

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**Redução de emissões de gases de efeito estufa no
setor elétrico brasileiro: a experiência do
Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do
Protocolo de Quioto e uma visão futura**

Adelino Ricardo Jacintho Esparta

São Paulo

2008

Adelino Ricardo Jacintho Esparta

**Redução de emissões de gases de efeito estufa no
setor elétrico brasileiro: a experiência do
Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do
Protocolo de Quioto e uma visão futura**

Tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-
Graduação em Energia da Universidade de São
Paulo (Escola Politécnica, Faculdade de Economia e
Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia,
Instituto de Física para obtenção do título de Doutor
em Energia.

Orientação: Prof. Dr. José Roberto Moreira

São Paulo, 10 de março de 2008

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Esparta, Adelino Ricardo Jacintho

Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura / Adelino Ricardo Jacintho Esparta; orientador José Roberto Moreira. – São Paulo, 2008.

111p. : il.; 30cm.

Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

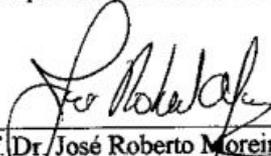
1. Redução de emissões de gases de efeito estufa 2. Setor elétrico brasileiro 3. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto. I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

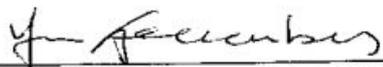
ADELINO RICARDO JACINTHO ESPARTA

*“Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Setor Elétrico Brasileiro:
A Experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de
Quioto e uma Visão Futura”*

Tese defendida e aprovada em 27/03/2008 pela Comissão Julgadora:



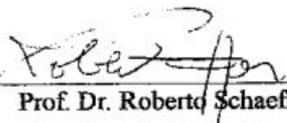
Prof. Dr. José Roberto Moreira - PIPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



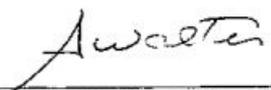
Prof. Dr. José Goldemberg - PIPGE/USP



Prof.ª Dr.ª Virginia Parente - PIPGE/USP



Prof. Dr. Roberto Schaeffer - UFRJ



Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter - UNICAMP

Dedicatória

A Cecília, pelo amor por mim e por tudo o que faço.

Ao Carlos, por partilhar os sonhos de empreender e de praticar a ética nos negócios.

Obrigado por me escolher para ajudar a tornar estes sonhos realidade.

Ao Adelino, que sonhava em me chamar de doutor.

Aos meus pais, Esther e Francisco, por tornarem possível a minha escolha de caminho.

Ao Sport Club Corinthians Paulista, por regularmente me transportar de volta à infância.

Agradecimentos

Ao Prof. José Roberto Moreira pela confiança, presença, estímulo e paciência.

À Agência Internacional de Energia Atômica, ao Prof. Alexandre Salem Szklo e ao Amaro Olimpio Pereira Júnior por me indicarem o norte no oceano que é o MESSAGE.

Aos colegas da Ecoinvest e Ecopart, Mathias, Marluce, Marco, Ademar, Ana Paula, Karen, Melissa, Piki, Ângelo, Jenny, Ricardo, André, Afonso, Markito, Rodrigo, Auad, Patrícia, Marcela, Francisco, Szlejf, Heitor, Daniela, Larissa e Fernanda pela imensa contribuição direta e indireta.

Aos professores do PIPGE pelos desafios e estímulos.

Resumo

ESPARTA, A.R.J. **Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura.** 2008. 111p. Tese de doutorado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

O presente trabalho tem o objetivo de entender o contexto atual das ações para mitigar mudanças perigosas do clima e o momento de transição do setor elétrico brasileiro. Ao reconhecer o potencial de sinergia, são apresentadas três contribuições: ao cálculo do fator de emissão de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis, à avaliação do potencial do MDL em influenciar a expansão da capacidade de geração de eletricidade no Brasil e, finalmente, uma proposta de política pública para fazer convergir os objetivos da Convenção do Clima e do planejamento do setor elétrico brasileiro.

O Brasil tem uma matriz elétrica relativamente limpa, mas isso não necessariamente quer dizer que as emissões evitadas na margem da nova geração serão pequenas. Ao apresentar a evolução das metodologias de quantificação dos fatores de emissão do cenário de referência (linha de base), emerge uma proposta de cálculo de fator de emissão da margem de construção - baseado nos resultados dos leilões de energia nova - que indica um potencial de redução de emissões bastante maior que a prática atual.

Para testar a proposta de cálculo do fator de emissão, um modelo de expansão da capacidade de geração é desenvolvido e identificado com os resultados dos leilões de energia. O modelo é então utilizado em conjunto com a proposta de nova metodologia de cálculo de fator de emissão para testar a capacidade do MDL de influenciar decisões de investimento. O resultado dessa simulação demonstra que o cenário existente no final de 2007 tem um potencial significativo de influenciar a expansão do parque gerador brasileiro.

Finalmente, é apresentada uma proposta de inserção do MDL nos leilões de energia alternativa para aproveitar a sinergia entre o desejo de diversificação da matriz elétrica brasileira e a utilização de mecanismos de mercado na redução de emissões de gases de efeito estufa, ajudando o Brasil a atingir um desenvolvimento mais sustentável.

Palavras chave: Redução de emissões de gases de efeito estufa, setor elétrico brasileiro, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto.

Abstract

ESPARTA, A.R.J. **Greenhouse gases emission reductions in the Brazilian Power sector: Kyoto Protocol's Clean Development Mechanism experience and a future pathway.** 2008. 111p. Ph.D. thesis - Energy Graduation Program, University of São Paulo.

The present work identifies the context of the existing actions to mitigate dangerous climate change and the transition period experienced by the Brazilian power sector. In order to use the potential synergy identified three contributions are made: a methodology to calculate baseline emission factor for grid-connected electricity generation from renewable sources, an evaluation of the potential of the CDM to contribute to the power capacity expansion in Brazil and finally, a public policy proposal is made to convene the aims of the UNFCCC and the development of the Brazilian power sector.

The estimated greenhouse gases emission factor of the Brazilian power sector is relatively small; nevertheless build margin emission factor will not necessarily stay small. While showing the evolution of the methodologies used to calculate the baseline emission factor in the power sector, a new proposal for the calculation of the build margin emissions factor base in the results of the recent new energy auctions arises, indicating a noteworthy emission reduction potential.

In order to test the influence of the proposed baseline emission factor calculation a model is developed to simulate the power sector expansion. The model is then identified with the data of the new energy auction of the last years. The results of the simulations show that the actual conditions of the CDM market already have the capacity to modify the recent trend of new additions.

Finally, it is suggested the consideration of the CDM benefits in the public auctions towards the addition of renewable energy based power generation. The potential results are the contribution to the ultimate objective of the UNFCCC - greenhouse gases emission reductions - and the assistance to sustainable development in Brazil with an increased share of renewable energy base power generation.

Keywords: greenhouse gases emission reductions, Brazilian power sector, Kyoto Protocol's Clean Development Mechanism.

Lista de ilustrações

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Emissões globais de GEEs em GtCO ₂ e entre 1970 e 2004 (Fonte: IPCC, 2007b). | 20 |
| Figura 2 – Fluxo de informações da Ferramenta de Adicionalidade..... | 28 |
| Figura 3 – Oferta total de energia primária no Brasil em kbep..... | 31 |
| Figura 4 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade no Brasil em 2000. | 33 |
| Figura 5 - Variação do PIB, capacidade instalada e consumo de eletricidade (1980 = 100%). | 34 |
| Figura 6 – Evolução da razão entre a energia gerada e a capacidade instalada. | 35 |
| Figura 7 – Evolução do estoque de energia correspondente ao volume útil dos reservatórios e da energia natural afluyente no submercado SE/CO entre 1996 e 2002. | 36 |
| Figura 8 – Evolução da carga própria de demanda, submercado Sudeste/Centro-Oeste (1996 a 2006, MWmed)..... | 37 |
| Figura 9 – Evolução da oferta de gás natural no Brasil em milhões de m ³ | 37 |
| Figura 10 – Arranjo institucional do novo modelo do setor elétrico..... | 40 |
| Figura 11 – Fator de emissão da geração acrescida segundo o Plano Decenal de Expansão 2000-2009..... | 51 |
| Figura 12 – “Baseline” na geração de eletricidade nas regiões Sul-Sudeste/Centro-Oeste | 52 |
| Figura 13 – Conceito de energia de base e margem na geração de eletricidade | 54 |
| Figura 14 – Exemplo de curva de duração de carga..... | 57 |
| Figura 15 – Evolução nos limites de transmissão entre os submercados do SIN entre janeiro de 2003 e julho de 2006..... | 60 |
| Figura 16 – Limites de transmissão entre os submercados do SIN em novembro de 2006 | 60 |
| Figura 17 – Previsão da evolução nos limites de transmissão entre os submercados do SIN no período 2006-2009..... | 62 |
| Figura 18 - Perfil da participação da carga hidroelétrica diária de eletricidade em relação ao pico de hidroeletricidade do dia, submercado S-SE/CO, agosto de 2000 | 66 |
| Figura 19 – Participação brasileira acumulada entre projetos registrados | 73 |
| Figura 20– Oferta total de energia, participação por fonte..... | 75 |
| Figura 21 – Evolução do registro de projetos MDL brasileiros | 81 |

Lista de tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Emissões mundiais de gases de efeito estufa em 2000..... | 20 |
| Tabela 2 – Emissões e remoções de dióxido de carbono no Brasil em 1990 e 1994..... | 21 |
| Tabela 3 – Emissões de carbono no Brasil por setor, fontes não renováveis (em Gg/ano)..... | 22 |
| Tabela 4 – Participação das fontes primárias de energia na geração..... | 32 |
| Tabela 5 - Resultado dos leilões de energia nova para o período 2008-12 | 43 |
| Tabela 6 – Exemplos de fatores de emissão na geração de eletricidade | 47 |
| Tabela 7 – Previsão da evolução da linha de base na geração de eletricidade no Brasil | 48 |
| Tabela 8 – Estimativa de fatores de emissões de GEEs no Brasil, década de 1990 (Bosi, 2000) | 48 |
| Tabela 9 – Fatores de emissão de GEEs..... | 49 |
| Tabela 10 – Fator de emissão na geração de eletricidade no Brasil em 1999 | 50 |
| Tabela 11 - “Baseline” de emissões de carbono na geração de eletricidade, ano base 1998 ... | 51 |
| Tabela 12 – Previsão de emissões de GEEs na geração de eletricidade..... | 51 |
| Tabela 13 – Estimativa do tempo em que os submercados SE/CO e S apresentam diferenças de preços maiores que 5% e 1% para geração hidrelétrica..... | 59 |
| Tabela 14 – Razão do uso da capacidade nominal de transmissão entre os submercados SE/CO e S..... | 61 |
| Tabela 15 – Eficiências termodinâmicas padronizadas para o cálculo da margem de construção no Brasil (EB-CDM, 2005) | 63 |
| Tabela 16 – Evolução do fator de emissão segundo ACM0002..... | 63 |
| Tabela 17 – Fatores de emissão na geração de eletricidade para os subsistemas S-SE/CO e N- NE, período 2004-2006, segundo a metodologia MDL ACM0002 | 64 |
| Tabela 18 – Geração de hidroeletricidade e média da menor participação diária para o subsistema S-SE/CO em meses selecionados..... | 66 |
| Tabela 19 – Fator de emissão da energia nova contratada nos leilões, 2008-2012..... | 68 |
| Tabela 20 – Projetos CDM registrados anualmente por países selecionados até 31/12/2007.. | 72 |
| Tabela 21 - Potencial hidroelétrico Brasileiro, em MW..... | 76 |
| Tabela 22 – Potencial de geração eólica no Brasil, por região..... | 79 |

| | |
|---|----|
| Tabela 23 – Potencial de geração de eletricidade com resíduos urbanos em MW..... | 80 |
| Tabela 24 – Prazo médio para um projeto MDL obter a carta de aprovação no Brasil | 83 |
| Tabela 25 – Taxa interna de retorno para projetos-exemplo a partir de fontes renováveis alternativas, com análise de sensibilidade para preços de RCEs..... | 85 |
| Tabela 26 – Capacidade instalada no submercado Nordeste em 31/Dez./2006 | 87 |
| Tabela 27 – Previsão de demanda total e acréscimo no período 2008-2012..... | 88 |
| Tabela 28 – Energia nova contratada | 88 |
| Tabela 29 – Fatores de emissão da margem de construção dos submercados do SIN de acordo com os resultados dos leilões de energia nova | 89 |
| Tabela 30 – Premissas de plantas de geração consideradas possíveis para e expansão da geração nos próximos cinco anos no submercado Nordeste do SIN | 91 |
| Tabela 31 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário de referência..... | 92 |
| Tabela 32 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário com projetos a partir de fontes renováveis de energia registrados no MDL, com faturamento adicional de R\$10/MWh | 93 |
| Tabela 33 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário para início de viabilização de projetos de energia eólica | 95 |

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

bep - Barril equivalente de petróleo ($5,95 \times 10^9$ J)

CDM - “Clean Development Mechanism”

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CE-MDL - Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

CERs - “Certified Emission Reductions”

CIMGC - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima

COP - “Conference of the Parties to the UNFCCC”

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CMO - Custo Marginal de Operação

CMP - “Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Protocol”

C₂F₆ - Perfluoretano

CF₄ - Perfluormetano

CH₄ - Metano

CO₂ - Dióxido de carbono

CQNUMC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

EB-CDM - “Executive Board of the Clean Development Mechanism”

EOD - Entidade Operacional Designada

GEEs - Gases de efeito estufa

IEA - “International Energy Agency”

IGPM - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCC - “Intergovernmental Panel on Climate Change”

MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MME - Ministério das Minas e Energia

NO_x - Óxidos de nitrogênio

OECD - “Organization for Economic Co-operation and Development”

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

OTEP - Oferta total de energia primária

Países-Anexo-I - Partes incluídas no anexo I da CQNUMC

Países-não-Anexo-I - Partes não incluídas no Anexo I da CQNUMC

PIMC - Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

RCEs - Reduções Certificadas de Emissões

SF₆ - Hexafluoreto de enxofre

SIN - Sistema interligado Nacional

SO₂ - Dóxido de enxofre

tCO_{2e} - toneladas de dióxido de carbono equivalente

TIR - taxa interna de retorno

UNEP - “United Nations Environmental Program”

UNFCCC - “United Nations Framework Convention on Climate Change”

WMO - “World Meteorological Organisation”

