) (acessado em 30/04/2009) informam a população do país em 186.830.000 pessoas e uma emissão *per capita* de dióxido de carbono de 1,7 tonelada.

Levando em conta que as emissões mais relevantes da matriz elétrica brasileira se referem ao gás metano, a contribuição da geração de energia elétrica para o Aquecimento Global tende a ser ainda mais relevante. Contudo, é importante lembrar que no presente trabalho a estimativa tende a ser superestimada, uma vez que não se conseguiu estimar as emissões naturais dos ambientes que foram inundados por represas de hidrelétricas fora da região Norte.

Os valores estimados corroboram a hipótese inicial do trabalho: de que a matriz elétrica brasileira contribui significativamente com as emissões do país de Gases do Efeito Estufa. A confirmação da hipótese destaca a importância de se realizar estimativas mais acuradas das emissões / capturas de GEE's por diferentes fontes geradoras a fim de se obter um planejamento energético mais eficaz do ponto de vista social. No entanto, devem ser destacadas as limitações do presente estudo:

- Potenciais absorções de GEE's na geração de energia são difíceis de se mensurar, de modo que foi utilizada uma extrapolação de estimativas para sete reservatórios localizados em regiões diferentes do país, objetivando ter medidas que abrangessem toda a diversidade geográfica e biológica do país. Não obstante, os reservatórios analisados apresentam idades distintas. Isso é importante pois a taxa de emissão de GEE's muda ao longo do tempo de vida dos reservatórios, sendo as emissões de metano muito mais intensas nos primeiros anos após o enchimento do reservatório;
- Não foram consideradas potenciais absorções de termoelétricas movidas a biomassa ou biogás em decorrência da queima de metano. No estágio atual, onde essas usinas ainda têm uma participação marginal na matriz elétrica, desconsiderar esse potencial sumidouro

pode parecer razoável, mas na medida em que essas usinas tornarem-se viáveis e apresentarem ganhos de escala, um estudo mais aprofundado sobre a contribuição destas será mais relevante;

- Ausência de dados confiáveis para análise das emissões líquidas em todas as regiões do país. Santos (2006) faz uma boa análise das emissões líquidas de um grande reservatório hidrelétrico localizado na região norte. A taxa de emissão líquida, em termos de  $tCO_{2eq}/Km^2$  foi utilizada para se estimar as emissões líquidas na região Norte.

Ciente das limitações supracitadas, destaca-se que a matriz elétrica brasileira, mesmo sendo concentrada em hidrelétricas, possui um nível elevado de emissões de GEE's. Isso se deve em grande parte às emissões de metano pelas hidrelétricas.

Com base nas informações da seção anterior é possível responder à segunda pergunta feita no início deste trabalho: a partir dos parâmetros de emissão/absorção de GEE's por diferentes fontes geradores no país, as projeções de geração de energia elétrica apontam para uma elevação ou redução de tais externalidades? Analisando os dados apresentados na Tabela 21, as emissões de GEE's a partir da geração de eletricidade no Brasil vão crescer ano a ano. Isso porque o país deverá gerar mais energia para atender suas demanda. Fica claro também que o incremento de potência instalada deverá ocorrer com fontes que emitem menos GEE's que a média da matriz atual, de modo que o país deverá passar de um índice de  $0,97 tCO_{2eq}/MWh$  em 2008 para  $0,92 tCO_{2eq}/MWh$  em 2017.

De posse dessas informações, duas análises são importantes para o planejamento energético: a primeira está relacionada ao valor presente das emissões; a segunda se refere à incorporação das externalidades ao custo final da energia elétrica. O valor presente da externalidade associada à emissão de GEE's

pela geração de energia elétrica está resumido na Tabela 22, onde se vê também uma análise de sensibilidade desse valor em relação ao custo da tonelada de dióxido de carbono, à taxa social de desconto aplicada.

**Tabela 22 – Valor presente do custo das emissões de GEE's (US\$ bi de 2005)**

US\$ / tCO <sub>2</sub>	Taxa de desconto		
	0,50%	1,00%	2,00%
2,8	13,39	13,11	12,58
4,8	22,95	<b>22,47</b>	21,56
6,8	32,52	31,84	30,55

Fonte: MCT (2006), Leão (2008), Ferreira *et al* (2000), EPE (2008b), Lima *et al* (2008) e Anthoff, Hepburn e Tol (2009); elaboração própria

A tabela acima traz uma estimativa do valor presente do custo das emissões de GEE's para um total de nove cenários, com o preço da tonelada de carbono variando de US\$ 2,8 a US\$ 6,8 e utilizando uma taxa de desconto de 0,5%aa, 1%aa e 2%aa. Como se pode ver, o principal determinante do valor presente é o custo unitário da tonelada de dióxido de carbono. Esse resultado era esperado, uma vez que o período de dez anos é relativamente curto, sobretudo quando se analisam questões de longo prazo, como é o caso do Aquecimento Global. Nesse sentido, o valor presente considerando-se a taxa de desconto de 1%aa é de US\$ 22,47 bilhões.

Ainda explorando a segunda pergunta feita na introdução, cabe aqui analisar qual seria o valor presente do custo das emissões de GEE's pela matriz elétrica brasileira caso não se observasse a redução no seu índice de emissão por energia gerada. Em outras palavras, caso a matriz elétrica não obtenha nenhum ganho de eficácia nos próximos anos, qual o valor presente da externalidade de emissão de GEE's? Considerando-se o índice de emissão de GEE por unidade de energia gerada constantes no mesmo nível de 2009 (0,95 tCO<sub>2eq</sub>/ MWh), se chega nas estimativas a seguir.

**Tabela 23 – Valor presente do custo das emissões de GEE's sem ganho de eficácia na geração (US\$ bi de 2005)**

US\$ / tCO <sub>2</sub>	Taxa de desconto		
	0,50%	1,00%	2,00%
2,8	13,77	13,49	12,94
4,8	23,61	<b>23,12</b>	22,18
6,8	33,45	32,75	31,42

Fonte: MCT (2006), Leão (2008), Ferreira *et al* (2000), EPE (2008b), Lima *et al* (2008) e Anthoff, Hepburn e Tol (2009); elaboração própria

Como se pode ver pela comparação das Tabelas 22 e 23, a migração da matriz elétrica brasileira para fontes que emitem menos GEE's por unidade de energia deverá gerar um ganho em termos de redução da externalidade da ordem de US\$ 650 milhões (em termos de valor presente). Considerando que o período analisado é relativamente curto (apenas uma década), e que os efeitos do Aquecimento Global são de longo prazo, numa escala de séculos, fica mais evidente o ganho de se migrar para uma matriz que emita menos GEE, ou que emita menos gases do efeito estufa.

Uma segunda análise consiste em incorporar os custos da emissão de GEE's para cada fonte geradora de energia elétrica. Com isso se busca responder se a incorporação dos custos marginais do Aquecimento Global para cada fonte geradora poderia alterar a decisão privada de investimento. Para tanto, se utilizou a tarifa final calculada em Tolmasquim (2005), que considera a geração, conexão e impostos. O custo marginal utilizado foi aquele mesmo estimado em Anthoff, Hepburn e Tol (2009) para uma taxa de desconto de 1%aa e para a América Latina, ou seja, US\$ 4,8 / tCO<sub>2</sub>. O resultado está descrito na Tabela 24.