Exponenciais

(μ) micro = 10⁻⁶

(m) mili = 10⁻³

(k) kilo = 10⁺³

(M) mega = 10⁺⁶

(G) giga = 10⁺⁹

(T) tera = 10⁺¹²

(P) peta = 10⁺¹⁵

(E) exa = 10⁺¹⁸

Sumário

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | Introdução | 16 |
| 1.1. | Estrutura do trabalho | 16 |
| 1.2. | Contextualização | 16 |
| 1.3. | A Convenção do Clima | 17 |
| 1.4. | Energia e emissões de GEEs no Brasil..... | 20 |
| 2. | Mecanismo de Desenvolvimento Limpo | 24 |
| 3. | Setor Elétrico Brasileiro..... | 31 |
| 4. | Metodologias MDL para o setor elétrico | 44 |
| 4.1. | Fatores de emissão na geração de eletricidade..... | 46 |
| 4.2. | Fatores de emissão da linha de base pré CE-MDL | 47 |
| 4.3. | Metodologia proposta de linha de base NM0027..... | 48 |
| 4.4. | Metodologia consolidada aprovada ACM0002..... | 53 |
| 4.4.1. | Aplicação da metodologia ACM0002 ao Brasil | 58 |
| 4.5. | Metodologia proposta de linha de base NM0051..... | 64 |
| 4.5.1. | Exemplo de aplicação da metodologia NM0051 ao Brasil..... | 65 |
| 4.6. | Metodologia do fator de emissão da margem de construção de acordo com os resultados do “novo modelo do setor elétrico” (pós 2004) | 67 |
| 5. | O MDL do ponto de vista do investidor | 70 |
| 5.1. | Histórico da discussão sobre mudança do clima e regulamentação do MDL..... | 71 |
| 5.2. | A discussão sobre a energia renovável no mundo..... | 73 |
| 5.2.1. | Participação das fontes renováveis de energia na matriz brasileira..... | 75 |
| 5.2.2. | Hidroeletricidade..... | 76 |
| 5.2.3. | Biomassa..... | 77 |
| 5.2.4. | Eólica | 78 |
| 5.2.5. | Outras fontes | 79 |
| 5.3. | A experiência do MDL no Brasil, 2000-2007, com foco no setor elétrico | 80 |
| 5.3.1. | Adicionalidade de projetos de geração de eletricidade por fontes renováveis no Brasil..... | 83 |

| | | |
|------|---|-----|
| 6. | Estudo de caso: potenciais impactos do MDL na ampliação do parque gerador da região nordeste do Brasil..... | 87 |
| 7. | Discussão, Conclusões e uma visão futura | 97 |
| 7.1. | Discussão..... | 97 |
| 7.2. | Uma visão futura | 101 |
| 7.3. | Conclusões..... | 103 |
| 8. | Bibliografia | 105 |

1. INTRODUÇÃO

1.1. Estrutura do trabalho

O trabalho começa com uma introdução à UNFCCC e as emissões de GEEs no setor energético brasileiro. O segundo capítulo detalha o processo do MDL. O capítulo 3 descreve o setor elétrico nos últimos anos (descrição técnica e institucional) e as tendências para os próximos anos. O capítulo 4 descreve metodologias existentes e originalmente propostas pelo autor para mensuração de redução de GEEs no setor elétrico. O capítulo 5 fala do MDL desde o ponto de vista do investidor, com alguns cálculos econômico-financeiros e apresentação de barreiras (dificuldades do PROINFA, absolutismo da AND brasileira e resultados do MDL no Brasil). O capítulo 6 é uma modelagem do setor elétrico, utilizando a plataforma MESSAGE, e uma comparação com os resultados dos leilões A3 e A5, com foco nas emissões de GEEs. No capítulo 7 são feitas propostas de utilização de mecanismos econômicos como o MDL de uma maneira mais efetiva e integrada ao desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. As conclusões do trabalho são apresentadas no capítulo 8.

1.2. Contextualização

A partir da segunda metade do século XX o setor elétrico brasileiro se caracteriza por uma forte concentração de geração hidrelétrica, a partir de grandes reservatórios, com participação acima de 90% do total da geração no final do século (MME-EPE, 2006).

A exaustão dos grandes potenciais hidráulicos próximos dos centros consumidores nas regiões sul e sudeste, preocupações quanto à segurança do suprimento e demandas ambientais levaram a uma mudança de paradigma em especial a partir da década de 1990 (ESPARTA; MOREIRA, 2006), com o aumento da oferta e geração termelétrica, notadamente de fontes fósseis.

Mais ou menos nesse mesmo período, a comunidade internacional iniciou negociações para entender, adaptar-se e mitigar uma possível mudança do clima devida ao aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera e ocasionada por atividades antrópicas. Dessas discussões resultou a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e o Protocolo de Quioto, que prevêem ações globais para reduzir emissões de gases de efeito estufa e evitar interferências antrópicas perigosas no sistema climático.

O Protocolo de Quioto, ainda que não determine metas a países em desenvolvimento, como o Brasil, prevê um mecanismo econômico, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo,

que incentiva práticas que reduzam emissões de gases de efeito estufa. Até o final de 2007 havia mais de 100 projetos MDL brasileiros registrados, a maior parte deles em geração de eletricidade por fontes renováveis.

No momento em que a mudança antrópica global do clima tem índices baixíssimos de incerteza, o aumento da participação de fontes fósseis na geração de eletricidade no Brasil e, conseqüentemente, das emissões de gases de efeito estufa, apesar do relativo sucesso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no país, indica uma tendência preocupante.

Nesse sentido, o presente trabalho pretende:

- Avaliar a experiência do MDL no setor elétrico brasileiro, principalmente desde o ponto de vista do investidor
- Prever os possíveis cenários de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro no curto e médio prazo
- Propor estratégias de utilização de mecanismos de mercado no incentivo ao uso de fontes menos emissoras de gases de efeito estufa.

1.3. A Convenção do Clima

Desde a revolução industrial as atividades econômicas e industriais ocasionaram alterações significativas na biosfera do planeta. Pode-se citar, por exemplo, o aumento de quase 35 % na concentração de *dióxido de carbono* (CO₂) na atmosfera de cerca de 280 partes por milhão em volume, ppmV, no período pré revolução industrial, no século XVIII, para 379 ppmV em 2005 (IPCC, 2007a).

O efeito estufa é causado pela absorção por *gases de efeito estufa* (GEEs) na atmosfera de parte da radiação de calor (radiação infravermelha) emitida pela Terra (atuando como corpo negro na absorção da radiação do sol) que de outra forma iria para o espaço. O efeito estufa é um fenômeno natural e a vida na terra como nós a conhecemos hoje só é possível graças a ele. Em uma atmosfera livre de GEEs a temperatura média na superfície terrestre passaria dos atuais 15 °C positivos para cerca de 6 °C negativos (HOUGHTON, 1997; SCHNEIDER, 1989). De forma inversa, o crescimento da concentração dos GEEs pode aumentar a temperatura média da superfície da Terra e de sua atmosfera. Ocorre que o aumento de pelo menos um dos GEEs, o dióxido de carbono, está intrinsecamente ligado a civilização moderna, já que ele é um dos resultados da queima de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural, carvão), que perfazem quase 90% das fontes de energia primária consumidas no planeta em 1998 (UNDP, 2000).

O movimento para análise do risco e definição de ações com relação ao efeito estufa começou a tomar impulso em 1988, durante uma conferência conjunta da *Organização Meteorológica Mundial* (OMM ou WMO¹) e do *Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente* (PNUMA ou UNEP²), com a criação do *Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima* (PIMC ou IPCC³).

Quando de sua criação, O IPCC foi constituído como um grupo de cientistas em um processo consultivo sem precedentes em tamanho e em escopo. A missão do IPCC é a de reunir o maior número possível de cientistas de diferentes países com o objetivo de coletar e analisar a literatura “*peer review*”⁴ disponível sobre o aquecimento global e consolidar relatórios sobre a ciência, possíveis impactos e políticas de resposta às mudanças climáticas (AGRAWALA, 1997).

Com base nos resultados do Primeiro Relatório de Avaliação do IPCC (HOUGHTON et al., 1990), negociou-se o texto final da *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima* (CQNUMC ou UNFCCC⁵), com a adoção de metas voluntárias de redução de emissão de GEEs (CQNUMC, 1992). O objetivo da Convenção do Clima é explicitado no seu artigo segundo:

[...] alcançar [...] a estabilização das concentrações de GEEs na atmosfera em um nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático. Esse nível deverá ser alcançado num prazo suficiente que permita aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança do clima, que assegure que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de maneira sustentável.

Infelizmente, já em 1995 estava claro que, com metas de redução voluntária, os resultados seriam insatisfatórios. Apenas alguns poucos países conseguiram de fato reduzir emissões, resultado muito mais de mudanças de política energética do que de um trabalho objetivo em busca da redução de emissões. Após alguns anos de negociações dentro da UNFCCC, foi acordado em 1997 o Protocolo de Quioto à Convenção do Clima (UNITED NATIONS, 1997), impondo reduções de emissões⁶ compulsórias de cerca de 5%, em média,

¹ WMO do inglês *World Meteorological Organization*.

² UNEP do inglês *United Nations Environmental Program*.

³ IPCC do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

⁴ Revisada por pares, ou seja, que passa por um processo de revisão por especialistas reconhecidos no assunto abordado.

⁵ UNFCCC do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

⁶ No âmbito da UNFCCC são considerados os seguinte GEEs: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆) e as famílias dos perfluorcarbonos (compostos completamente fluorados, em especial perfluorometano CF₄ e perfluoretano C₂F₆) e hidrofluorcarbonos (HFCs).

às Partes (países) incluídas no Anexo I da UNFCCC (países-anexo-I), para o período de 2008 a 2012, em relação às emissões de 1990.

O Protocolo inova ao dar às Partes crédito por reduzir emissões em outros países. O Protocolo estabelece mecanismos de flexibilização para obter esses créditos. A idéia é que os países que acharem o custo de reduzir emissões em seu próprio território particularmente alto, possam pagar por cortes nas emissões fora de suas fronteiras.

Países sem metas compulsórias no primeiro período, como por exemplo, o Brasil, não são obrigados a reduzir emissões, mas recebem incentivos se o fizerem. Essa é a essência do MDL, o artigo 12 do Protocolo de Quioto. Esses incentivos serão fornecidos na forma de Reduções Certificadas de Emissões de GEEs que poderão ser vendidas para países e/ou empresas dos países-anexo-I que encontrem dificuldades em cumprir suas metas domesticamente, ou simplesmente por motivos econômicos. Um exemplo simples para obtenção de CERs é a substituição, em um processo de obtenção de energia, da queima de um combustível fóssil por outro renovável, por exemplo, biomassa vegetal obtida de maneira sustentável. Nesse caso, o dióxido de carbono emitido na queima da biomassa é “recapturado” da atmosfera pela fotossíntese das plantas no cultivo contínuo e sustentável. Outra possibilidade na busca da redução da concentração dos GEEs na atmosfera seria o "seqüestro" de carbono, por exemplo, através da fixação do carbono através da fotossíntese no crescimento de vegetação, em projetos de reflorestamento, ou da captura direta e estocagem de carbono no subsolo.

Dentro do cronograma de regulamentação do Protocolo de Quioto, um acordo foi fechado no final de 2001, durante a Sétima Conferência das Partes (UNFCCC, 2001) da UNFCC em Marraqueche, Marrocos, o Acordo de Marraqueche. O acordo determinou as bases do funcionamento do MDL e a criação de um órgão político, o *Conselho Executivo* (CE-MDL ou EB-CDM⁷), a quem, na prática, foi delegada a regulamentação e o poder de verificar a conformidade das atividades de projeto no âmbito do mecanismo.

Depois de alguns anos de indecisão, o Protocolo de Quito, previsto para entrar em vigor em 2000, finalmente foi ratificado pelo número mínimo de Partes da Convenção do Clima e entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005.

⁷ EB-CDM do inglês *Executive Board of the CDM*.

1.4. Energia e emissões de GEEs no Brasil

O uso de energia pós-revolução-industrial através da queima de combustíveis fósseis é a principal causa do aumento da concentração atmosférica de GEEs observado no século XX e início do século XXI.

Em 2000 o setor energético global era responsável por 61,3 % do total das emissões mundiais de GEEs (Tabela 1, Figura 1).

Tabela 1 – Emissões mundiais de gases de efeito estufa em 2000

| Setor | MtCO ₂ e | |
|-------------------------------|---------------------|---------------|
| Energia | 20.629 | 61,3% |
| Transporte | 4.536 | 13,5% |
| Calor e eletricidade | 8.265 | 24,6% |
| Queima de outros combustíveis | 3.024 | 9,0% |
| Indústria | 3.494 | 10,4% |
| Emissões fugitivas | 1.310 | 3,9% |
| Processos industriais | 1.142 | 3,4% |
| Mudança do uso da terra | 6.115 | 18,2% |
| Agricultura | 4.536 | 13,5% |
| Resíduos | 1.210 | 3,6% |
| Total | 33.632 | 100,0% |

Fonte: Baumert, Herzog e Pershing (2005).

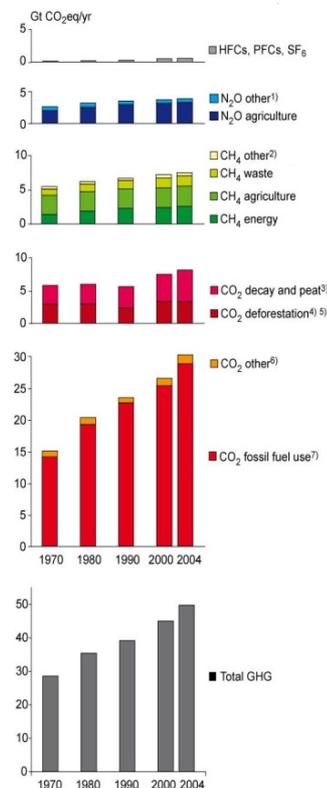


Figura 1 – Emissões globais de GEEs em GtCO₂e⁸ entre 1970 e 2004 (Fonte: IPCC, 2007b).

⁸ Ponderadas com os potenciais de aquecimento global (GWP do inglês Global Warming Potential) de 100 anos.

No caso do Brasil dados oficiais disponíveis, cobrindo apenas o período de 1990 a 1994, indicam um aumento absoluto das emissões relativas à mudança do uso da terra e florestas (758,3 para 776,3 milhões de toneladas de dióxido de carbono, MtCO₂, um aumento de 2,4%), mas com redução da participação (de 77,5% para 75,4%). Esse fato se deve essencialmente ao aumento percentual (de 20,8 % para 23,0 %) e absoluto (de 203,4 para 236,5 MtCO₂, aumento de 16,3%) das emissões de GEEs no setor energético.

Tabela 2 – Emissões e remoções de dióxido de carbono no Brasil em 1990 e 1994.

| | 1990 | 1994 | Part. 1994 | Varição |
|--|----------------|------------------|--------------|-------------|
| | Gg | | % | |
| ENERGIA | 203.353 | 236.505 | 23,0 | 16,3 |
| Queima de combustíveis fósseis | 197.972 | 231.408 | 22,5 | 16,9 |
| Subsetor energético | 22.914 | 25.602 | 2,5 | 11,7 |
| Subsetor industrial | 61.260 | 74.066 | 7,2 | 20,9 |
| Indústria siderúrgica | 28.744 | 37.887 | 3,7 | 31,8 |
| Indústria química | 8.552 | 9.038 | 0,9 | 5,7 |
| Indústria, outras | 23.964 | 27.141 | 2,6 | 13,3 |
| Subsetor transporte | 82.020 | 94.324 | 9,2 | 15,0 |
| Transporte aéreo | 5.818 | 6.204 | 0,6 | 6,6 |
| Transporte rodoviário | 71.150 | 83.302 | 8,1 | 17,1 |
| Transporte, outros | 5.051 | 4.818 | 0,5 | -4,6 |
| Subsetor residencial | 13.750 | 15.176 | 1,5 | 10,4 |
| Subsetor agricultura | 9.998 | 12.516 | 1,2 | 25,2 |
| Outros setores | 8.030 | 9.723 | 0,9 | 21,1 |
| Emissões fugitivas | 5.381 | 5.096 | 0,5 | -5,3 |
| Mineração de carvão | 1.653 | 1.355 | 0,1 | -18,0 |
| Extração e transporte de petróleo e gás natural | 3.728 | 3.741 | 0,4 | 0,4 |
| PROCESSOS INDUSTRIAIS | 16.949 | 16.870 | 1,6 | -0,5 |
| Produção de cimento | 10.220 | 9.340 | 0,9 | -8,6 |
| Produção de cal | 3.740 | 4.150 | 0,4 | 11,0 |
| Produção de amônia | 1.297 | 1.301 | 0,1 | 0,3 |
| Produção de alumínio | 1.510 | 1.892 | 0,2 | 25,3 |
| Indústria, outros | 182 | 187 | 0,0 | 2,7 |
| MUDANÇA NO USO DA TERRA E FLORESTAS | 758.281 | 776.331 | 75,4 | 2,4 |
| Mudança nos estoques de biomassa em florestas e em outras formações lenhosas | -45.051 | -46.885 | -4,6 | -4,1 |
| Conversão de florestas para outros usos | 882.477 | 951.873 | 92,4 | 7,9 |
| Abandono de terras cultivadas | -189.378 | -204.270 | -19,8 | -7,9 |
| Emissões e remoções pelos solos | 110.233 | 75.613 | 7,3 | -31,4 |
| TOTAL | 978.583 | 1.029.706 | 100,0 | 5,2 |

Fonte: MCT (2004).

Mas esses números estão mudando significativamente desde então. Se considerarmos que o aumento do consumo de petróleo (a principal fonte de energia fóssil do país) foi de 35,3 % no período de 1994 a 2005 (MME-EPE, 2006), é razoável acreditar que o aumento das emissões no setor tenha crescido de forma parecida.

Trabalho coordenado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia e pela Revista Economia & Energia e recentemente publicado (e&e, 2007) aponta crescimento de 34,7% nas emissões totais por fontes não renováveis de carbono no Brasil, entre 1995 e 2005 (Tabela 3).

Tabela 3 – Emissões de carbono no Brasil por setor, fontes não renováveis (em Gg/ano)

| | 1970 | 1980 | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | Participação 2005 | Variação 1995-2005 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------------|-----------------------|
| SETOR ENERGÉTICO AMPLIADO | 3.221 | 5.296 | 6.470 | 6.857 | 7.978 | 13.226 | 15.277 | 16,8% | 91,5% |
| NÃO APROVEITADA | 570 | 398 | 1.051 | 684 | 709 | 1.556 | 1.420 | 1,6% | 100,3% |
| CENTRAIS ELET. SERV. PÚBLICO | 1.181 | 1.429 | 1.602 | 1.630 | 2.382 | 5.041 | 5.577 | 6,1% | 134,1% |
| CENTRAIS ELET. AUTOPRODUTORAS | 413 | 648 | 568 | 899 | 1.118 | 1.931 | 2.198 | 2,4% | 96,6% |
| CONSUMO SETOR ENERGÉTICO | 1.057 | 2.821 | 3.248 | 3.645 | 3.769 | 4.698 | 6.083 | 6,7% | 61,4% |
| RESIDENCIAL | 1.367 | 2.282 | 2.961 | 3.771 | 4.343 | 4.646 | 4.207 | 4,6% | -3,1% |
| COMERCIAL | 152 | 317 | 255 | 567 | 429 | 578 | 514 | 0,6% | 19,8% |
| PÚBLICO | 80 | 215 | 152 | 139 | 551 | 573 | 470 | 0,5% | -14,7% |
| AGROPECUÁRIO | 338 | 1.959 | 2.538 | 2.741 | 3.662 | 3.831 | 4.037 | 4,4% | 10,2% |
| TRANSPORTES - TOTAL | 10.477 | 19.790 | 18.914 | 22.175 | 28.116 | 33.863 | 36.876 | 40,5% | 31,2% |
| RODOVIÁRIO | 9.030 | 16.425 | 14.648 | 19.203 | 24.824 | 30.155 | 33.336 | 36,6% | 34,3% |
| FERROVIÁRIO | 377 | 520 | 505 | 443 | 369 | 338 | 472 | 0,5% | 27,9% |
| AÉREO | 575 | 1.402 | 1.501 | 1.589 | 1.968 | 2.571 | 2.097 | 2,3% | 6,6% |
| HIDROVIÁRIO | 495 | 1.443 | 2.261 | 940 | 954 | 799 | 971 | 1,1% | 1,8% |
| INDUSTRIAL - TOTAL | 6.545 | 17.636 | 14.670 | 16.250 | 20.933 | 26.897 | 27.801 | 30,5% | 32,8% |
| CIMENTO | 1.051 | 2.110 | 1.172 | 1.529 | 1.599 | 2.843 | 2.331 | 2,6% | 45,8% |
| FERRO GUSA E AÇO | 2.166 | 5.252 | 7.112 | 7.271 | 9.900 | 11.165 | 11.889 | 13,0% | 20,1% |
| FERRO LIGAS | 0 | 67 | 34 | 49 | 58 | 157 | 313 | 0,3% | 439,7% |
| MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO | 194 | 856 | 599 | 661 | 889 | 1.531 | 1.958 | 2,1% | 120,2% |
| NÃO FERROSOS E OUT. METALURG. | 136 | 599 | 794 | 857 | 1.276 | 1.758 | 2.205 | 2,4% | 72,8% |
| QUÍMICA | 710 | 2.468 | 2.219 | 2.349 | 2.733 | 3.896 | 4.020 | 4,4% | 47,1% |
| ALIMENTOS E BEBIDAS | 597 | 1.417 | 696 | 881 | 1.110 | 1.208 | 1.015 | 1,1% | -8,6% |
| TÊXTIL | 316 | 602 | 271 | 437 | 362 | 343 | 314 | 0,3% | -13,3% |
| PAPEL E CELULOSE | 389 | 1.021 | 485 | 669 | 923 | 1.164 | 1.033 | 1,1% | 11,9% |
| CERÂMICA | 278 | 871 | 379 | 461 | 732 | 912 | 1.031 | 1,1% | 40,8% |
| OUTRAS INDÚSTRIAS | 708 | 2.374 | 910 | 1.085 | 1.351 | 1.921 | 1.692 | 1,9% | 25,2% |
| CONSUMO NÃO ENERGÉTICO | 13 | 459 | 1.398 | 1.537 | 1.656 | 2.052 | 1.940 | 2,1% | 17,1% |
| TOTAL GERAL | 22.194 | 47.954 | 47.358 | 54.036 | 67.667 | 85.666 | 91.123 | 100,0% | 34,7% |

Fonte: e&e (2007).

Alguns setores chamam a atenção devido a crescimentos expressivos entre 1995 e 2005: por exemplo, as centrais elétricas de serviço público (134,1%), centrais elétricas autoprodutoras (96,6%) e alguns setores industriais como ferro-ligas (439,7%) e mineração & pelotização (120,2%).

Nos setores de ferro-ligas e mineração & pelotização esses aumentos são associados ao crescimento significativo da produção (e, conseqüentemente do consumo de energia - 66% e 87%, respectivamente) e ao incremento do uso de carvão de origem mineral (160% e 300% respectivamente; MME-EPE, 2006).

Com relação ao setor de eletricidade, o crescimento da produção no período não é comparável aos setores industriais mencionados acima (46%, de 275.601 para 402.938 GWh; MME-EPE, 2006), mas da mesma forma houve incremento do uso de combustíveis fósseis, marcadamente o gás natural (262% entre 1995 e 2005 no setor energético). Esse aumento do

consumo de combustíveis fósseis fez com que a intensidade de carbono⁹ no setor passasse de 12,7 mgC/Wh em 1995 para 19,3 mgC/Wh em 2005.

É importante ressaltar que esse aumento ocorre apesar da realização de vários projetos MDL no período. O que torna a tendência preocupante é constatar que, sem o mecanismo, o aumento seria ainda maior (projetos MDL no setor elétrico do Brasil registrados até o final de 2007 têm uma estimativa de redução de emissões anuais de cinco milhões de toneladas de CO₂ equivalente).

⁹ Intensidade de carbono = (emissões de carbono das centrais elétricas de serviço público + emissões das centrais elétricas autoprodutoras) ÷ (produção de eletricidade).

2. MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO

A UNFCCC tem como um dos seus pilares de negociação multilateral o princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas. Em outras palavras, a responsabilidade de evitar uma interferência antrópica perigosa no sistema climático é de todos, mas é diferenciada no sentido de que não seria razoável exigir compromissos iguais de países em estágios diferentes de desenvolvimento e com menos responsabilidade pelo aumento já observado na concentração de GEEs na atmosfera. É por isso que somente alguns países desenvolvidos, aqueles listados no anexo-I da Convenção do Clima, têm metas de limitação de emissões. Por outro, lado não é desejável que países sem metas de redução de emissão não participem do esforço global de mitigação da mudança do clima.

Outro aspecto a ser observado é que, como o problema é global, do ponto de vista do meio ambiente, não importa onde as reduções de emissões são realizadas. Por isso mesmo, do ponto de vista econômico, pode ser interessante realizar projetos de redução de emissões em países em estágios de desenvolvimento não avançados, ou seja, em países sem metas de redução.

A percepção de que mecanismos de mercado poderiam auxiliar nesse processo ganhou consistência com a idéia da criação de um valor transacionável para reduções de emissões dos GEEs, inspirada nos mecanismos implementados nos Estados Unidos para comercialização de cotas para óxidos de nitrogênio (NOx) e o dióxido de enxofre (SO₂), gases causadores da chamada chuva ácida. O Programa de Chuva Ácida foi definido no “Clean Air Act” de 1990 e entrou em vigor a partir de 1995. O programa utilizou a abordagem “cap-and-trade¹⁰” e excedeu as expectativas, resultando em reduções de emissões maiores que as impostas pela legislação, a um custo menor do que 50% do inicialmente previsto (USEPA, 2001).

Com isso em mente, foram introduzidos no Protocolo de Quioto mecanismos econômicos de flexibilização do cumprimento doméstico de metas, entre eles o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

¹⁰ Esse tipo de abordagem prevê a definição de quantidades absolutas de emissões, um teto de emissões com tendência de redução no tempo, e a divisão desse total em cotas de emissão aos participantes do programa. Os participantes do programa podem então comercializar livremente entre si essas cotas de acordo com interesses econômicos e estratégias de adaptação a tendência de redução absoluta de emissões.

Países sem metas compulsórias como, por exemplo, o Brasil, não têm metas de limitação de emissões, mas receberão incentivos econômicos para atuar diretamente nesse sentido.

A forma de realização dos incentivos econômicos é definida no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, artigo 12 do Protocolo de Quioto. Nos parágrafos segundo e terceiro do supracitado artigo lê-se (UNITED NATIONS, 1997):

2. O objetivo do mecanismo de desenvolvimento limpo deve ser assistir às Partes não incluídas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, e assistir às Partes incluídas no Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões...

3. Sob o mecanismo de desenvolvimento limpo:

(a) As Partes não incluídas no Anexo I beneficiar-se-ão de atividades de projetos que resultem em reduções certificadas de emissões; e

(b) As Partes incluídas no Anexo I podem utilizar as reduções certificadas de emissões, resultantes de tais atividades de projetos, para contribuir com o cumprimento de parte de seus compromissos...

A idéia consiste em fazer com que cada unidade¹¹ de GEE que deixe de ser emitida ou que seja capturada por uma atividade de projeto em um País-não-Anexo-I possa ser negociada em um mercado mundial, criando um ativo financeiro que por sua vez incentivará a redução das emissões em termos globais.

A essência do funcionamento do MDL é relativamente simples: Países-Anexo-I apoiam financeiramente atividades de projetos realizadas em Países-não-anexo-I ao comprarem reduções certificadas de emissões resultantes. Nesse sentido o MDL é um mecanismo baseado em projetos individuais. Na definição do Protocolo de Quioto (UNITED NATIONS, 1997):

5. As reduções de emissões resultantes de cada atividade de projeto devem ser certificadas... com base em:

(c) Participação voluntária aprovada por cada Parte envolvida;

(d) Benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima, e

¹¹ O padrão de unidade é a tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). Qualquer emissão de outro GEE é transformada em potencial de aquecimento global equivalente comparado ao CO₂. No âmbito do Protocolo de Quioto são considerados os seguintes potenciais de aquecimento global de 100 anos definidos em no Segundo Relatório de Avaliação do IPCC (HOUGHTON et al., 1995): CO₂ = 1, CH₄ = 21, N₂O = 310, HFC23 = 11.700, SF₆ = 23.900, CF₄ = 6.500 e C₂F₆ = 9.200.

- (e) Reduções de emissões que sejam adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto.

Ou seja, cada atividade de projeto deve ser comparada individualmente com um cenário hipotético de referência na ausência do projeto. Esse cenário é conhecido como o cenário da linha de base. A linha de base (em inglês “baseline”) de uma atividade de projeto de MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, incluindo as emissões de todos os GEEs relevantes à CQNUMC que ocorram dentro dos limites de influência do projeto. A definição desses cenários será realizada através de metodologia aprovada de linhas de base e de quantificação das RCEs.

Com relação à regulamentação do mecanismo, o Protocolo de Quioto define que (UNITED NATIONS, 1997):

O mecanismo de desenvolvimento limpo deve sujeitar-se à autoridade e orientação da Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo e à supervisão de um conselho executivo do mecanismo de desenvolvimento limpo.

Na prática o que se decidiu foi delegar o cotidiano da regulamentação e da verificação da conformidade das atividades de projeto no âmbito do MDL ao órgão supervisor, o Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento de Limpo¹², já que a CMP¹³ reúne-se apenas uma vez por ano. Mesmo assim todas as decisões do CE-MDL devem ser confirmadas anualmente durante a CMP.

Dentro do cronograma de negociação do Protocolo de Quioto, o Acordo de Marraqueche (UNFCCC, 2001) é fundamental na regulamentação do MDL, definindo, entre outros, os seguintes pontos:

- A linha de base de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta.

¹² O EB-CDM é um órgão político composto de 10 membros titulares e 10 membros suplentes indicados por cada um dos seguintes grupos: África (2 membros), Partes não incluídas no Anexo-I (4 membros), América Latina e Caribe (2 membros), Partes incluídas no Anexo-I (4 membros), Aliança de Pequenos Estados Insulares (2 membros), Leste Europeu (2 membros), Europa Ocidental (2 membros) e Ásia (2 membros). Os membros do EB-CDM não têm obrigação de dedicação exclusivamente ao Conselho.