**Tabela 24 – Tarifa de equilíbrio de energia elétrica**

	Bagaço	UHE	PCH	Carvão Mineral	Gás Natural	Eólica	Nuclear
tCO <sub>2</sub> / MWh	-	1,07	1,07	1,39	0,52	-	-
US\$ / tCO <sub>2</sub>	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Custo-carbono / MWh (US\$)	-	5,14	5,14	6,67	2,50	-	-
Tarifa Final (US\$) (Tolmasquim, 2005 p.187)	33,77	35,76	36,12	36,64	41,06	76,93	63,19
Tarifa de equilíbrio (US\$)	33,77	40,90	41,26	43,31	43,56	76,93	63,19

Fonte: MCT (2006), Leão (2008), Ferreira *et al* (2000), EPE (2008b), Lima *et al* (2008) e Anthoff, Hepburn e Tol (2009); elaboração própria

Tendo como válidas as tarifas finais calculadas em Tolmasquim (2005), das energias consideradas limpas do ponto de vista de Aquecimento Global (que não emitem GEE's) apenas as termoelétricas movidas a bagaço de cana são mais baratas que hidrelétricas. Contudo, essa fonte de energia ainda sofre com problemas logísticos para que seja implementada em larga escala. Das energias disponíveis para empreendimentos de larga escala, as hidrelétricas são aquelas que apresentam menores tarifas. A incorporação do custo da emissão de gases do efeito estufa (ao custo unitário de US\$ 4,8 / tCO<sub>2</sub>) na tarifa de hidrelétricas e de termoelétricas movidas a combustíveis fósseis reduz a diferença, mas a hidrelétrica continua sendo a alternativa mais barata.

Um exercício pode ser feito no sentido de se calcular a tarifa de equilíbrio para cada fonte de energia. Assim, para igualar a tarifa de equilíbrio da energia nuclear com as hidrelétricas, o custo unitário da tonelada de dióxido carbono deveria estar em US\$ 25,30. No caso da energia eólica, sua tarifa de equilíbrio somente se igualaria à tarifa de equilíbrio da hidrelétrica com um custo de US\$ 38,15 por tonelada de CO<sub>2</sub>. Em que pese os valores estarem muito acima daqueles que foram utilizados ao longo das análises aqui realizadas, esses valores encontram-se dentro da faixa de grande parte das estimativas, que apontam para um custo marginal da

ordem de até US\$ 50 por tonelada de dióxido de carbono. Isso ressalta a necessidade de estudos mais profundos para se determinar o custo marginal do Aquecimento Global, de modo a possibilitar uma análise sobre a viabilidade de se introduzir esses custos na geração de energia elétrica como meio de internalização de tais externalidades.

Também foi realizada uma simulação das emissões evitadas pelas usinas termoelétricas movidas a energia nuclear e pelas usinas eólicas, uma vez que estas não emitem GEE's em sua atividade. Partindo do pressuposto de que na ausência dessas usinas a energia substituta seria gerada por termoelétricas movidas a combustível fóssil, se estimou que as emissões evitadas no período de 1984 (ano em que Angra I entrou em operação) e 2007 foram da ordem de 108.189 mil tCO<sub>2</sub>, sendo que aproximadamente 71% deste valor está concentrado no período de 2000 a 2007. A contribuição da energia eólica nas emissões evitadas de dióxido de carbono ainda é marginal, tendo contribuído com cerca de 516,2 mil t CO<sub>2</sub> de 1996 (ano em que se registra a primeira usina eólica no país) e 2007.

## Capítulo 5

### Conclusão

#### 5.1 Considerações finais

O presente trabalho visou determinar qual a contribuição líquida da geração de energia elétrica no Brasil para o Aquecimento Global. A hipótese adotada foi de que o país possui uma matriz elétrica que contribui significativamente com as emissões de GEE's. A hipótese foi corroborada, uma vez que o Brasil possui uma matriz energética concentrada em hidrelétricas e que as emissões de metano destas são significativas. Dessa forma, o objetivo principal do trabalho era quantificar a externalidade gerada a partir das emissões/absorções de GEE's a partir da geração de energia elétrica no Brasil. O objetivo secundário era determinar se as projeções de geração de energia elétrica apontam para a elevação ou redução de tais externalidades.

Considerou-se aqui o conceito de emissão líquida como sendo a emissão bruta de uma determinada usina deduzida tanto de potenciais absorções como de emissões do ambiente natural antes da construção da usina. Nesse ponto surgem duas limitações desta dissertação. Primeiro, a dificuldade de se mensurar potenciais absorções de carbono na geração de energia. Segundo, a falta de dados confiáveis para todas as regiões do país, o que é um ponto sensível uma vez que o Brasil apresenta grande variedade climática, geográfica e de biodiversidade, todos estes, fatores que podem influenciar o nível de emissão de GEE's em áreas alagadas.

Os resultados das estimativas apontam que para o ano de 2005 a contribuição líquida da matriz elétrica brasileira para o Aquecimento Global foi uma

emissão de aproximadamente 388.048 mil tCO<sub>2eq</sub>. Estas emissões estão assim divididas:

- 28.369 mil tCO<sub>2</sub> referentes a termoelétricas movidas a combustíveis fósseis;
- 359.679 mil tCO<sub>2eq</sub> referentes a hidrelétricas, sendo 52.785 mil tCO<sub>2eq</sub> referentes a emissões de dióxido de carbono e os 306.894 mil tCO<sub>2eq</sub> restantes relacionados a emissões de metano.

Considerando o custo unitário da tonelada de dióxido de carbono em US\$ 4,8 a geração de energia elétrica no Brasil gerou naquele ano uma externalidade de aproximadamente US\$ 1,87 bilhão (dólares de 2005), ou o equivalente a 0,21% do PIB brasileiro de 2005.

O valor presente das emissões previstas para os próximos nove anos é de aproximadamente US\$ 22,47 bilhões. Cabe aqui ressaltar que, por conservadorismo, não foram assumidas premissas de variação no valor da tonelada de dióxido de carbono ao longo do tempo. A hipótese de se ter um valor crescente para o dano marginal do Aquecimento Global parece plausível, uma vez que o tempo de permanência dos gases na atmosfera é relativamente longo (na escala de anos) de modo que o problema deixa de ser o fluxo de emissão e sim o estoque de gases.

Para melhor compreender esses valores e realizar uma análise mais profunda, seria recomendável que pesquisas futuras visassem responder se esses valores são ou não elevados. Na verdade, seria importante verificar qual o custo de oportunidade de não se realizar essa emissão de carbono. Em outras palavras, quanto a sociedade teria de abrir mão para evitar tais emissões.

Com relação ao segundo objetivo, observou-se que as emissões de GEE's oriundas da geração de energia elétrica deverão crescer no período analisado entre 2008 e 2017. Contudo, as emissões crescerão menos que a quantidade de energia gerada, o que nos revela que o incremento de potência instalada dar-se-á em fontes que podem ser consideradas mais limpas do ponto de vista do Aquecimento Global.

Por fim, uma última análise foi feita com relação ao preço relativo das tarifas de energia para diferentes fontes. Hoje a alternativa que apresenta menor tarifa é a termoelétrica movida a bagaço de cana, mas essa é uma fonte que ainda apresenta obstáculos para sua implementação em larga escala. Dentre as demais alternativas, as que apresentam menor tarifa são as hidrelétricas. Uma simulação foi feita para se estimar qual o valor da tonelada de dióxido de carbono seria necessário para que, se incorporado à tarifa das usinas elétricas emissoras de GEE's, proporcionalmente às emissões de cada fonte, igualaria estas às tarifas de usinas que não emitem gases do efeito estufa (usinas eólicas e termonucleares). Os resultados apontam que, no caso de usinas nucleares, seria necessário um valor de US\$ 25,30 / tCO<sub>2</sub>, enquanto que para as eólicas o valor que equilibraria as tarifas seria de US\$ 38,15 / tCO<sub>2</sub>.