¹³ Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo quer dizer as Partes da CQNUMC que ratificaram o Protocolo de Quioto (CMP acrônimo do inglês “Conference of the Parties serving as the Meeting of the Parties to the Protocol”).

- A atividade de projeto do MDL é adicional se reduzir as emissões antrópicas de gases de efeito estufa para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL registrada.
- Projetos de pequena escala podem cumprir procedimentos simplificados. São considerados projetos de pequena escala atividades de projeto de energia renovável com capacidade máxima de produção equivalente a até 15 MW, atividades de eficiência energética que reduzam o consumo de energia até o equivalente a 15 GWh/ano e outras atividades que reduzam emissões e emitam diretamente menos do que 15.000 tCO₂e/ano¹⁴.
- O CE-MDL deve definir os seus próprios procedimentos, credenciar Entidades Operacionais Designadas (EODs¹⁵), desenvolver e recomendar metodologias de linha de base e monitoramento, responsáveis pela validação de projetos e certificação de reduções de emissões.
- A existência de Autoridades Nacionais Designadas para o MDL (AND ou DNA¹⁶), responsáveis por confirmar a participação voluntária de cada Parte envolvida e por verificar se a atividade de projeto contribui para a Parte onde o projeto será implementado atingir o desenvolvimento sustentável.

Dessa maneira, a confirmação da adicionalidade assim como a aprovação de uma metodologia de linha de base são atribuições do CE-MDL, enquanto que a aprovação nacional é atribuição da AND pelo país onde o projeto será realizado.

Em resumo, a confirmação da elegibilidade de uma atividade de projeto no âmbito do MDL é realizada através da avaliação dos três pontos a seguir:

1. Adicionalidade - redução de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) deve ser adicional àquela que ocorreria na ausência da atividade certificada de projeto.
2. Metodologia de linha de base e monitoramento aprovada - a atividade de projeto deve levar a benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima.
3. Aprovação Nacional - a atividade de projeto deve assistir a Parte não incluída no Anexo I para esta atingir o desenvolvimento sustentável.

¹⁴ Esses limites foram revisados posteriormente para 15 MW, 60 GWh e 60.000 tCO₂e (UNFCCC, 2006).

¹⁵ As EODs são responsáveis pela validação das atividades de projeto e verificação e certificação das reduções de emissões.

¹⁶ AND ou DNA do inglês "Designated National Authority for the CDM".

Com relação ao primeiro item, a adicionalidade, infelizmente a adicionalidade é um conceito puramente conjectural e, por isso, necessariamente subjetivo, visto que a existência do projeto impede a demonstração do cenário da ausência do mesmo e vice-versa. Na inexistência de uma possibilidade de demonstração, a adicionalidade somente poderá ser indicada pela aplicação de métodos e ferramentas aprovadas pelo CE-MDL, por exemplo, através da Ferramenta de Adicionalidade (Figura 2; EB-CDM, 2006).

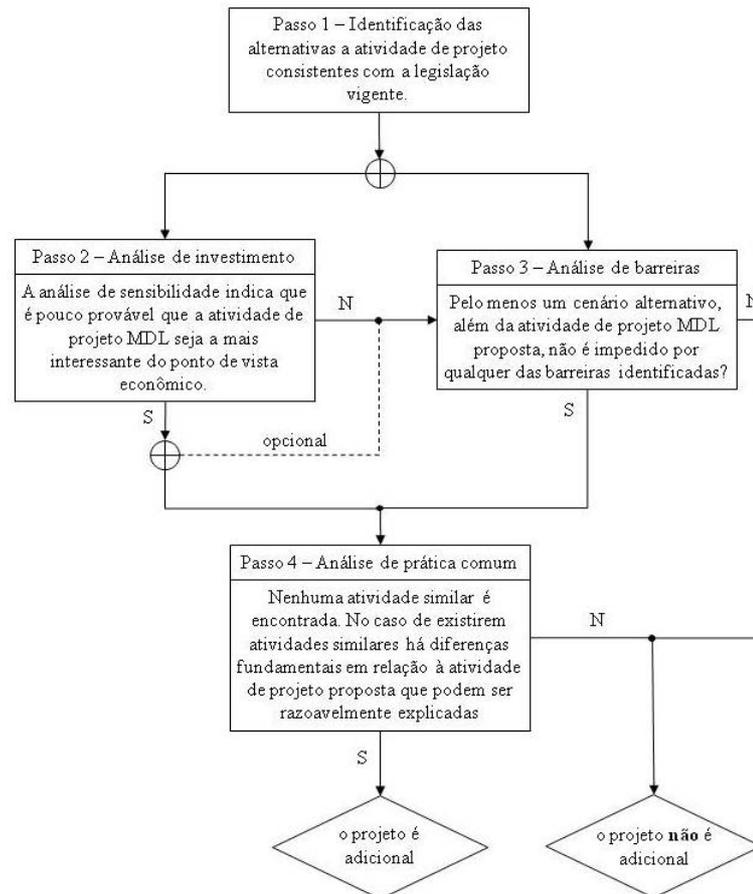


Figura 2 – Fluxo de informações da Ferramenta de Adicionalidade.

Entende-se como Ferramenta um procedimento que tenta indicar a adicionalidade de uma atividade de projeto essencialmente pela existência de:

- Alternativas de oferta do mesmo “serviço” oferecido pelo projeto que sejam economicamente mais atrativas (conceito este, naturalmente, apenas plenamente aplicável a economias de mercado),
- Barreiras que dificultem a implementação do projeto como, por exemplo, econômicas, tecnológicas, institucionais e culturais.
- Prática comum para oferta do mesmo “serviço” diversa da atividade proposta.

No que concerne ao segundo item, metodologias de linha de base e monitoramento, a necessidade de procedimentos padronizados para a quantificação das reduções certificadas de emissões, na forma de metodologias de linha de base e monitoramento, foi solucionada pelo CE-MDL de duas formas:

- Abordagem “top-down” para projetos de pequena escala. Neste caso, as metodologias são completamente definidas e desenvolvidas pelo corpo técnico interno do CE-MDL.
- Abordagem “bottom up” para outros projetos. Neste caso, o CE-MDL recebe propostas de metodologias diretamente de proponentes de projetos. Para avaliação e revisão das propostas foi criado o Painel de Metodologias¹⁷, responsável, entre outras coisas, por preparar recomendações sobre as metodologias propostas, preparar minutas padronizadas das propostas com recomendação de aprovação e recomendar ampliações da aplicabilidade das metodologias aprovadas

Metodologias de linha de base e monitoramento para o setor elétrico aprovadas pelo CE-MDL, assim como propostas do autor, já avaliadas pelo MethPanel e inéditas, são discutidas no capítulo 4 do presente trabalho.

Finalmente, no que tange ao terceiro item, a aprovação nacional, seu objetivo pode ser entendido como o de dar às Partes não incluídas no Anexo-I a decisão soberana de definir quais atividades contribuem para o desenvolvimento sustentável local. Como não existe nenhuma indicação do que pode ou deve ser considerado desenvolvimento sustentável em qualquer documento da Convenção do Clima, cada país define “desenvolvimento sustentável” unicamente de acordo com o seu interesse. Há exemplos de procedimentos extremamente sumários, assim como há também outros processos meticulosos que incluem até interpretação por parte da AND local do conceito de adicionalidade e da aplicação das metodologias aprovadas, tarefa de atribuição primária do CE-MDL. A regulação e a experiência na obtenção da aprovação nacional no Brasil são detalhadas no capítulo 5.

O MDL foi criado indubitavelmente com objetivos nobres, mas não se deve esquecer que o mecanismo é acima de tudo um instrumento econômico que permite a criação ou o estabelecimento de um mercado de títulos negociáveis, com potencial para atrair investimentos aos países signatários e, portanto, entradas de divisas que podem impactar

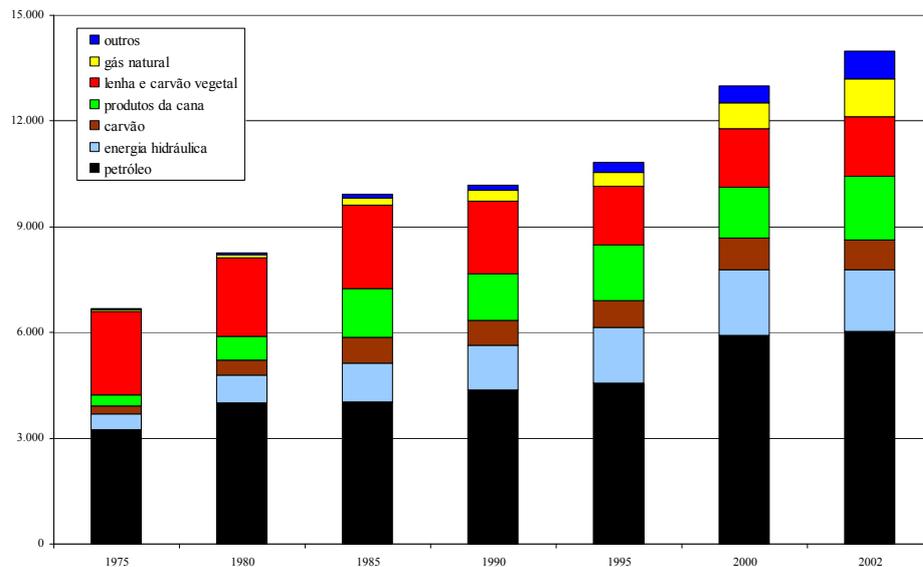
¹⁷ “Meth-Panel” do inglês “Methodologies Panel”, composto de membros técnicos escolhidos e supervisionados pelo EBCDM que se reúnem regularmente para avaliar proposições públicas de metodologias de linha de base e monitoramento.

positivamente nas contas públicas, melhorar o fluxo de caixa de um empreendimento e até viabilizar o projeto.

O potencial impacto econômico do MDL no setor elétrico brasileiro é discutido no capítulo 6.

3. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O consumo de energia no Brasil cresceu significativamente desde a década de 1970 (Figura 3). A oferta total de energia primária (OTEP) cresceu em média 2,5% ao ano no período (1975 a 2002), ligeiramente superior ao crescimento econômico de 2,1%. O uso total de energia cresceu 110%, enquanto que o consumo per capita aumentou 60% e a razão energia por unidade de PIB subiu 22% (GELLER et al. 2004).



Fonte: MME (2003).

Figura 3 – Oferta total de energia primária no Brasil em ktep.

A rápida industrialização, incluindo o alto crescimento de atividades energo-intensivas como, por exemplo, a produção de alumínio e aço, e o aumento da oferta de serviços de energia aos setores comercial e residencial são as principais causas da ampliação do uso e da intensidade da energia (TOLMASQUIM et al., 1998).

A política energética brasileira das últimas três décadas objetivou principalmente a redução da dependência externa de suprimento e o estímulo ao desenvolvimento de potenciais domésticos (ESPARTA; MOREIRA, 2006). No período, o uso de hidroeletricidade, do bioetanol e, mais recentemente, de gás natural experimentaram crescimento constante; o petróleo diminuiu a sua fatia de mercado na década de 1980, mas desde o choque de 1986 vem se recuperando lentamente; o carvão cresceu essencialmente na proporção do setor metalúrgico e a biomassa foi impulsionada pelo uso de fontes modernas em setores industriais e decresceu pela substituição da lenha no setor doméstico.

No caso do setor elétrico, características como a grande extensão territorial e a riqueza hidrográfica foram determinantes na formação do atual parque de geração de eletricidade no Brasil, de base predominantemente hidráulica (Tabela 4).

Tabela 4 – Participação das fontes primárias de energia na geração.

| Tipo | Capacidade Instalada | | Part. | Total | | Part. | |
|-------------------------|----------------------|--------------------|---------------|--------|------------|------------|--------|
| | Usinas | kW | | Usinas | kW | | |
| Hidro | 669 | 76.870.843 | 76,51% | 669 | 76.870.843 | 76,51% | |
| Gás | Natural | 78 | 10.193.502 | 10,15% | 108 | 11.344.480 | 11,29% |
| | Processo | 30 | 1.150.978 | 1,15% | | | |
| Petróleo | Óleo Diesel | 575 | 3.174.399 | 3,16% | 596 | 4.477.933 | 4,46% |
| | Óleo Residual | 21 | 1.303.534 | 1,30% | | | |
| Biomassa | Bagaco de Cana | 244 | 3.048.605 | 3,03% | 289 | 4.113.779 | 4,09% |
| | Licor Negro | 13 | 794.817 | 0,79% | | | |
| | Madeira | 27 | 231.407 | 0,23% | | | |
| | Biogás | 2 | 20.030 | 0,02% | | | |
| | Casca de Arroz | 3 | 18.920 | 0,02% | | | |
| Nuclear | 2 | 2.007.000 | 2,00% | 2 | 2.007.000 | 2,00% | |
| Carvão Mineral | 7 | 1.415.000 | 1,41% | 7 | 1.415.000 | 1,41% | |
| Eólica | 16 | 247.050 | 0,25% | 16 | 247.050 | 0,25% | |
| Total | 1.687 | 100.476.085 | 100,0% | | | | |
| Importação | Paraguai | | 5.650.000 | 69,16% | | | |
| | Argentina | | 2.250.000 | 27,54% | | | |
| | Venezuela | | 200.000 | 2,45% | | | |
| | Uruguai | | 70.000 | 0,86% | | | |
| Total importação | | 8.170.000 | 100,0% | | | | |

Fonte: ANEEL (2008).

Até o início dos anos 1990 o setor era quase que exclusivamente estatal. A partir da metade da década, devido à falta de capacidade de investimento do Estado, o governo começou uma busca de alternativas para a expansão do sistema. A solução óbvia foi a abertura gradual do mercado para investidores privados, assim como a privatização das empresas estatais mais atraentes do ponto de vista econômico.

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074, de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia.

O projeto concluiu que havia a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter

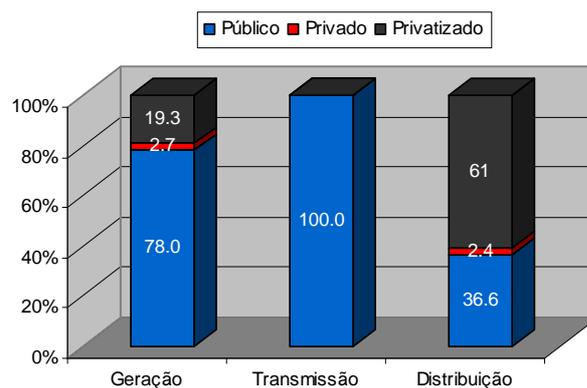
sob regulação os setores de distribuição de transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado (CCEE, 2008).

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE).

O processo de redução da participação do Estado na área energética no Brasil estava alicerçado em quatro pontos:

- Criação do ambiente de competição, iniciando-se em 1998 para grandes consumidores e culminando com a abertura total em 2005, com a figura do consumidor que pode escolher livremente o fornecedor de serviços de eletricidade;
- Desmembramento e especialização de setores, com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, antes executadas integralmente por monopólios estatais;
- Livre acesso às linhas de transmissão e
- Delegação da tarefa de operação e expansão do sistema elétrico à iniciativa privada.

Até o final de 2000, cinco anos após o seu início, o processo de desestatização ainda mostrava resultados tímidos (vide Figura 4).



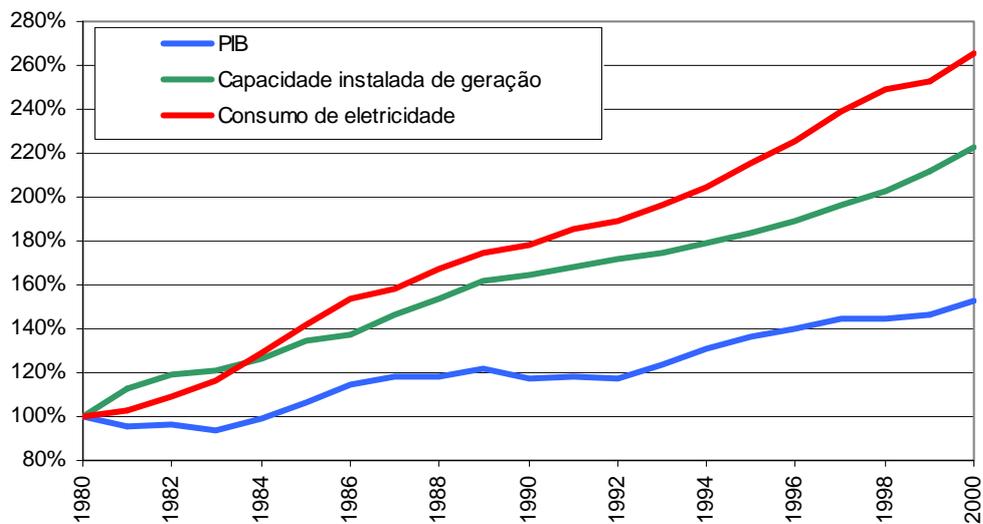
Fonte: BNDES (2000)

Figura 4 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade no Brasil em 2000.

Apesar das expectativas de aumento dos investimentos com o processo de privatização, estes não acompanharam o aumento do consumo.

O descompasso entre o aumento do PIB (média de 2% de aumento no período de 1980 a 2000) e do consumo de eletricidade (média de 5%) é um fenômeno comum e bem conhecido

nos países em desenvolvimento. Isto decorre da busca de universalização da oferta, como é o caso do Brasil, na fase de implementação de infra-estrutura. Medidas para evitar gargalos de oferta, como por exemplo, o aumento da capacidade instalada de geração e a melhoria da eficiência energética, devem ser feitos na proporção do aumento de demanda de eletricidade e não na proporção do aumento do PIB. No caso brasileiro, o aumento da capacidade instalada (média de 4%) não acompanhou o crescimento do consumo como pode ser observado na Figura 5.



Fonte: Ilumina (2001)

Figura 5 - Variação do PIB, capacidade instalada e consumo de eletricidade (1980 = 100%).

Sem o aumento da capacidade instalada, as alternativas para suprir a demanda eram o aumento da eficiência energética e o uso mais intenso das plantas existentes. No âmbito da eficiência energética, o governo estabeleceu no final do ano de 1985 o PROCEL ou Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica que, apesar de apresentar resultados promissores, teve metas tímidas e capacidade limitada de investimento. Portanto, a única alternativa restante foi mesmo o aumento do uso dos recursos existentes, o que de fato ocorreu, como pode ser constatado na Figura 6.

Essa evolução não significa necessariamente um problema. Uma utilização mais intensa do parque instalado, em outras palavras, o aumento do fator de capacidade, não pode ser analisada isoladamente. Para saber o que ocorreu deve-se avaliar a disponibilidade do combustível primário utilizado, no caso brasileiro, essencialmente, água acumulada em reservatórios. Com esta informação verifica-se que reservatórios projetados para acomodar variações climáticas desfavoráveis em períodos de quatro a cinco anos sofreram uma depleção

excessiva, essencialmente para suprir o aumento da demanda não acompanhado pelo aumento da capacidade de geração.

É isso que se constata observando a Figura 7. Nela constatamos que reservatórios originalmente planejados para suportar até cinco anos de estações de chuva abaixo da média, praticamente entram em colapso após três verões, o período com a maior incidência de chuvas, dois deles com precipitações pouco abaixo da média (1998/99 e 1999/2000) e um abaixo da média (2000/01), vide exemplo do submercado Sudeste/Centro-Oeste, responsável por mais de 60% da capacidade de armazenamento do SIN (Franceschi, 2005)¹⁸.

Fator de Capacidade do Sistema Interligado Brasileiro

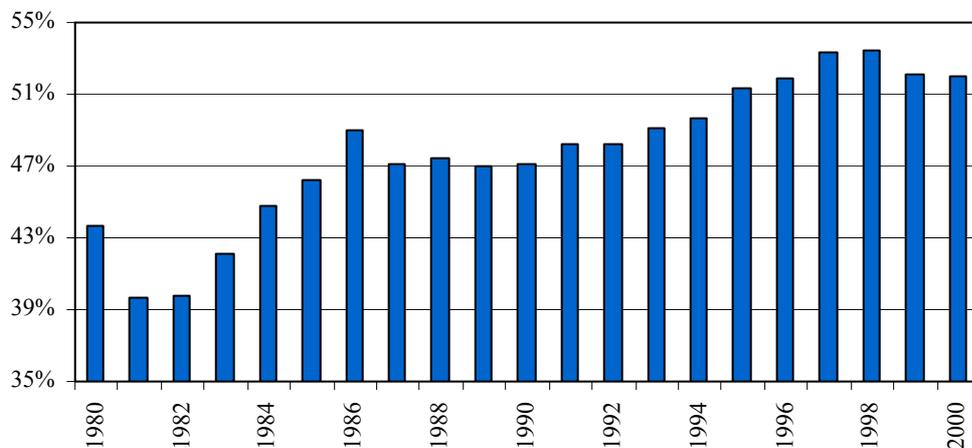


Figura 6 – Evolução da razão entre a energia gerada e a capacidade instalada.

O resultado de precipitações pluviométricas abaixo da média, do uso intensivo do estoque de energia correspondente ao volume útil nos reservatórios das hidrelétricas, de falta de capacidade maior de transmissão entre os subsistemas e do insuficiente aumento da capacidade instalada de geração foi o racionamento de energia elétrica vivido entre julho de 2001 e fevereiro de 2002.

A partir de julho de 2001, uma redução média de consumo da ordem de 20% foi imposta nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN), usando como base de cálculo o consumo no mesmo período do ano anterior. Para se ter a real dimensão da limitação infligida, deve-se notar que, de janeiro a maio de 2001, período imediatamente anterior ao racionamento, estava 6% superior ao mesmo período do ano anterior. Isto quer dizer que o país viveu durante o segundo semestre de 2001 e durante o

¹⁸ Capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas nos submercados: SE/CO, 69,5% do SIN (176.563 MWmês; responsável por 60% da carga); NE, 19,7% (50.203 MWmês; 14% da carga); S, 6,1% (15.533 MWmês; 17% da carga); N, 4,7% (11.901 MWmês; 7% da carga).

início de 2002 um racionamento de cerca de 25%, já que o um cenário de referência manteve a tendência imediatamente anterior.

Em uma tentativa de reduzir as dificuldades, o governo federal lançou no início do ano de 2000 o Plano Prioritário de Termelétricas, com a previsão de construção de 47 usinas termelétricas a gás natural trazido da Bolívia e um acréscimo de 17.500 MW até dezembro de 2003. Entretanto, várias dificuldades impediram o desenvolvimento do plano, principalmente relativas a licenciamento ambiental e definição do ambiente regulatório. Em 2002 o plano foi reformulado para 40 plantas e 13.637 MW de capacidade a ser instalada até dezembro de 2004 (Lei 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004, 20 plantas do projeto original com capacidade instalada de 9.700 MW estavam operacionais.

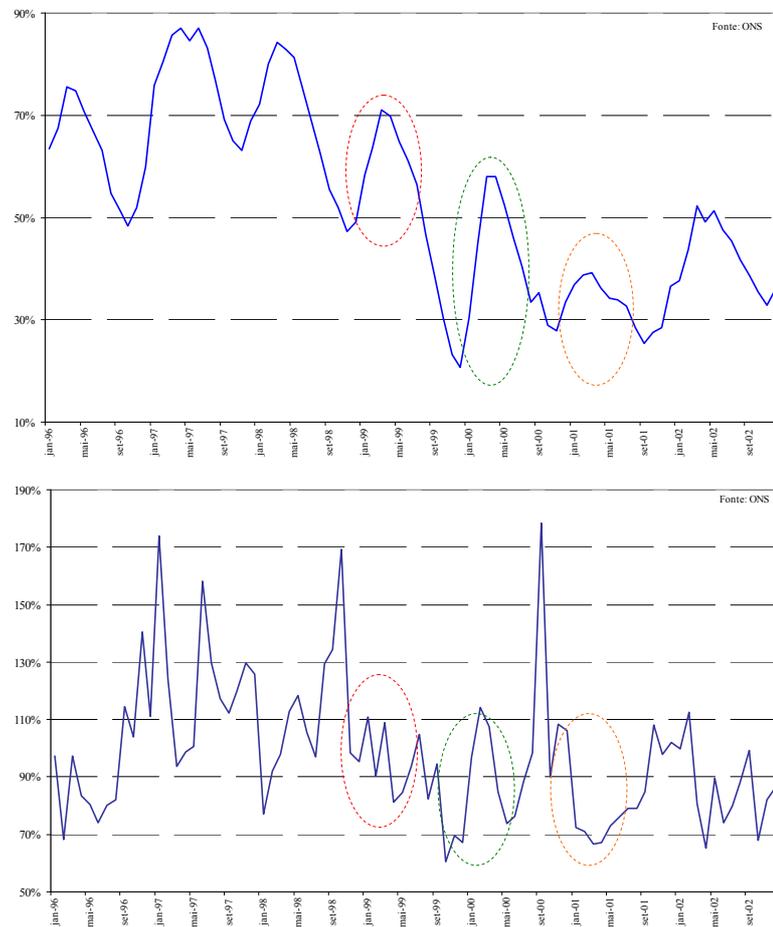


Figura 7 – Evolução do estoque de energia correspondente ao volume útil dos reservatórios e da energia natural afluyente no submercado SE/CO entre 1996 e 2002.

Como uma resposta emergencial ao racionamento, o governo lançou um programa emergencial para implantar até o final de 2002 58 plantas térmicas de geração de eletricidade, usando principalmente óleo diesel e óleo combustível, totalizando um acréscimo de 2.150 MW na capacidade de geração (CGE-CBEE, 2002).

Nota-se um movimento inequívoco de tentativa de diversificação, com um acréscimo previsto significativo de nova capacidade instalada utilizando gás natural, no período de 1999 a 2003 (SCHAEFFER et al., 2000). Com a drástica redução de demanda decorrente do período de racionamento, além de uma inércia natural para voltar aos níveis de consumo anteriores (Figura 8), essa tendência foi atenuada.

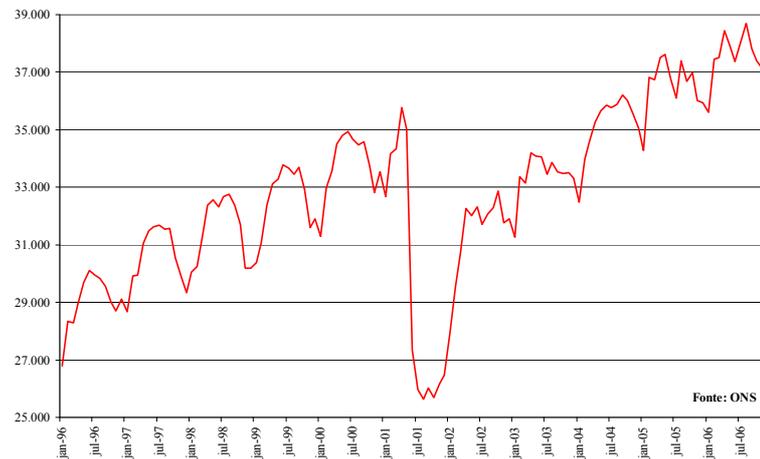


Figura 8 – Evolução da carga própria de demanda, submercado Sudeste/Centro-Oeste (1996 a 2006, MWmed)

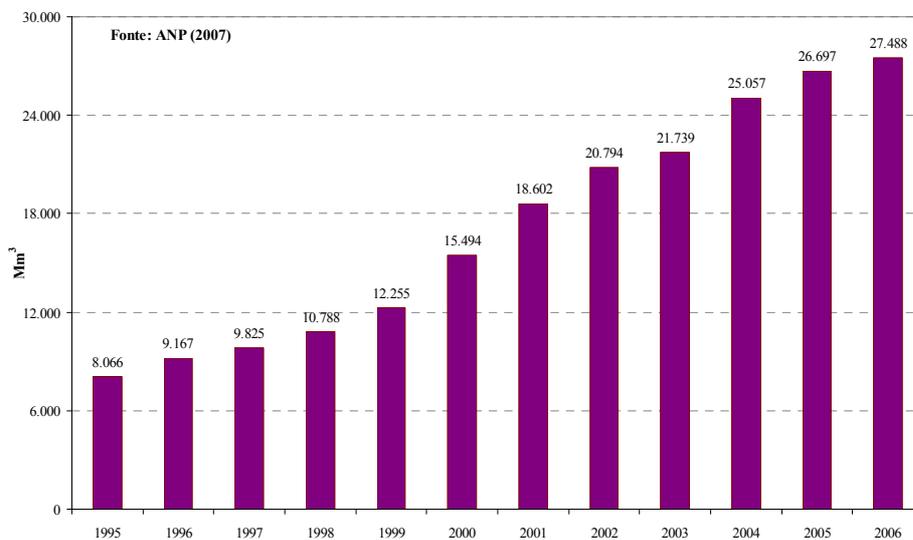


Figura 9 – Evolução da oferta de gás natural no Brasil em milhões de m³

Mesmo assim, a oferta de gás natural no país cresce acentuadamente desde 1995 (Figura 9) e, após descobertas expressivas de reservas de gás natural na bacia Santos¹⁹, é muito provável que continue a aumentar a participação do uso do gás natural na matriz elétrica.

¹⁹ Mexilhão em 2003 (com produção prevista de cerca de 10 milhões de m³ a partir de 2009), Tupi (campo de petróleo com gás associado) em 2006 e Júpiter em 2007.