Os resultados encontrados ressaltam a relevância de análises mais profundas acerca dos impactos dos empreendimentos energéticos sobre o Aquecimento Global. De posse de estimativas mais precisas será possível realizar um planejamento energético que contemple de forma mais precisa a variável ambiental. Dessa forma, em que pese o fato de o presente trabalho ter algumas limitações é possível fazer algumas recomendações para estudos posteriores, entre elas:

- As emissões de GEE's em ambientes naturais pré-inundação por reservatórios hidrelétricos;

- Estimativas, em nível nacional, dos danos marginais do Aquecimento Global;
- Emissões líquidas de termoelétricas movidas a biocombustíveis (biomassa ou biogás) e alternativas para acelerar o ganho de escala dessas usinas devem ser alvo de análises mais profundas.

Por fim, algumas recomendações também podem ser feitas para estudos futuros e também para o planejamento energético:

- Inclusão das emissões líquidas de GEE's nas análises de alternativas de geração de energia elétrica. Com base nisso seria possível estimar melhor o custo social e ambiental de empreendimentos energéticos;
- A introdução de impostos Pigouvianos sobre as usinas que apresentarem geração líquida de gases de efeito estufa. A inclusão de taxas que representem o preço-sombra da unidade de GEE emitida, induziria a redução dessas emissões;
- Fim de barreiras protecionistas que distorcem o mercado interno de energia, tais como a limitação de aquisição de equipamentos importados para a construção de energia eólica. Essas barreiras tendem elevar o custo de implantação de usinas mais modernas que utilizam componentes importados, encarecendo também a tarifa final e desestimulando os investimentos em usinas mais eficazes;
- Repotencialização de empreendimentos hidrelétricos mais antigos, de modo a evitar inundação de novas áreas e melhorar o índice de densidade de potência desses empreendimentos; e

- Análise da capacidade de adaptação da sociedade ao Aquecimento Global e também da influência da evolução tecnológica sobre os custos de redução das emissões.

## Referências Bibliográficas

ABADIE, Luís M. e CHAMORRO, José M. *European CO2 prices and carbon capture investments*. Energy Economics, 30, 2008.

ACKERMAN, Frank; e STANTON, Elizabeth A. *A comment on Economy-wide estimates of the implications of climate change: Human Health*. Ecological Economics, 2007.

ALVIM, Carlos F.; EIDELMAN, Frida; MAFRA, Olga; FERREIRA, Omar C; e MACÊDO, Rafael. *Impacto Direto da Geração Nuclear no Brasil sobre Emissões que Contribuem para o Efeito Estufa* Economia e Energia, nº 63, 2007a (disponível em « [www.ecen.com](http://www.ecen.com) » acessado em 10/12/2008).

ALVIM, Carlos F.; EIDELMAN, Frida; MAFRA, Olga; e FERREIRA, Omar C. *Estão as Emissões de Carbono Brasileiras Crescendo mais que o PIB?* Economia e Energia n. 64, 2007b. (disponível em « [www.ecen.com](http://www.ecen.com) » acessado em 10/12/2008)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Emissões de gases de efeito estufa derivados de reservatórios hidrelétricos: Projeto BRA/00/029*. Rio de Janeiro: COPPE/URRJ, 2002.

ANTHOFF, David;HEPBURN, Cameron; TOL, Richard S.J. *Equity weighing and the marginal damage costs of climate change*. Ecological Economics n. 68, 2009.

AVETISYAN, Misak; BAYLESS, David; GNUNI, Tigran. *Optimal expansion of a developing power system under the conditions of market economy and environmental constraints*. Energy Economics, vol 28, 2006.

BAER, Werner *A economia brasileira*. Tradução: Edite Sciulli, 2ªEd. Editora Nobel, São Paulo, SP, 2002.

BAKER, Erin; CLARKE, Leon e SHITTU, Ekundayo. *Technical change and the marginal cost of abatement*. Energy Economics, 30, 2008.

BANCO MUNDIAL. *World Development Report – Infrastructure for Development*. Washington, 1994.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier *I Seminário Internacional de Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural: A Convergência para um Novo Padrão de Financiamento para o Setor Elétrico no Brasil* Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v 13, nº 26, 2006.

BOSETTI, Valentina; CARRARO, Carlo; e MASSETTI, Emanuele. *International energy R&D spillovers and the economics of greenhouse gas atmospheric stabilization*. Energy Economics, 30, 2008.

BUARQUE, Cristovam. *Avaliação econômica de projetos*. Rio de Janeiro: Campus, 1984.

BURTRAW, Dallas; HARRINGTON, Winston; KRUPNICK, Alan; e MYRICK, Freeman III. A. *Optimal adders for environmental damage by public utilities*. Journal of Environmental Economics and Management, 1995.

CAPLAN, Arthur J.; ELLIS, Christopher J. e SILVA, Emilson C.D. *Winners and Losers in a World with Global Warming: Noncooperation, Altruism and Social Welfare*. Journal of Environmental Economics and Management, 37, 1999.

CARLSON, Annelie. *Energy systems and the climate dilemma reflecting the impact on CO<sub>2</sub> emissions by reconstructing regional energy systems*. Energy Policy n. 31, 2003.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL *Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil* Rio de Janeiro, 1988.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL *Energia Elétrica no Brasil: Breve Histórico 1880-2001*. Rio de Janeiro, 2001.

CLIMATIC CHANGE *Economic impacts of climate conditions in the United States: past, present, and future – and Editorial Essay Climatic Change*, 2005.

CLINE, William R. *Meeting the Challenge of Global Warming*. Copenhagen Consensus, 2004.

COELHO, Suani T.; PALETTA, Carlos E. M.; e FREITAS, Marcos A. V. *Medidas Mitigadoras para redução de emissões de gases de efeito estufa na Geração Termelétrica*. Brasília, Dupligráfica, 2000.

CONTADOR, Cláudio R. *Projetos Sociais: Avaliação e Prática* Editora: Atlas. 2000.

DIETZ, Simon; HOPE, Chris; PATMORE, Nicola. *Some economics of ‘dangerous’ climate change: Reflections on the Stern Review*. Global Environment Change n. 17, 2007.

DODMAN, David. *Blaming cities for the climate change? An analysis of urban greenhouse gases emissions inventories*. Environment and Urbanization n. 21, 2009.

EKINS, Paul e MEDHURST, James. *The European Structural Funds and Sustainable Development*. SAGE Publications, Londres, 2006.

ELLERMAN, Denny; JACOBY, Henry D. e DECAUX, Annelène. *The effects on developing countries of the Kyoto Protocol and CO2 emissions trading*. Joint Program on the Science and Policy of Global Change, MIT, EUA, 1999. (disponível em « <http://globalchange.mit.edu/> », acessado em 23/08/2009)

EPE *Balanço Energético Nacional 2005 – ano base 2004*. Ministério de Minas e Energia, 2005.

EPE *Balanço Energético Nacional 2008 – ano base 2007*. Ministério de Minas e Energia, 2008a.

EPE *Plano Decenal de Expansão de Energia*. Ministério de Minas e Energia, 2008b.

FEARNSIDE, P. M. *Hidrelétricas planejadas no Rio Xingu como fontes de gases do efeito estufa: Belo Monte (Karaô) e Altamira (Babaquara)*. International Rivers Network, São Paulo, 2005.

FEARNSIDE, P.M. *Hidrelétricas como ‘fábricas de metano’: o papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases do efeito estufa*. Oecologia Brasiliensis, Vol. 12, n.1, 2008.

FERNANDES, Heloísa H.; GOMES, Antônio C.; GUEVARA, Carlos D.; e FARIA, Eliada S. *Setor Elétrico: (1) Ranking 2001 Volume 1*. BNDES, Rio de Janeiro, 2001.

FERREIRA, Raquel S. A. ; SILVEIRA, Carlos A. C. ; MEJIA, Lúcia ; e FREITAS, Marcos A. V. *Política de Recursos Hídricos: eficiência de geração do setor elétrico in*

*Interfaces da Gestão de Recursos Hídricos – Desafios da Lei de Águas de 1997.* Ministério do Meio Ambiente, 2000.

FREITAS, Lúcia H. M. *Implicações do licenciamento ambiental na expansão da capacidade de geração de energia elétrica* Dissertação de mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente. CEEMA/UnB, Brasília, 2003.

FIORUCCI, Antônio R.; Benedito Filho, Edegar. *A Importância do Oxigênio Dissolvido em Ambientes Aquáticos.* Química Nova na Escola, nº 22, 2005.

FREEMAN III, A. Myrick. *Environmental Policy Since Earth Day I: What Have We Gained.* Journal of Economic Perspectives v. 16, 2002.

GABETTA, José H.; TIAGO FILHO, Geraldo L. e PAMPLONA, Edson. *Análise de Taxa de Risco em Empreendimentos de PCH Operando em Sistemas Isolados utilizando-se do Mecanismos de Desenvolvimento Limpo – MDL* Artigos Técnicos, UNIFEI, 2008. (disponível em « [www.cerpch.unifei.edu.br](http://www.cerpch.unifei.edu.br) » acessado em 10/12/2008)

GIRARDI, Giovana. *Aquecimento Global e a nova geografia da produção agrícola no Brasil.* Unicamp, 2008.

GOMES, Antônio C. S.; ALBARCA, Carlos D.; FARIA, Elíada S.T.; e FERNANDES, Heloísa H. *BNDES 50 anos – Histórias Setoriais: O Setor Elétrico.* BNDES, Rio de Janeiro, RJ, 2002.

HANAKOA, Tatsuya; KAINUMA, Mikiko; KAWASE, Reina; e MATSOUKA, Yuzuru. *Emissions scenarios database and regional mitigation analysis: a review of post-TAR mitigation scenarios.* Environmental Economics and Policies Studies, 2006.

HASSELMANN, K; LATIF, M.; HOOSS, G.; AZAR, C.; EDENHOFER, O.; JAEGER, C.C.; JOHANNSEN, O.M.; KEMFERT, C.; WELP, M.; e WOKAUN, A. *The Challenge of Long-Term Climate Change*. Science, vol 302, 2003.

HOUSE OF LORDS *The Economics of Climate Change – 2<sup>nd</sup> Report*. Volume I: Report, 2005

IPCC. *Climate Change: The Scientific Basis*. 2001 (disponível em « <http://www.grida.no> » acessado em 09/02/2009)

IPCC. *Climate Change 2007: Synthesis Report*. 2007 (disponível em « <http://www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-syr.htm> » acessado em 23/01/2009)

LEÃO, Larissa L. *Considerações sobre impactos socioambientais de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – modelagem e análise*. Universidade de Brasília, Centro de Desenvolvimento Sustentável, 2008.

LIMA, Ivan B.T.; RAMOS, Fernando M.; BAMBACE, Luís A.; e ROSA, Reinaldo R. *Methane Emissions from Large Dams as Renewable Energy Resources: A Developing Nation Perspective*. Mitigation and Adaptation Strategy for Global Change, 2008.

LIMA, Leopoldo S. *Investimento em infra-estrutura e estrangimento ao crescimento econômico*. Universidade de Brasília, Departamento de Economia, Trabalho de Conclusão de Curso, 2005.

LUCENA, André F. P. *Estimativa de uma Curva de Kuznets Ambiental Aplicada ao Uso de Energia e suas Implicações para as Emissões de Carbono do Brasil*. COPPE/UFRJ, 2005.

MACEDO, I.C.; LEAL, M.R.V.; e SILVA, J.E.A.R. *Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil* São Paulo, SP: Governo do Estado de São Paulo, Secretaria do Meio Ambiente, 2004.

MARTINS, Cláudia R. ; PEREIRA, Pedro A. P.; LOPES, Wilson A.; e ANDRADE, Jailson B. *Ciclos Globais de Carbono, Nitrogênio e Enxofre: a Importância da Química na Atmosfera*. Cadernos Temáticos de Química Nova na Escola, nº 5, 2003.

MESTRE-SANCHÍS, Fernando e FEIJÓO-BELLO, María L. *Climate Change and its marginalizing affect on agriculture*. Ecological Economics, 68, 2009.

MCKIBBIN, Warnick J. e WILCOXEN, Peter J. *The Role of Economics in Climate Change Policy*. Journal of Economic Perspectives, v.16, 2002.

MCKINSEY&COMPANY. *Caminhos para uma economia de baixa emissão de carbono no Brasil*. 2009. (disponível em «[www.mckinsey.com.br/sao\\_paulo/carbono.pdf](http://www.mckinsey.com.br/sao_paulo/carbono.pdf) » acessado em 20/04/2009)

MCT. *Estudo do potencial de geração de energia renovável dos ‘aterros sanitários’ nas regiões metropolitanas e grandes cidades do Brasil*. Brasília, 2004a (disponível na internet « [www.cepea.esalq.usp.br/pdf/releaseaterra.pdf](http://www.cepea.esalq.usp.br/pdf/releaseaterra.pdf) » acessado em 17/03/2009)

MCT. *Inventário de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal*. Brasília, 2004b.(disponível na internet « [www.mct.gov.br/upd\\_blob/0004/4199.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0004/4199.pdf) » acessado em 17/03/2009)

MCT. *Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros in Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa*. Brasília, 2006.

MENDELSON, Robert; DINAR, Ariel; WILLIAMS, Larry. *The distributional impact of climate change on rich and poor countries*. Environment and Development Economics n. 11, 2006.

MENEGUELLO, Luiz A. e CASTRO, Marcus C. A. *O Protocolo de Kyoto e a geração de energia elétrica pela biomassa da cana-de-açúcar como mecanismo de desenvolvimento limpo*. Revista Internacional de Desenvolvimento Local, V.8, nº 1, 2007.

MUELLER, Charles C. *Os economistas e as relações entre o sistema econômico e o meio ambiente*. Editora UnB, 2007.

MÜLLER, Arnaldo C. *Hidrelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. Makron Books, São Paulo, 1995.

NOGUEIRA, Jorge M.; MEDEIROS, Marcelino Antônio A.; ARRUDA, Flávia Silva T. *Valoração Econômica do Meio Ambiente: Ciência ou Empiricismo*. Cadernos de Ciência e Tecnologia, V. 17, nº 2, 2000.

NORDHAUS, William. *The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy*. Yale University, 2007.

OLIVEIRA, Eurico C. *Is There a Relation Among Global Warming, the Missing Carbon and the Calcareous Algae?* Instituto de Biociências, Universidade de São Paulo, 1996.

PARKER, Larry; BLODGETT, John. *Greenhouse Gas Emissions: Perspectives on the Top 20 Emitters and Developed versus Developing Countries*. Congressional Research Service, 2008 (disponível em « [www.fas.org/sgp/crs/misc/RL32721.pdf](http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL32721.pdf) » acessado em 20/03/2009)

PARRY, Ian W.H.; WALLS, Margaret; HARRINGTON, Winston. *Automobile Externalities and Policies*. *Journal of Economic Literature*, vol. XLV, 2007.

PEARCE, David. *An Intellectual History of Environmental Economics*. Imperial College, Londres, 2002a.

PEARCE, Fred. *O Aquecimento Global: causas e efeitos de um mundo mais quente*. São Paulo, Publifolha, 2002b.

PEIXOTO, Alisson R. G. *Um Estudo Crítico do Protocolo de Kyoto*. Universidade de Brasília, Programa de Iniciação Científica, 2008.

PÊGO FILHO, Bolívar ; CÂNDIDO JÚNIOR, José O. e PEREIRA, Francisco *Investimento e financiamento da infra-estrutura no Brasil: 1990/2002*. Brasília: IPEA, Série Textos para Discussão nº 680, 1999.

PERMAN, Roger; COMMON, Michael; MCGILVRAY, James; e MA, Yue. *Natural Resource and Environmental Economics*. Capítulo 6, pp. 127-149. Inglaterra, Longman, 1999.