Outra tentativa de diversificação da matriz é o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*, PROINFA (Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002). A primeira fase do PROINFA prevê a celebração pela Eletrobrás de contratos de 20 anos para compra da energia gerada por até 3.300 MW de potência instalada de fontes renováveis (1/3 para biomassa, 1/3 para pequenas centrais hidrelétricas e 1/3 para eólica). O preço de compra para cada fonte alternativa de energia foi determinado pelo MME de modo a ser suficiente para viabilizar economicamente um projeto médio, tendo como piso 80% do valor da tarifa média nacional de fornecimento a consumidores finais. Os custos da Eletrobrás com a compra de energia serão ressarcidos por rateio entre os consumidores finais do Sistema Elétrico Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado.

A implementação do programa, entretanto, não refletiu as expectativas geradas, pelo menos até o final de 2007. Há muitas dificuldades por parte dos parques eólicos em cumprir o índice de nacionalização de 60% ou de compra de equipamentos pelos preços previstos no início do programa. Diferentemente do que foi publicamente anunciado pelo governo federal nenhum novo fabricante de aerogeradores se instalou no país²⁰. Um dos critérios mais contestados do programa, a precedência de contratação de acordo com a antiguidade da licença ambiental de instalação, também causa problemas graves com a contestação judicial da validade de várias licenças.

Durante o período de licitação do programa foram selecionados 27 usinas de biomassa (701 MW), 54 parques eólicos (1.423 MW) e 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (1.191 MW), perfazendo um total de 3.315 MW da nova capacidade instalada, com início de operação prevista até o final de 2008.

Até dezembro de 2007 apenas 31,6% dessa capacidade estava em operação comercial e 29,1% adicionais, em construção (ANEEL, 2008a), ou seja, a construção de cerca de 40% da capacidade contratada sequer havia sido iniciada.

O programa prevê ainda uma segunda fase, com obrigatoriedade de 15% de crescimento anual até que 10% do consumo total sejam fornecidos a partir de fontes renováveis (excetuando grandes hidrelétricas). Mas diante das dificuldades enfrentadas já na primeira fase é bastante provável que essa segunda fase seja adiada indefinidamente.

²⁰ Hoje há uma única empresa no Brasil, Wobben-Enercon, com a fábrica instalada antes da aprovação do PROINFA.

No poder desde janeiro de 2003, o novo governo, sob o comando do Presidente Luís Inácio Lula da Silva decidiu rever completamente o ambiente institucional e regulatório do setor elétrico.

Um novo modelo foi aprovado em 2004 (Leis 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004), após 15 meses de intensas discussões, negociações e polêmicas. Os objetivos declarados da nova regulamentação são (MME, 2004):

- Promover a modicidade tarifária, ou seja, o menor custo possível para o consumidor;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Criar um marco regulatório estável;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular, pelos programas de universalização de atendimento.

Com relação à parte institucional (Figura 10), o modelo tem as seguintes características (PRADO JR; HEIDEIER, 2007):

- Restaura o papel do poder concedente do Ministério das Minas e Energia;
- Reforça das funções de regulação, fiscalização e mediação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Reformula a governança do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pelo planejamento e programação centralizados da operação, nos horizontes de médio e curto prazo, com ênfase na sua independência para garantir que as decisões operativas privilegiem a segurança do sistema;
- Cria da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela execução de estudos para definição da Matriz Energética, com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo, e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos;
- Cria do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, podendo propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda;
- Define novas atribuições à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, antigo MAE), responsável pela administração da contratação de energia e detentora

das atuais funções de contabilização e liquidação do Mercado Atacadista de Energia.

- Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.



Figura 10 – Arranjo institucional do novo modelo do setor elétrico

Com relação à comercialização de energia elétrica as principais definições do novo modelo do setor elétrico (MME, 2004; OECD, 2005) para atingir os objetivos acima são:

- O principal instrumento para tentar atingir a modicidade tarifária é o leilão para contratação de energia pelas distribuidoras, com o critério de menor tarifa.
- Por outro lado buscar-se-á a segurança de suprimento baseada nos seguintes princípios:
 - Todos os agentes de consumo devem contratar 100% de sua carga;
 - Todo contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento.
- Para se tentar uma construção eficiente de novos empreendimentos, serão observadas as seguintes medidas:
 - Leilões específicos para contratação de novos empreendimentos de geração de energia;

- Celebração de contratos bilaterais de longo prazo entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões, com garantia de repasse dos custos de aquisição da energia às tarifas dos consumidores finais; e
- Licença ambiental prévia de empreendimentos hidrelétricos candidatos.

Porém, nenhum Gerador será obrigado a vender sua energia em leilão para as Distribuidoras. Poderão, igualmente, comercializar diretamente com consumidores livres.

Neste ambiente, a Cooperativa de Distribuidoras (o chamado “pool”) será um novo e grande agente comprador, operando como o mais importante consumidor do sistema. A contratação de energia ocorrerá em duas etapas:

- 1ª Etapa – Licitação Inicial - A cada ano as Distribuidoras farão uma previsão de mercado para os cinco anos seguintes. Assim, comprarão mais energia, se o mercado estiver em expansão, ou descontratarão energia, se houver uma redução de mercado (Uma média de 5 anos é considerada na construção de uma hidroelétrica).
- 2ª Etapa – Licitação Complementar – A cada ano, as Distribuidoras poderão fazer ajustes em suas previsões iniciais para os três anos seguintes (Uma média de 3 anos é considerada na construção de usinas térmicas, que permitem reduzir os riscos de falta de suprimento, ainda que a um custo mais elevado).

As distribuidoras poderão errar em até 3% as previsões iniciais de mercado. No caso de um mercado maior do que o esperado, a energia mais cara comprada para cobrir este erro será automaticamente transferida para as tarifas. Para erros superiores, o custo adicional não será repassado e as distribuidoras assumirão todo o risco. No caso de um mercado menor do que o esperado, a distribuidora poderá descontratar até o limite máximo, repassando os riscos para os Geradores. Estes poderão vender a energia excedente para seus consumidores livres, através de políticas de desconto.

Caberá à ANEEL realizar a licitação da demanda prevista, enquanto o MME monitorará os preços, eventualmente definindo tetos, que serão estabelecidos através de estudos a serem realizados pela EPE. De qualquer forma, ao definir-se o VR (valor de referência) que poderá ser repassado para os consumidores cativos, estabelece-se um instrumento de incentivo através do qual o ganho da distribuidora será maior se limitar a compra de energias mais caras. Espera-se, portanto, reduzir as pressões políticas de diferentes interesses tentando produzir alternativas de geração mais caras, com custos a serem repassados integralmente aos consumidores cativos.

Os novos geradores assinarão contratos baseados na previsão de consumo realizada pelas Distribuidoras. Um gerador ganhará uma licitação se oferecer o menor preço. Neste caso, obterá um contrato de 15 a 30 anos das Distribuidoras, que assinarão o PPA. Serão realizados contratos bilaterais entre Geradores e Distribuidores, não havendo, assim, nenhum comprador único estatal.

Foi criada uma Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que é uma adaptação do antigo MAE, visando administrar os contratos de curto e longo prazo. Porém, os fluxos financeiros são todos realizados diretamente entre os Geradores e os Distribuidores, sem qualquer intervenção estatal. Foram estabelecidos Contratos de Constituição de Garantia - CCG - que são administrados por gestores independentes indicados pelos próprios agentes. O objetivo foi livrar os Geradores da inadimplência dos Distribuidores. Estes últimos também são protegidos da inadimplência de consumidores, podendo requerer uma caução de consumidores de alto risco. Por outro lado, o Supremo Tribunal Federal já permitiu que cortes de energia sejam aplicados aos consumidores inadimplentes.

O Gerador ganhou o direito de construção das usinas, mas obrigou-se a iniciar o suprimento em cinco anos (ou três anos). Não pode alegar “força maior” para justificar a não disponibilidade de energia. Assim, é obrigado a buscar “lastro físico” para toda a energia que não puder produzir na planta em construção.

No Novo Modelo, são realizados leilões separados para a contratação da chamada “energia velha”, das usinas existentes em 2003, e da “energia nova” das usinas implementadas sob a regulação do novo modelo. Espera-se, com isso, evitar que a “energia velha” mais barata seja descontratada e substituída por “energia nova” mais cara. Por outro lado, o objetivo é garantir que o “mix” de preços tenda sempre ao menor custo marginal de expansão (o critério de contratação é o de menor tarifa). Evidentemente, através deste modelo, as grandes usinas antigas dos geradores estatais serão, primeiramente, contratadas, e a seguir, as novas usinas, já em operação.

O primeiro leilão de compra sob as novas regras ocorreu em dezembro de 2004. Até o final de 2007 foram realizados dez leilões (cinco de energia velha ou existente e cinco de energia nova).

O resultado consolidado dos leilões de energia para o período 2008-12 é apresentado na Tabela 5.

Os números indicam uma quase inversão da participação da termelétrica e hidroeletricidade em relação à matriz existente. Os resultados mostram que no período haverá

um acréscimo de geração na proporção aproximada de 35% de hidroeletricidade e 65% de termoeletricidade (3,6% de fonte renovável, a biomassa, e 61,4% de fontes fósseis, gás natural, carvão e óleo combustível), confirmando a tendência prevista de aumento da intensidade das emissões de carbono de origem fóssil pela geração de eletricidade no Brasil.

Tabela 5 - Resultado dos leilões de energia nova para o período 2008-12

| | | Hidro | Biomassa | GN | Carvão | Óleo | Total |
|--------------|--------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 2008 | MWmed | 71 | 31 | 352 | 0 | 178 | 632 |
| | MWh | 622.358 | 271.734 | 3.085.491 | 0 | 1.560.277 | 5.539.859 |
| | R\$/MWh | 106,95 | 111,04 | 131,00 | 0,00 | 138,44 | 129,42 |
| 2009 | MWmed | 1074 | 110 | 479 | 0 | 642 | 2.305 |
| | GWh | 9.414.254 | 964.216 | 4.198.722 | 0 | 5.627.515 | 20.204.708 |
| | R\$/MWh | 124,38 | 133,80 | 127,25 | 0,00 | 134,77 | 128,32 |
| 2010 | MWmed | 935 | 140 | 570 | 292 | 1304 | 3.241 |
| | GWh | 8.195.836 | 1.227.184 | 4.996.392 | 2.559.555 | 11.430.342 | 28.409.310 |
| | R\$/MWh | 115,48 | 138,85 | 120,35 | 124,67 | 134,67 | 125,90 |
| 2011 | MWmed | 569 | 61 | 400 | 0 | 74 | 1.104 |
| | GWh | 4.987.626 | 534.702 | 3.506.240 | 0 | 648.654 | 9.677.222 |
| | R\$/MWh | 121,86 | 137,10 | 137,44 | 0,00 | 137,72 | 129,41 |
| 2012 | MWmed | 715 | 0 | 351 | 930 | 316 | 2.312 |
| | GWh | 6.267.404 | 0 | 3.076.726 | 8.152.008 | 2.769.930 | 20.266.067 |
| | R\$/MWh | 129,14 | 0,00 | 129,34 | 126,97 | 131,40 | 128,61 |
| Total | MWmed | 3.364 | 342 | 2.152 | 1.222 | 2.514 | 9.594 |
| | GWh | 29.487.478 | 2.997.835 | 18.863.571 | 10.711.563 | 22.036.718 | 84.097.166 |
| | Participação | 35,1% | 3,6% | 22,4% | 12,7% | 26,2% | 100,0% |
| | R\$/MWh | 122,12 | 134,39 | 128,27 | 126,42 | 134,64 | 127,77 |

4. METODOLOGIAS MDL PARA O SETOR ELÉTRICO

No artigo 12, item 5 do Protocolo de Quioto, que trata do MDL, lê-se:

As reduções de emissões resultantes de cada atividade de projeto devem ser certificadas por entidades operacionais a serem designadas pela UNFCCC na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo, com base em:

- a. Participação voluntária aprovada por cada parte envolvida;
- b. Benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima, e
- c. Reduções de emissões que sejam adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto.

Neste pequeno trecho ficam evidentes as incertezas. Como as partes devem indicar que participam voluntariamente? Quão extenso deve ser um prazo para ser considerado longo? Como se deve modelar um cenário futuro para poder analisar corretamente os efeitos da ausência e da presença de um projeto?

As duas primeiras perguntas têm respostas relativamente simples, já que dependem exclusivamente de um acordo entre as Partes.

Com relação ao terceiro item, conforme discutido no capítulo 2, infelizmente a adicionalidade é um conceito puramente conjectural, e por isso necessariamente subjetivo, visto que a existência do projeto impede a demonstração do cenário da ausência do mesmo e vice-versa. Da mesma forma, as reduções de emissão devem ser mensuradas comparando-se o cenário da existente com o hipotético da ausência do projeto.

Se em alguns casos isso pode até ser uma tarefa relativamente simples com estimativas com margem de erro relativamente pequenas como, por exemplo, no caso de projetos de destruição de HFC23 como subproduto descartado na produção de HFC22 em plantas existentes, em outros casos apenas estimativas com vários graus de incerteza são possíveis. A geração de eletricidade por fontes renováveis de energia para despacho em uma rede, em especial para redes complexas como o Sistema Interligado Nacional Brasileiro, é um exemplo do segundo caso.

Em teoria, se poderia estimar com relativa precisão a emissão evitada durante a operação no cenário da ausência do projeto em um sistema baseado exclusivamente em méritos econômicos na determinação do mérito de despacho. Bastaria, nesse caso, verificar

qual geração foi deslocada para fora da ordem de despacho pela nova energia ofertada. Mas mesmo essa situação teórica não é incontestável. Por exemplo, em sistemas com participação significativa de fontes dependentes de variáveis climáticas como a chuva e o vento, sempre haverá controvérsias na valoração da água ou do vento. Nessa situação, há uma variabilidade natural da disponibilidade da fonte de energia primária (energias potencial e cinética da água e, energia cinética do vento) que, ainda que estatisticamente previsível, jamais terá uma valoração inquestionável. Especificamente no caso da hidroeletricidade, devido aos múltiplos usos que se pode fazer da água (geração de energia, alimentação, irrigação, transporte fluvial, controle de cheias...), é bastante comum que o uso desse bem seja considerado predominantemente público e, sob controle do Estado, tenha uma metodologia de valoração com variáveis políticas. O uso da água é apenas um exemplo das complexidades envolvidas na operação do setor.

Entretanto não podemos esquecer que o setor elétrico é sempre estrategicamente muito importante e por isso praticamente não existem sistemas 100% baseados no despacho pela ordem de mérito econômico. E mesmo que não fosse este o caso, deve-se levar em conta que a simples existência do projeto já modifica, apesar de pouco, o que seria o cenário da linha de base, causando um impacto não somente na operação do sistema, mas também na expansão (construção de capacidade instalada adicional).

Outra dificuldade está relacionada ao alcance da influência que um projeto pode causar. Ainda que interconectados sempre existem limites de capacidade de transmissão dentro de cada sistema. Isso pode tornar difusa a capacidade que uma nova usina instalada tem de influenciar diferentes subsistemas.