REIS, Lineu B. e CUNHA, Eldis C. N. *Energia Elétrica e Sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais*. Barueri, São Paulo: Manole, 2006.

RICKLEFS, Robert E. *A Economia da Natureza*. Capítulos 2 e 7, Rio de Janeiro, Guanabara Koogan, 2003.

ROSA, Luiz P. *et al.*

SANTOS, Ednaldo O. *Contabilização das emissões líquidas de gases de efeito estufa de hidrelétricas: uma análise comparativa entre ambientes naturais e reservatórios hidrelétricos*. COPPE/UFRG, 2006.

SCARPINELLA, Gustavo D. *Reflorestamento no Brasil e o Protocolo de Quioto*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

SEGERSON, Kathleen; LI, Na. *Voluntary Approaches to environmental protection*. Edward Elgar, 1999.

STERN, Nicholas. *The Economics of Climate Change* HM Treasury, London, 2006.

STERN, Nicholas. *What price a cooler future?* Nature, vol. 445, 2007.

TIMILSINA, Govinda R; e SHRESTHA, R.M. *General equilibrium effects of a supply side GHG mitigation option under the Clean Development Mechanism*. Journal of Environmental Management n. 80, 2006.

TOL, Richard S.J. *The damage costs of climate change towards a dynamic representation*. Ecological Economics n.19, 1996.

TOL, Richard S.J. *The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: na assessment of the uncertainties*. Energy Policy n. 33, 2005.

TOLENTINO, M e ROCHA FILHO, R.C. *A Química no Efeito Estufa* Revista Química Nova na Escola, n. 8, pp- 10-14, 1998.

TOLMASQUIM, Maurício T. *Metodologias de Valoração de Danos Ambientais Causados pelo Setor Elétrico*. Editora Cenergia, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício T. *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

VANZIN, Emerson; PANDOLFO, Adalberto; BRANDLI, Luciana; GHENO, Renata; e KUREK, Juliana. *Análise da viabilidade econômica do uso do biogás de aterros sanitários para geração de energia elétrica: aplicação no aterro metropolitano Santa Tecla*. XXVI ENEGEP, Fortaleza, 2006 (disponível na Internet « [www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2006\\_TR520347\\_7425.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2006_TR520347_7425.pdf) » acessado em 20/09/2008)

VARIAN, Hal R. *Microeconomia: Princípios Básicos*. Editora Campus, 2000.

WWF *Mudanças climáticas: Consequências catastróficas*. 2007 (disponível em « <http://assets.wwf.org.br/downloads/2vs3graus.pdf> » acessado em 20/09/2008).

## ANEXO I

### O ciclo do Carbono

Este anexo traz uma descrição mais profunda do ciclo do carbono, de modo a facilitar ao leitor a compreensão dos mecanismos pelos quais ocorre a emissão e fixação deste elemento que está presente nos dois principais gases do efeito estufa (dióxido de carbono e metano). O desconhecimento do conteúdo aqui apresentado não prejudica o entendimento das análises desenvolvidas ao longo do presente trabalho.

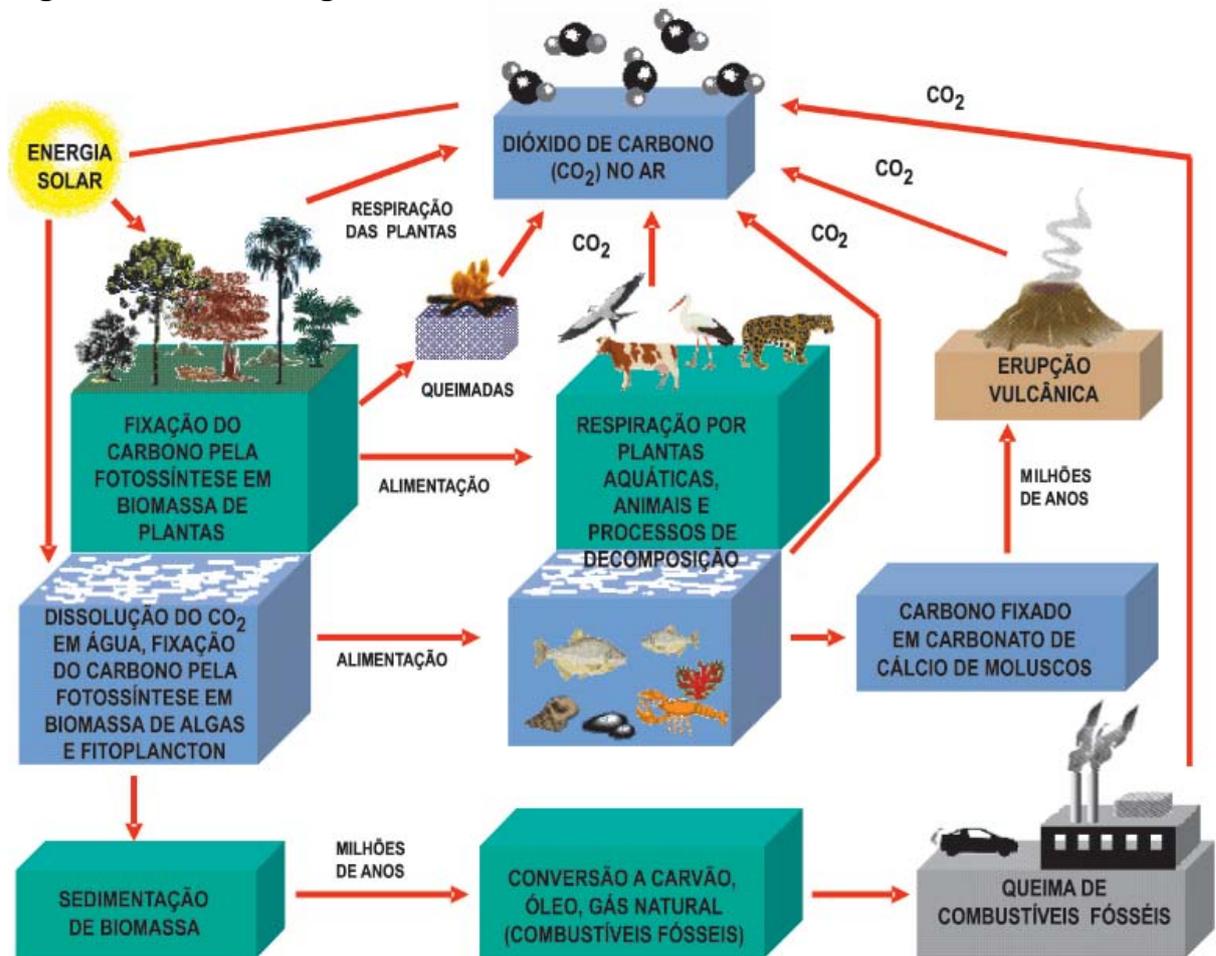
#### O ciclo do carbono

O carbono está presente nos dois gases mais relevantes do Efeito Estufa ( $CO_2$  e  $CH_4$ ). Não obstante é um elemento essencial para a vida e compõe um dos ciclos globais, ou ciclos biogeoquímicos. Para compreender como a atividade humana pode contribuir para elevar a concentração dos GEE's na atmosfera é importante elucidar também como o carbono interage com o meio ambiente.

O ciclo simples mais relevante é o denominado *fotossíntese-respiração*, e depende basicamente da presença de plantas, animais e bactérias. As plantas, sejam em área terrestre ou em áreas alagadas, tais como oceanos, lagos ou reservatórios, realizam a fotossíntese, processo por meio do qual absorvem dióxido de carbono do ambiente e convertem o  $CO_2$  em carboidratos ( $CH_2O$ ), matéria-prima para a síntese dos compostos orgânicos vegetais e animais, normalmente denominados de biomassa ou matéria orgânica. A fotossíntese recebe esse nome porque utiliza a luz solar para sintetizar a biomassa.