Apenas com as incertezas apontadas acima já é possível concluir que, na maioria absoluta das situações reais do setor elétrico, é impossível mensurar precisamente a redução de emissão resultante de uma nova capacidade de geração. Portanto, a quantificação das reduções de emissão em projetos MDL será totalmente baseada em métodos de estimativa de cálculo dos fatores de emissão dos cenários da linha de base.

A seguir é apresentado um histórico dos métodos propostos na literatura até o início do funcionamento do EB-CDM, propostas de metodologias MDL e, finalmente, algumas sugestões de modificações das metodologias MDL aprovadas e aplicáveis ao setor elétrico brasileiro.

4.1. Fatores de emissão na geração de eletricidade

A base de todo o processo de quantificação da emissão ou da redução de emissão de GEEs está ligada ao cálculo dos fatores de emissão dos processos antrópicos que levam a essas emissões. No caso do setor de energia, esses fatores são diretamente determinados a partir da origem e, quando aplicável, do tipo das fontes de energia utilizadas.

Para exemplificar o processo é apresentado um cálculo simplificado das emissões resultantes de um processo energético: a geração de eletricidade a partir do gás natural.

A geração de eletricidade a partir do GN é realizada pela transformação da energia química contida no gás em calor através da combustão. O calor por sua vez pode ser utilizado para gerar trabalho mecânico na expansão dos gases de combustão, por exemplo, em uma turbina a gás ou em máquinas de combustão interna, e/ou gerar vapor que então acionará uma turbina a vapor (Lora e Nascimento, 2004). O próximo passo no processo é a transformação do trabalho mecânico em eletricidade, em um gerador. Nesse processo há perdas e nem toda a energia térmica da combustão é transformada em eletricidade. A razão entre quantidade final de energia elétrica produzida pela energia química total do combustível indica a eficiência termodinâmica da geração de eletricidade.

No exemplo aqui apresentado será utilizado o gás natural que tem o fator de emissão de 15,3 kgC/GJ (IPCC, 1996; GJ = gigajoule = 10^9 Joule) de energia térmica liberada na sua combustão completa (vide tabela 4). Esse valor indica a quantidade de emissão de carbono para uma combustão completa (100% de oxidação). A seguir são descritas conversões para unidades mais comuns.

- Carbono (C) para dióxido de carbono (CO_2): lembrando que a massa atômica do carbono é 12 e do oxigênio 16, ou seja, a massa atômica do CO_2 é 44 ($12 + 2 \times 16$). Portanto para converter C para CO_2 o fator é 44/12.
- $1 \text{ MWh} = 3.600.000 \text{ kJ} = 3.600 \text{ MJ} = 3,6 \text{ GJ}$
- $15,3 \frac{\text{kgC}}{\text{GJ}} \times \frac{44 \text{ kgCO}_2}{12 \text{ kgC}} \times 3,6 \frac{\text{GJ}}{\text{MWh}_{\text{térmico}}} = 201,96 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}_{\text{térmico}}}$ (o índice “térmico” é utilizado para diferenciar o “ $\text{MWh}_{\text{térmico}}$ ” de calor gerado na combustão do “ MWh_{el} ” elétrico).

O processo de combustão também não é perfeito e nem sempre todo combustível é “oxidado” (reação completa com o oxigênio). A quantidade de combustível não oxidada, ainda que liberada para a atmosfera, não é considerada no cálculo da emissão.

- Oxidação de acordo com o tipo de combustível
 - Combustíveis gasosos: 99,5%
 - Combustíveis líquidos: 99,0%
 - Combustíveis sólidos: 98,0%

Além disso, existem perdas na conversão de calor para eletricidade. No caso de gás natural, a eficiência termodinâmica depende do tipo de equipamento utilizado, variando normalmente de 30% a 55%. Utilizando 99.5% de oxidação e 50% de eficiência termodinâmica, o fator de emissão será:

$$\bullet \quad 201.96 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}_{\text{térmico}}} \times 0.995 \div 0.5 \frac{\text{MWh}_{\text{elétrico}}}{\text{MWh}_{\text{térmico}}} = 401.9 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}_{\text{elétrico}}}$$

A Tabela 6 apresenta fatores de emissão para alguns outros combustíveis e eficiências.

Tabela 6 – Exemplos de fatores de emissão na geração de eletricidade

| | Fator de emissão* | | Emissão na geração de eletricidade [kgC/MWh] | | | | | | | |
|---|-------------------|-------------|---|----------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | tC/TJ | kgC/MWh | | | | | | | | |
| ϵ_1 = eficiência termodinâmica (calor para eletricidade) | 100% ** | | 20% | 25% | 30% | 35% | 40% | 45% | 50% | 55% |
| Nafta | 20,0 | 72,0 | 356,4 | 285,1 | 237,6 | 203,7 | 178,2 | 158,4 | 142,6 | 129,6 |
| Gás natural | 15,3 | 55,1 | 274,0 | 219,2 | 182,7 | 156,6 | 137,0 | 121,8 | 109,6 | 99,6 |
| Óleo diesel | 20,2 | 72,7 | 360,0 | 288,0 | 240,0 | 205,7 | 180,0 | 160,0 | 144,0 | 130,9 |
| Óleo combustível | 21,1 | 76,0 | 376,0 | 300,8 | 250,7 | 214,9 | 188,0 | 167,1 | 150,4 | 136,7 |
| Carvão | 29,5 | 106,2 | 520,4 | 416,3 | 346,9 | 297,4 | 260,2 | 231,3 | 208,2 | 189,2 |
| | | | Emissão na geração de eletricidade [kgCO ₂ /MWh] | | | | | | | |
| Nafta | 20,0 | 72,0 | 1306,8 | 1045,4 | 871,2 | 746,7 | 653,4 | 580,8 | 522,7 | 475,2 |
| Gás natural | 15,3 | 55,08 | 1004,8 | 803,8 | 669,8 | 574,1 | 502,4 | 446,6 | 401,9 | 365,4 |
| Óleo diesel | 20,2 | 72,72 | 1319,9 | 1055,9 | 879,9 | 754,2 | 659,9 | 586,6 | 527,9 | 480,0 |
| Óleo combustível | 21,1 | 75,96 | 1378,7 | 1102,9 | 919,1 | 787,8 | 689,3 | 612,7 | 551,5 | 501,3 |
| Carvão | 29,5 | 106,2 | 1908,1 | 1526,4 | 1272,0 | 1090,3 | 954,0 | 848,0 | 763,2 | 693,8 |
| ϵ_2 = oxidação do combustível | | | | | | | | | | |
| | | gás = 99,5% | líquido = 99,0% | sólido = 98,0% | | | | | | |

* Fonte: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol. 2, p. 1-6

** 100% de oxidação do combustível e 100% de eficiência da transformação calor para eletricidade

4.2. Fatores de emissão da linha de base pré CE-MDL

Durante o evento “Brazil/U.S. Aspen Global Forum,” realizado em São Paulo, Brasil, de 22 a 24 de junho de 2000, Meyers et al. (2000) apresentaram um método que estima os tipos de geração de eletricidade marginais e dessa estimativa indica quais as fontes mais prováveis de serem retiradas da matriz elétrica, no caso de inserção de novas cargas.

A idéia central do artigo é determinar a emissão marginal futura de carbono resultante da análise da curva de carga de geração. Marginal significa simplesmente a diferença entre as cargas total e base (“baseload”). Para o exemplo do sistema elétrico brasileiro nas regiões sul, sudeste e centro-oeste os valores apresentados na Tabela 7 foram calculados.

Tabela 7 – Previsão da evolução da linha de base na geração de eletricidade no Brasil

| | Ago/2003 | Ago/2008 |
|-------------------------------------|----------|----------|
| “Baseline” (kgCO ₂ /MWh) | 124,7 | 194,3 |

Bosi (2000) também utilizou o sistema elétrico brasileiro para exemplificar diferentes abordagens no cálculo do cenário de referência e chega aos apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Estimativa de fatores de emissões de GEEs no Brasil, década de 1990 (Bosi, 2000)

| | (kgCO ₂ /MWh) |
|--|--------------------------|
| Toda capacidade instalada | 49,0 |
| Adições recentes – apenas combustíveis fósseis | 808,1 |
| Adições recentes – todas as fontes | 108,0 |

Os dados foram coletados em 1997. Em adições recentes são consideradas plantas que iniciaram sua operação a partir de 1995 e que estavam em construção até aquele momento. Além disso, o cálculo é feito por capacidade instalada e não por utilização, ou seja, são assumidos fatores médios de utilização iguais. O trabalho de Bosi faz parte de uma iniciativa da *Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento* (OCED ou OECD²¹) e da *Agência internacional de Energia* (AIE ou IEA²²) para análise do cálculo de linhas de base nas indústrias de cimento, geração de eletricidade, eficiência energética e metalúrgica (OECD/IEA, 2000).

4.3. Metodologia proposta de linha de base NM0027

A base da proposta de nova metodologia de linha de base e monitoramento “NM0027” (ESPARTA, 2003) submetida ao CE-MDL é o trabalho de Esparta, Atala e Martins (2001). Inicialmente adotam-se os seguintes fatores de emissão padronizados:

- Eficiência termodinâmica de conversão de calor para eletricidade²³
 - Gás natural, ciclo aberto = 40%
 - Carvão, diesel e óleo combustível, ciclo rankine = 30%
- Combustão (combustível queimado) = 99,5%

O fator de eficiência total será a quantidade de combustível queimada dividida pela eficiência de transformação da energia calorífica do combustível em eletricidade, ou seja:

²¹ OECD do inglês “Organization for Economic Co-operation and Development”.

²² IEA do inglês “International Energy Agency”.

²³ Os valores assumidos podem ser considerados bastante conservadores mediante a eficiência média de geração térmica de 27,5% utilizada no Balanço Energético Nacional (MME, 1999).

- Fator de eficiência total
 - Gás natural = $0,995 \div 0,4 = 2,488$
 - Carvão, diesel e óleo combustível = $0,995 \div 0,3 = 3,317$

Finalmente, para encontrar a emissão causada pela geração de uma unidade de energia elétrica basta multiplicar o fator de emissão da queima ideal do combustível fóssil (IPCC, 1996) pelo fator de eficiência total. O resultado para os combustíveis fósseis mais utilizados na geração de eletricidade no Brasil é apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Fatores de emissão de GEEs

| Combustível | tC/TJ | tC/MWh _{térmico} | kgCO ₂ /MWh _{elétrico} |
|-------------------------|-------|---------------------------|--|
| Diesel | 20,2 | $7,271 \cdot 10^{-2}$ | 884,4 |
| Óleo combustível | 21,1 | $7,595 \cdot 10^{-2}$ | 923,6 |
| Carvão | 29,5 | $1,062 \cdot 10^{-1}$ | 1291,4 |
| Gás natural | 15,3 | $5,508 \cdot 10^{-2}$ | 502,3 |

Para iniciar análises sobre as emissões de GEEs na geração de eletricidade no Brasil, os autores começam apresentando uma “fotografia” da capacidade instalada. Por “fotografia” da capacidade instalada entenda-se o cálculo apenas do que está disponível para utilização imediata, devendo-se também assumir fatores médios de utilização idênticos. Neste cálculo, apesar de não ser possível a visualização de tendências, podem ser obtidos valores úteis de referência.

Uma comparação entre geração, utilizando apenas combustíveis fósseis (8,5% do total em 2000) e de todas as fontes, tanto no sistema interligado quanto nos sistemas isolados, por exemplo, pode servir para a determinação de limites superiores e inferiores de emissões. Utilizando os dados do Plano Decenal de Expansão 2000/2009 (ELETROBRÁS, 2000) foram calculados os valores da Tabela 10.

Os números mostram que, levando-se em consideração toda a capacidade instalada na região do sistema interligado, somente projetos com emissões menores que 58 kgCO₂/MWh seriam potenciais recebedores de CERs. Por um lado, a adoção deste critério para a determinação da linha de base de emissões acarretaria altos incentivos à implantação de projetos em países com uma matriz elétrica altamente dependente de combustíveis fósseis, como por exemplo, China e a Índia; por outro lado, não haveria nenhum tipo de estímulo a projetos em países com contribuições já significativas de energias renováveis, como é o caso do Brasil.

Tabela 10 – Fator de emissão na geração de eletricidade no Brasil em 1999

| Somente fontes fósseis (limites superiores) | Emissões (kgCO₂/MWh) |
|--|--|
| Sistema interligado (S/SE/CO+N/NE) | 1.079,5 |
| Sistemas isolados (Região norte) | 893,6 |
| Todos os sistemas | 1.027,0 |
| Todas as fontes (limites inferiores) | |
| Sistema interligado (S/SE/CO+N/NE) | 58,0 |
| Sistemas isolados (Região norte) | 640,6 |
| Todos os sistemas | 73,4 |

Para tentar corrigir a distorção de não incentivar países com matrizes limpas a mantê-las limpas, além da necessidade política de atingir uma distribuição geográfica minimamente aceitável, durante a Sexta Conferência das Partes da UNFCCC, Pronk (2000) fez a seguinte sugestão para a determinação de fatores de emissão da linha de base no CDM:

As partes concordam que deve haver oportunidades para todas as Partes participarem de projetos no âmbito do CDM e decidem que uma distribuição equitativa de projetos CDM deve ser promovida. Portanto, “baselines” padronizadas, baseadas em uma média apropriada dos países do anexo I da convenção, devem ser utilizadas²⁴.

A partir da sugestão de Pronk (2000), dados da OECD/IEA (2000a) sobre produção de eletricidade no ano de 1988 em todos os países do anexo I e para os prováveis maiores atores em um mercado de emissões no CDM (Brasil, China e Índia) foram coletados e, a partir deles, os valores apresentados na Tabela 11 foram obtidos.

No trabalho original Esparta, Atala e Martins (2001) argumentam que a idéia de um fator de emissão da linha de base a partir da média de emissões dos países do anexo I incentivaria uma distribuição dos projetos CDM, todavia traria consigo outras distorções como, por exemplo, o incentivo do uso de combustíveis fósseis que geram emissões abaixo da média dos países do anexo I. Além disso, permaneceria o problema de que um determinado momento não traduziria a tendência do mercado de eletricidade em anos futuros, ou como coloca o protocolo, como as emissões evoluiriam na ausência da atividade de um determinado projeto/incentivo.

²⁴ Tradução do autor para o seguinte texto: “Parties agree that there should be opportunities for all Parties to participate in the CDM and decide that an equitable distribution of CDM projects will be fostered. Therefore, standardized baselines, which are based on appropriate Annex I average, may be used.”

Tabela 11 - “Baseline” de emissões de carbono na geração de eletricidade, ano base 1998

| | Emissões (kgCO₂/MWh) |
|-----------------------|--|
| Países-Anexo-I | 616,0 |
| Brasil | 62,3 |
| Índia | 1.004,7 |
| China | 1023,0 |

Então para se ter uma idéia melhor dessa tendência no âmbito mundial, previsões da OECD/IEA (2000b) para o uso de diferentes fontes de geração de eletricidade no período 2000-20 foram utilizadas na determinação dos fatores de emissão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Previsão de emissões de GEEs na geração de eletricidade

| Ano | 2000 | 2010 | 2020 |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Fator de emissão (kgCO₂/MWh) | 658,5 | 676,9 | 681,6 |

No documento ainda não eram considerados os possíveis efeitos de uma ratificação do Protocolo de Quioto. Nota-se que a tendência é de um aumento, ainda que moderado, do uso de combustíveis fósseis como fontes primárias para a geração de energia elétrica, justamente o que se pretende evitar com todas as negociações em torno das mudanças climáticas.