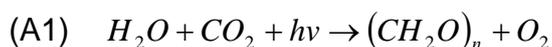
Caso ocorresse apenas a fotossíntese, não haveria mais dióxido de carbono na atmosfera. Como consequência disso, a temperatura do planeta cairia drasticamente pela falta deste gás. O outro processo que completa a fotossíntese é a respiração. Neste processo, a biomassa reage com o oxigênio e libera dióxido de carbono e energia. A Figura A.1 a seguir ilustra o ciclo global do carbono.

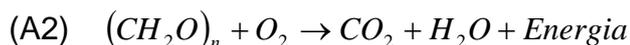
**Figura A.1 – O ciclo global do carbono**



Fonte: Martins *et al* (2003)

Como afirma Martins *et al* (2003), as trocas de dióxido de carbono entre atmosfera e biosfera ocorrem principalmente pela fotossíntese e respiração pelas plantas, que são resumidas pelas seguintes equações:





Assim, parte do dióxido de carbono fixado pela fotossíntese (equação 1) é reemitido pela respiração (equação 2). O restante é armazenado na biomassa em forma de folhas, caule, raízes, etc, formando o que é chamado Produção Primária Líquida (PPL). Uma vez que essa biomassa é consumida por outros seres vivos (heterotróficos<sup>34</sup>) é parcialmente convertida imediatamente em  $CO_2$  pela respiração e em outro momento pela decomposição da matéria orgânica. No longo prazo a respiração e decomposição seres heterotróficos tende a equilibrar a PPL.

O ambiente aquático tem um papel importante no ciclo do carbono. O dióxido de carbono se dissolve prontamente na água, de modo que se estima que os oceanos contenham aproximadamente 50 vezes mais  $CO_2$  que a atmosfera. Além disso, estima-se que do carbono total da atmosfera na forma de dióxido de carbono, cerca de 640 Gt, aproximadamente 35 Gt são assimiladas pelas plantas terrestres e 84 Gt se dissolvem nos oceanos ou em outras superfícies aquáticas a cada ano (RICKLEFS, 2003). Dessa forma, é importante analisar como ocorrem as trocas de carbono nesse meio.

A solubilidade do dióxido de carbono na água doce é cerca de 0,0003 litro por litro de água, ou seja, 0,03% em volume, que é aproximadamente o mesmo que sua concentração na atmosfera. Contudo o dióxido de carbono dissolvido em água existe em uma concentração grande de íon de bicarbonato (RICKLEFS, 2003). A transformação do carbono inorgânico no ambiente aquático depende do papel desempenhado sobretudo pelas algas e por um pequeno grupo de plantas marinhas, que constituem os produtores primários que garantem a vida nos mares e oceanos.

---

<sup>34</sup> Heterotróficos são aqueles seres incapazes de produzir seu próprio alimento a partir da fixação do dióxido de carbono e por isso se alimentam a partir de outros compostos orgânicos ou inorgânicos.

Por outro lado, as algas calcáreas desempenham um papel fundamental na formação e manutenção dos recifes de coral. Esses ecossistemas, com biodiversidade comparável à das florestas tropicais, desempenham papel essencial no ciclo global do carbono, uma vez que são importantes fixadores de carbono. Como afirma Oliveira (1996), sua abundância provavelmente exercem influência sobre a concentração de  $CO_2$  na atmosfera, e conseqüentemente poderia mitigar os efeitos das emissões antrópicas dos GEE's. Os oceanos constituem dessa forma um importante sumidouro de  $CO_2$ , sendo que as trocas desse gás entre atmosfera o ambiente aquático apontam para uma captura anual da ordem de  $2 \pm 0,8 \text{ GtC}$  (MARTINS *et al*, 2003). É importante ressaltar que a solubilidade de gases na água, entre eles o dióxido de carbono e o metano, dependem de diversos fatores, tais como a salinidade da água, a profundidade, temperatura e outros (FIORUCCI e BENEDITO FILHO, 2005).

Decomposição e combustão constituem outros dois processos que são praticamente idênticos à respiração. Por um lado, a decomposição pode ser descrita como sendo a respiração de bactérias e fungos de matéria orgânica morta. Por outro lado, a combustão de matéria orgânica segue o mesmo caminho da respiração, sendo que o calor acelera o processo.

Conforme detalha Santos (2006), há ainda um ciclo, que envolve as rochas, ou o carbono depositado nas rochas durante milhões de anos. Conforme afirma o autor, os ciclos que envolvem as plantas vivas e os oceanos podem fazer a concentração de  $CO_2$  mudar em semanas ou meses. Contudo, os ciclos que envolvem as rochas demoram milhares ou milhões de anos para alterar a concentração de dióxido de carbono na atmosfera, a não ser por influência da atividade humana. Ocorre que a matéria orgânica morta que fica enterrada sob as

rochas em certas condições transforma-se em carvão mineral, petróleo ou gás natural, denominados combustíveis fósseis. O atendimento da necessidade humana de energia tem sido atendida pela queima desses combustíveis fósseis, liberando grandes quantidades de  $CO_2$  para a atmosfera.

O outro gás do efeito estufa que será analisado é o metano. Sua concentração atmosférica permaneceu praticamente estável durante centenas de anos em cerca de 700mL/m<sup>3</sup> até aproximadamente duzentos anos atrás, a partir de quando começaram a se elevar para os níveis atuais, acima de 1.700mL/m<sup>3</sup> (MARTINS *et al*, 2003; HOUSE OF LORDS, 2005). As fontes de emissão de metano envolvem áreas alagadas e com deficiência de oxigênio, tais como pântanos, lagos e áreas de cultivo alagado, como no caso do arroz.

O  $CH_4$  é resultado final da decomposição de matéria orgânica. As principais atividades humanas responsáveis pela emissão de metano são: decomposição de lixo em aterros sanitários; queima de biomassa; queima de carvão; processamento de petróleo e extração de gás natural. Contudo, estudos têm apontado para a criação de bovinos e suínos como fontes importantes nas emissões antrópicas desse gás. Conforme Martins *et al* (2003), enquanto que as emissões anuais naturais e antrópicas de metano estão na ordem de 500 a 600 Mt de  $CH_4$ , as capturas anuais estão na ordem de 460 a 580 Mt de  $CH_4$ .

## ANEXO II

### Dimensionamento das hidrelétricas

No presente anexo estão detalhados todos os empreendimentos hidrelétricos operacionais, cujas informações foram consolidadas para se estimar a área alagada total das hidrelétricas brasileira.

**Tabela A.1 – Dimensionamento UHE's Região Norte**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Balbina	Uatumã	AM	250,00	2.359,53	0,11
2	Coaracy Nunes	Araguari	AP	68,00	23,30	2,92
3	Luís Eduardo Magalhães	Tocantins	TO	902,00	626,00	1,44
4	Peixe Angical	Tocantins	TO	452,00	294,11	1,54
5	Salto Santiago	Iguaçu	RR	1.420,00	210,00	6,76
6	Samuel	Jamari	RO	216,00	560,08	0,39
7	Tucuruí 1 e 2	Tocantins	PA	5.700,00	2.430,00	2,35
Total Região Norte				9.008,00	6.503,02	1,39

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.2 – Dimensionamento PCH's Região Norte**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Alta Floresta	Branco	RO	5,00	0,05	100,00
2	Alto Jatapu	Jatapu	RR	5,00	15,00	0,33
3	Curuá-Uma	Curuá-Uma	PA	30,00	78,00	0,38
4	Eletrossol	Colorado	RO	1,04	0,60	1,73
5	Isamu Ikeda II	Balsas	TO	11,50	10,00	1,15
6	Lajeado	Lajeado	TO	2,07	0,13	15,92
7	Pitinga	Pitinga	AM	10,00	18,70	0,53
Total Região Norte				64,61	122,48	0,53

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.3 – Dimensionamento UHE's Região Nordeste**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Apolônio Sales	São Francisco	AL/BA	400,00	91,00	4,40
2	Boa Esperança	Parnaíba	PI/MA	225,00	363,00	0,62
3	Itaparica	São Francisco	PE/BA	1.500,00	828,19	1,81
4	Itapebi	Jetiquinhonha	BA	450,00	61,58	7,31
5	Paulo Afonso1	São Francisco	BA	180,00	4,19	42,96
6	Paulo Afonso2A	São Francisco	BA	217,00	4,19	51,79
7	Paulo Afonso2B	São Francisco	BA	228,00	4,19	54,42
8	Paulo Afonso3	São Francisco	BA	800,00	4,19	190,93
9	Paulo Afonso4	São Francisco	BA	2.460,00	91,00	27,03
10	Sobradinho	São Francisco	BA	1.050,00	4.214,31	0,25
11	Xingó	São Francisco	AL/SE	3.000,00	60,00	50,00
Total Região Nordeste				10.510,00	5.725,84	1,84

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.4 – Dimensionamento PCH's Região Nordeste**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Alto Fêmeas 1	Galheirão das Fêmeas	BA	10,00	0,01	1.000,00
2	Araras	Acaraú	CE	4,40	96,25	0,05
3	Correntinha	Correntinha	BA	9,00	0,07	128,57
4	Curemas	Piancó	PB	3,52	59,50	0,06
5	Funil	Contas	BA	30,00	4,10	7,32
6	Itapecuruzinho	Itapecuru	MA	1,03	0,06	17,17
7	Pedra	Contas	BA	23,00	105,00	0,22
Total Região Nordeste				80,95	264,99	0,31

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.5 – Dimensionamento UHE's Região Centro-Oeste**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Cachoeira Dourada	Paranaíba	GO	658,00	69,00	9,54
2	Cana Brava	Tocatins	GO	471,60	138,70	3,40
3	Corumbá I	Corumbá	GO	375,00	64,60	5,80
4	Corumbá IV	Corumbá	GO	127,00	173,30	0,73
5	Guaporé	Guaporé	MT	120,00	4,10	29,27
6	Itiquira II	Itiquira	MT	95,20	0,10	952,00
7	Itiquira I	Itiquira	MT	60,80	2,10	28,95
8	Itumbiara	Paranaíba	GO/MG	2.280,00	798,00	2,86
9	Jauru	Jauru	MT	121,50	2,16	56,25
10	Juba I	Juba	MT	42,00	0,87	48,28
11	Juba II	Juba	MT	42,00	2,62	16,03
12	Manso	Manso	MT	210,00	387,00	0,54
13	Queimado	Preto	GO/MG	105,00	41,00	2,56
14	São Simão	Paranaíba	GO/MG	1.710,00	665,27	2,57
15	Serra da Mesa	Tocatins	GO	1.275,00	1.784,00	0,71
Total Região Centro-Oeste				7.693,10	4.132,82	1,86

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.6 – Dimensionamento PCH's Região Centro-Oeste**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Água Suja	Água Suja	MT	1,20	40,00	0,03
2	Assis Chateaubriand	Pardo	MS	29,50	1,94	15,20
3	Braço Norte II	Braço Norte	MT	9,20	1,31	7,05
4	Casca 3	Casca	MT	12,00	34,29	0,35
5	Costa Rica	Sucuruí	MS	16,00	106,67	0,15
6	Culuente	Culuente	MT	1,92	4,92	0,39
7	Derivação Jordão - Eixo B	Jordão	PR	6,50	1,94	3,35
8	JKO (Braço Norte)	Braço Norte	MT	4,82	24,10	0,20
9	Paraíso I	Paraíso	MS	21,60	18,00	1,20
10	Paranoá	Paranoá	DF	19,00	0,43	43,98
11	Primavera	Mortes	MT	8,10	2,79	2,90
12	Rochedo	Meia Ponte	GO	4,00	0,51	7,89
13	Salto Belo	Noidore	MT	3,30	4,71	0,70
14	São Domingos	S.Domingos	GO	12,40	4,96	2,50
15	Torixoréu	S.Domingos	MT	2,00	3,77	0,53
Total Região Centro-Oeste				151,54	250,34	0,61

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.7 – Dimensionamento UHE's Região Sudeste**

	Nome	Rio	UF	Potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Álvaro Souza Lima	Tietê	SP	144,00	60,10	2,40
2	Americana	Atibaia	SP	33,60	11,40	2,95
3	Amado A. Laydner	Paranapanema	SP	98,00	448,93	0,22
4	Armando Salles de O.	Pardo	SP	32,00	2,70	11,85
5	Barra Bonita	Tietê	SP	140,00	310,52	0,45
6	Caconde	Pardo	SP	80,00	30,95	2,58
7	Camargos	Grande	MG	46,00	73,36	0,63
8	Canoas I	Paranapanema	SP/PR	82,50	29,11	2,83
9	Canoas II	Paranapanema	SP/PR	72,00	23,52	3,06
10	Capivara	Paranapanema	SP/PR	640,00	576,30	1,11
11	Emborcação	Paranaíba	MG	1.192,00	447,70	2,66
12	Euclides da Cunha	Pardo	SP	108,00	1,07	100,93
13	Fonte Nova	Ribeirão das Lajes	RJ	132,00	4,00	33,00
14	Fontes – BC	Lajes	RJ	88,00	4,00	22,00
15	Fontes Lajes	Lajes	RJ	44,00	30,70	1,43
16	Funil	Grande	MG	180,00	37,71	4,77
17	Funil	Paraíba do Sul	RJ	222,00	39,73	5,59
18	Furnas	Grande	MG	1.312,00	1.442,00	0,91
19	Guilman-Amorim	Piracicaba	MG	140,00	1,00	140,00
20	Henry Borden	Cubatão 1	SP	888,00	127,45	6,97
21	Ibitinga	Tietê	SP	132,00	114,82	1,15
22	Igarapava	Grande	MG/SP	210,00	52,00	4,04
23	Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	RS	183,00	4,00	45,75

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.8 – Dimensionamento UHE's Região Sudeste (continuação)**

	Nome	Rio	UF	Potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
24	Ilha Solteira	Paraná	SP/MS	3.444,00	1.195,20	2,88
25	Itutinga	Grande	MG	52,00	1,60	32,50
26	Jaguara	Grande	MG/SP	424,00	33,90	12,51
27	José Ermirio de Moraes	Grande	SP/MG	1.396,20	646,26	2,16
28	Lucas Nogueira Garcez	Paranapanema	SP/PR	72,00	11,59	6,21
29	Luiz Carlos Barreto	Grande	SP/MG	1.104,00	46,53	23,73
30	Marimondo	Grande	MG/SP	1.488,00	438,00	3,40
31	Mário Lopes Leão	Tietê	SP	264,00	530,00	0,50
32	Mascarenhas	Doce	ES	131,00	4,10	31,95
33	Mascarenhas de Moraes	Grande	MG	478,00	263,75	1,81
34	Miranda	Araguari	MG	408,00	50,63	8,06
35	Nilo Peçanha	Ribeirão das Lajes	RJ	380,00	4,00	95,00
36	Nova Avanhadava	Tietê	SP	347,40	212,00	1,64
37	Nova Maurício	Novo	MG	32,10	3,40	9,44
38	Nova Ponte	Araguari	MG	510,00	443,00	1,15
39	Piraibuna / Paratininga	Paraíba do Sul	SP	85,00	177,17	0,48
40	Pereira Passos	Lajes	RJ	100,00	1,10	90,91
41	Piraju	Paranapanema	SP	80,00	12,75	6,27
42	Porto Colombia	Grande	SP/MG	328,00	143,90	2,28
43	Porto Estrela	Santo Antônio	MG	112,00	4,20	26,67
44	Porto Primavera	Paraná	SP/MS	1.540,00	2.139,67	0,72
45	Rosal	Itabopoana	ES/RJ	55,00	1,28	42,97
46	Rosana	Paranapanema	SP/PR	372,00	217,66	1,71
47	Sá Carvalho	Severo	MG	78,00	0,46	169,57
48	Salto Grande	Santo Antônio	MG	102,00	5,80	17,59
49	Santa Branca	Paraíba do Sul	SP	58,00	27,00	2,15
50	Santa Clara	Mucuri	MG/BA	60,00	7,60	7,89
51	Sobragi	Piraibuna	MG	60,00	0,11	545,45
52	Souza Dias	Paraná	SP/MS	1.551,20	327,00	4,74
53	Suíça	Sta Mra da Vitória	ES	30,60	0,60	51,00
54	Taquaraçu	Paranapanema	SP/PR	554,00	74,58	7,43
55	Três Irmãos	Tietê	SP	807,50	756,54	1,07
56	Três Marias	São Francisco	MG	396,00	1.009,32	0,39
57	Volta Grande	Grande	MG/SP	380,00	201,60	1,88
Total Região Sudeste				23.479,10	12.865,37	1,82

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.9 - Dimensionamento PCH's Região Sudeste**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Anil	Jacaré	MG	3,60	0,08	45,00
2	Cachoeira da Onça	São José	ES	1,13	0,23	4,91
3	Cachoeira do Emboque	Matipó	MG	18,00	2,80	6,43
4	Cachoeira Encoberta	Glória	MG	22,70	0,29	78,28
5	Cajuru	Pará	MG	7,20	23,30	0,31
6	Capã Preto	Quilombo 3	SP	5,52	2,80	1,97
7	Cariobinha	Ribeirão Quilombo	SP	1,35	0,10	13,50
8	Coronel Domiciano	Fumaça	MG	1,84	0,03	61,33
9	Dona Rita	Tanque	MG	2,41	3,50	0,69
10	Dourados	Sapucaí Paulista	SP	7,00	0,54	12,96
11	Eloy Chaves	Mogi-Guaçu	SP	18,80	0,41	45,85
12	Gafanhoto	Pará	MG	12,88	1,52	8,47
13	Gavião Peixoto	Jacaré-Guaçu	SP	4,20	0,17	24,71
14	Glória	Glória	MG	14,50	1,70	8,53
15	Itatinga	Itatinga	SP	15,00	17,00	0,88
16	Jaguari	Jaguari	SP	27,60	55,68	0,50
17	Jucu	Jucu Braço Sul	ES	2,01	0,01	201,00
18	Luís Dias	Lourenço Velho G.	MG	2,43	0,03	81,00
19	Macabu	Macabu	RJ	22,50	3,20	7,03
20	Martins	Uberabinha	MG	7,70	0,20	38,50
21	Maurício	Novo	MG	2,20	3,40	0,65
22	Mello	Santana	MG	10,00	0,69	14,49
23	Mogi-Guaçu	Mogi-Guaçu	SP	7,00	5,50	1,27
24	Muniz Freire	Pardo	ES	25,00	0,18	138,89
25	Neblina II	Manhaçu	MG	4,60	1,48	3,11
26	Oswaldo Costa	Machado	MG	9,16	2,40	3,82
27	Pai Joaquim - Ampliação	Araguari	MG	23,00	0,50	46,00
28	Pandeiros	Pandeiros	MG	4,20	0,40	10,50
29	Paraúna	Paraúna	MG	4,08	1,00	4,08
30	Peti	Santa Bárbara	MG	9,40	6,00	1,57
31	Piau	Piau	MG	18,01	0,50	36,02
32	Poquim	Poquim	MG	1,40	0,27	5,19
33	Rio Bonito	Sta Mra da Vitória	ES	13,80	2,20	6,27
34	Rio das Pedras	Velhas	MG	9,38	4,00	2,35
35	Salto Grande	Atibaia	SP	3,70	0,04	92,50
36	Xicão	Santa Cruz	MG	1,81	1,20	1,51
Total Região Sudeste				345,11	143,35	2,41

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.10 – Dimensionamento UHE's Região Sul**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Bento Munhoz da R. N.	Iguaçu	PR	1.676,00	141,90	11,81
2	Canastra	Santa Maria	RS	42,50	0,05	850,00
3	Dona Francisca	Jacuí	RS	125,00	18,90	6,61
4	Guaricana	Arraial	PR	36,00	0,90	40,00
5	Itá	Uruguai	RS/SC	1.450,00	141,80	10,23
6	Itaipú	Paraná	PR	12.600,00	1.460,00	8,63
7	Itaúba	Jacuí	RS	500,00	17,00	29,41
8	Jacuí	Jacuí	RS	180,00	4,80	37,50
9	Julio Mesquita Filho	Chopin	PR	57,60	0,45	128,00
10	Luiz Carlos Barreto C.	Grande	SP/MG	1.104,00	46,53	23,73
11	Machadinho	Pelotas	RS/SC	1.140,00	78,91	14,45
12	Parigot de Souza	Capivari/Cacheira	PR	260,00	13,10	19,85
13	Passo Fundo	Passo Fundo	RS	226,00	151,14	1,50
14	Passo Real	Jacuí	RS	158,00	225,50	0,70
15	Salto Caxias	Iguaçu	PR	1.240,00	141,43	8,77
16	Salto Osório	Iguaçu	PR	1.078,00	55,87	19,29
17	Salto Santiago	Iguaçu	PR	1.420,00	210,00	6,76
18	Segredo	Iguaçu	PR	1.260,00	80,58	15,64
Total Região Sul				24.553,10	2.788,86	8,80

Fonte: Leão (2008)

**Tabela A.11 – Dimensionamento PCH's Região Sul**

	Nome	Rio	UF	potência (MW)	área (Km²)	Densidade (MW/Km²)
1	Apucarantina	Apucarantina	PR	9,50	0,55	17,27
2	Bracinho	Bracinho	SC	16,50	0,06	275,00
3	Burges	Santa Maria	RS	11,12	2,50	4,45
4	Capigui	Guaporé	RS	3,76	7,60	0,49
5	Caveiras	Caveiras	SC	3,50	14,40	0,24
6	Cedros	Cedros	SC	7,40	2,94	2,52
7	Celso Ramos	Chapecozinho	SC	4,60	0,08	57,50
8	Chaminé	São João	PR	18,00	0,10	180,00
9	Derivação Jordão	Jordão	PR	6,50	3,35	1,94
10	Garcia	Garcia	SC	8,60	0,82	10,49
11	Guarita	Guarita	RS	1,76	4,43	0,40
12	Ijuizinho	Ijuizinho	RS	1,00	0,10	10,00
13	Ivo Silveira	Santa Cruz	SC	2,40	0,06	40,00
14	Mourão 1	Mourão	PR	7,50	11,30	0,66
15	Palmeiras	Bonito	SC	17,40	3,10	5,61
16	Palmeiras / Cedros	Bonito	SC	7,00	0,85	8,24
17	Passo do Inferno	Santa Cruz	RS	1,33	0,12	11,08
18	Pery	Canoas	SC	4,40	0,05	88,00
19	Rio dos Pratos	Dos Patos	PR	1,60	0,50	3,20
20	Salto do Rio Branco	Dos Patos	PR	2,50	0,32	7,81
21	Santa Marta	Ticororó	RS	1,48	1,80	0,82
22	Santa Rosa	Santa Rosa	RS	1,40	0,11	12,73
23	São Jorge	Pitangui	PR	2,30	7,20	0,32
Total Região Sul				141,55	62,34	2,27

Fonte: Leão (2008)