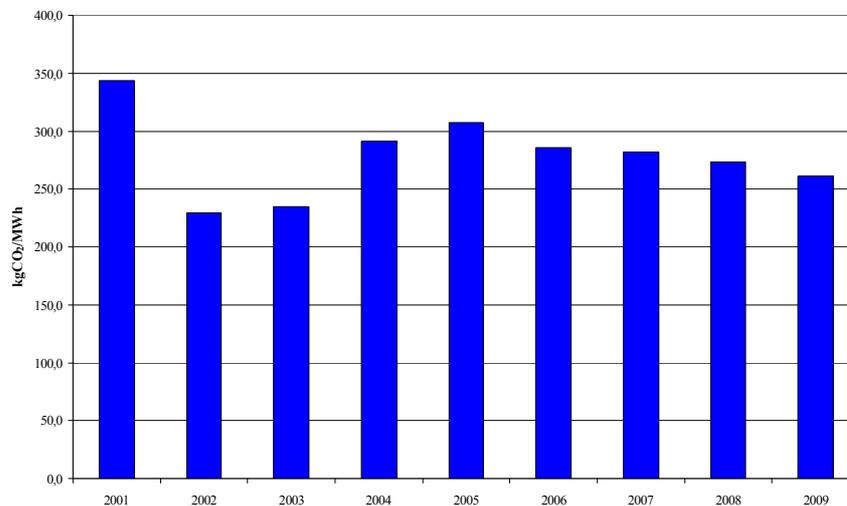


Figura 11 – Fator de emissão da geração acrescida segundo o Plano Decenal de Expansão 2000-2009.

A pergunta que se segue é: como o sistema elétrico brasileiro se desenvolverá nos próximos anos? Para tentar responder esta pergunta foram utilizados dados do Plano Decenal de Expansão 2000/2009 do sistema elétrico nacional (ELETROBRÁS, 2000). Para os cálculos realizados e explicitados a seguir foram selecionados os empreendimentos planejados para entrar em operação a cada ano e foram somadas as emissões causadas pelas novas

capacidades instaladas isoladamente, isto é, somente a emissão das novas unidades em cada ano, assumindo fatores médios de utilização iguais. Os resultados são mostrados na Figura 11.

O que se verifica é que, se as previsões do Plano Decenal de Expansão se confirmassem, haveria uma tendência de aumento significativo das emissões de GEE. Ou seja, haveria um aumento do uso de combustíveis fósseis, em especial do gás natural, na geração de energia elétrica.

Para completar a análise faltavam apenas números indicando a evolução passada das emissões de GEEs na geração. Para este fim, foram utilizados dados fornecidos pelo ONS sobre a geração no sistema interligado nas regiões Sul-Sudeste/Centro-Oeste, para calcular as emissões efetivas, considerando a geração por todas as fontes, entre janeiro de 1998 e agosto de 2000. O resultado é apresentado na Figura 12.

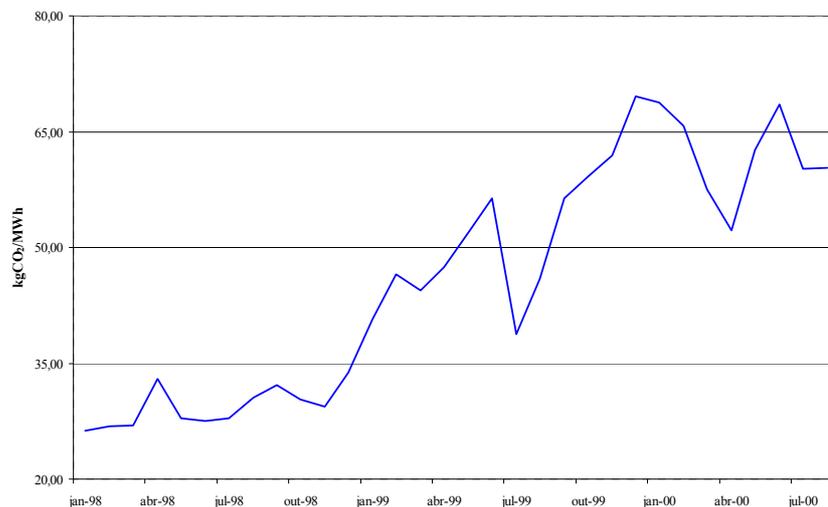


Figura 12 – “Baseline” na geração de eletricidade nas regiões Sul-Sudeste/Centro-Oeste

O resultado do cálculo das emissões no período de janeiro de 1998 a julho de 2000 mostra que a tendência indicada no plano decenal de expansão da Eletrobrás não era apenas um exercício de análise de cenários futuros, mas um desenvolvimento que já vem se cristalizando, considerando-se o passado recente.

Vários fatores contribuíram para o aumento da emissão de carbono na geração de eletricidade no Brasil nos últimos anos. Uma causa do aumento das emissões está diretamente ligada à redução dos investimentos em geração de eletricidade comparada ao crescimento do consumo (vide Figura 5). Uma das conseqüências dessa evolução é a o uso mais intenso de todas as usinas térmicas, anteriormente quase exclusivamente utilizadas como reservas de carga do sistema.

De todo o exposto, uma possível conclusão é a de que os investimentos na área de geração no sistema elétrico se concentrariam nos anos seguintes principalmente na construção de termelétricas a gás natural. Partindo-se desta hipótese esse tipo de empreendimento se tornaria o padrão de adição de capacidade do setor. Com esse raciocínio postulou-se que, na impossibilidade de se determinar exatamente o cenário de referência de emissões de GEEs, uma alternativa seria a utilização de uma planta utilizando o combustível mais abundante no local e com maior eficiência conhecida na região. No caso do Brasil em 2000/2001 a tendência predominante prevista em planos oficiais era do uso de gás natural em geração termelétrica. Neste caso o fator de emissão com a melhor tecnologia disponível²⁵ seria 402 kgCO₂/MWh.

A metodologia proposta acrescenta que, idealmente, o fator de emissão da linha de base seria uma ponderação das capacidades instaladas previstas em planos oficiais como, por exemplo, o Plano Decenal de Expansão, mas nesse caso os fatores de emissão deveriam aproximar-se mais da realidade prevista e não de uma melhor tecnologia existente. Ou seja, a atividade de projeto proposta seria comparada exclusivamente com a capacidade instalada adicional prevista em planos oficiais.

4.4. Metodologia consolidada aprovada ACM0002

O princípio para estimar o fator de emissão nas metodologias aprovadas que lidam com despacho de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis de energia (ACM0002, AMS I.D, entre outras)²⁶ é baseado no trabalho de Sathaye et al. (2002).

O *fator de emissão da linha de base* (EF_y) é calculado como uma combinação do *fator de emissão da margem de operação* ($EF_{OM,y}$) e do *fator de emissão da margem de construção* ($EF_{BM,y}$). A idéia é que ao se adicionar uma nova usina de geração de eletricidade ao parque instalado haverá um impacto na operação (a eletricidade com o maior custo de operação, que representa a margem de operação, será deslocada) e na construção de novas usinas (a tendência de construção observada nos últimos anos, a margem de construção, será alterada).

O fator de emissão da linha de base EF_y é calculado como uma média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

²⁵ Ciclo combinado, assumindo-se eficiência termodinâmica de conversão do calor em eletricidade de 50% e 99,5% de oxidação do combustível.

²⁶ As versões mais recentes das metodologias aprovadas no âmbito do MDL do Protocolo de Quioto podem ser obtidas em [Hhttp://cdm.unfccc.int/methodologies](http://cdm.unfccc.int/methodologies)H.

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

Equação 1

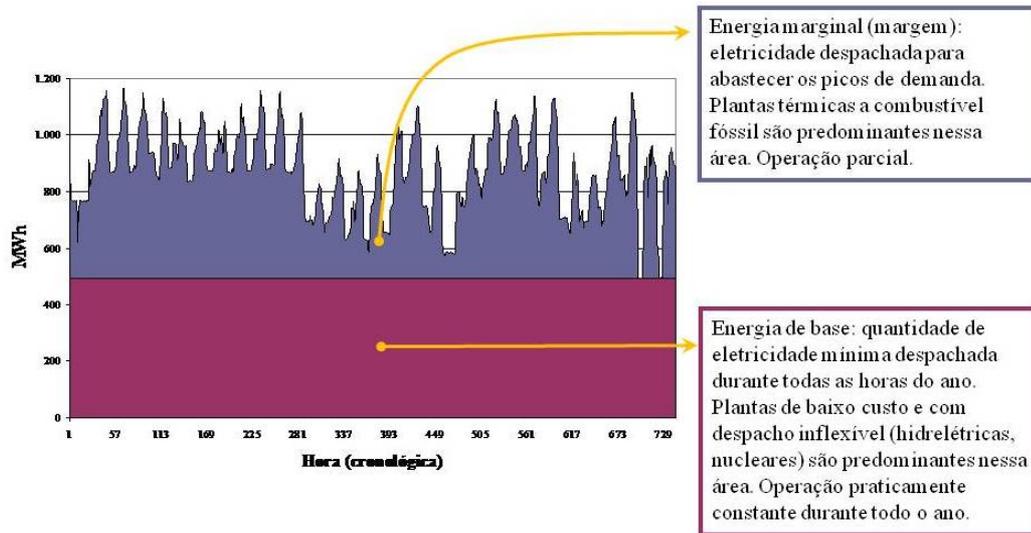


Figura 13 – Conceito de energia de base e margem na geração de eletricidade

Onde os valores dos pesos w_{OM} e w_{BM} que ponderam a influência de cada uma das margens consideradas, são por definição 50% (i.e., $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Pesos alternativos podem ser usados, contanto que $w_{OM} + w_{BM} = 1$ e evidências apropriadas que justificam os pesos alternativos sejam apresentadas.

As fronteiras da atividade de projeto são definidas pela extensão espacial do sistema interligado para o qual a energia gerada pela usina pode ser despachada sem restrições significativas. Analogamente, o sistema elétrico interligado é definido como aquele no qual a atividade de projeto é conectada por linhas de transmissão e no qual as usinas despacham a energia gerada sem restrições significativas de transmissão.

A metodologia prevê quatro maneiras diferentes de calcular o fator de emissão da margem de operação.

O primeiro método utiliza informações de *mérito de despacho* (“*fator de emissão da margem de operação da análise da informação do despacho*”, que leva em conta o custo marginal de operação das usinas na precedência de entrega de eletricidade para a rede, ou seja, pelo mérito de despacho).

O caso do Brasil é peculiar pela predominância de geração a partir de fonte hidráulica e pelos múltiplos usos dos reservatórios hidrelétricos. Além disso, fatores tais como a existência de programas governamentais de apoio à geração de eletricidade a partir de fontes fósseis, o despacho fora da ordem de mérito em situações de risco hidrológico, entre outros, distorcem o sentido econômico do mérito de despacho dificultando a aplicação do método. Outros ainda são:

- Indisponibilidade de informação relativa à energia centralizada²⁷ despachada individualmente de todas as usinas do sistema nacional durante cada hora.
- Ausência de preço horário (tanto o Custo Marginal de Operação - CMO - utilizado no planejamento da operação, quanto o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - utilizado na liquidação de diferenças, são semanais).
- Ausência de preço por usina hidrelétrica (os preços utilizados para a geração hidrelétrica são reduzidos a um valor agregado por submercado).
- Despacho fora da ordem de mérito (vide resoluções ANEEL 272 de 10 de julho de 2007 e CNPE 8 de 20 de dezembro de 2007).
- Curva de aversão ao risco, variável probabilística formando o PLD e que não observa necessariamente critérios econômicos.

O segundo método, o mais simples, é aquele que faz o cálculo da média aritmética dos totais de emissão por eletricidade despachada na rede (“*fator de emissão médio da margem de operação*”). Aqui também a predominância de geração a partir de fonte hidráulica faz com que o valor do fator de emissão da margem de operação calculado por esse método não represente adequadamente o impacto potencial do acréscimo de uma nova geração a partir de uma fonte renovável de energia na margem de operação do sistema.

Um terceiro método é o chamado “*fator de emissão simples da margem de operação*” (Método MO-simples). Esse fator é calculado como a média ponderada pela geração das emissões por unidade de eletricidade (tCO_2/MWh) de todas as unidades despachando no sistema, sem incluir as unidades que utilizam fontes de energia de baixo custo e de despacho inflexível²⁸.

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}$$

Equação 2

Onde:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido pelas usinas “ j ” no anos “ y ”,

²⁷ Energia centralizada é aquela despachada pelas usinas por determinação de um órgão nacional que planeja e controla a operação (no caso do Brasil o ONS) em contraposição a energia livre despachada de acordo com contratos bilaterais.

²⁸ Geração por fontes hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar são tipicamente consideradas de baixo custo.

- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de emissão de dióxido de carbono (CO_2) do combustível “ i ” (tCO_2 /unidade de massa ou volume de combustível), levando-se em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono dos combustíveis usados pelas usinas “ j ” e a eficiência de oxidação do combustível no ano “ y ” e,
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (em MWh) despachada para o sistema pela usina “ j ”.

Nesse caso, o fator a ser utilizado pode ser calculado da média trienal dos dados mais recentes existentes ou simplesmente baseado nos valores do ano no qual a geração da atividade de projeto ocorrer.

O fator de emissão de margem de operação simples também pode ser utilizado para projetos de pequena escala, definidos como aqueles com capacidade instalada inferior a 15MW. Para projetos com capacidade instalada acima desse limite, esse método só pode ser utilizado em países com menos de 50% de geração a partir de unidades que utilizam fontes de energia de baixo custo ou de despacho inflexível. No caso brasileiro pode-se assegurar, a partir da capacidade instalada (Tabela 4) que essa condição não é cumprida.

Portanto, no Brasil somente a terceira opção de método, o “*fator de emissão simples ajustado da margem de operação*” (Método MO-simples-ajustado, $EF_{OM,adjusted,y}$), pode hoje ser calculada a partir de informações publicamente disponíveis para a margem de construção.

Nesse método, um fator de ajuste é utilizado para quantificar uma possível participação das usinas “baixo-custo/despacho-inflexível” na margem de operação. Esse método é uma variação da margem de operação simples, onde as usinas (agora incluindo importação de outros sistemas, como uma usina virtual) são separadas em usinas utilizando fontes de energia de baixo custo e de despacho inflexível (k) e outras usinas (j):

$$EF_{OM,adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

- $EF_{OM,adjusted,y}$ é o fator de emissão simples ajustado da margem de operação (em tCO_2/MWh).
- λ_y é a estimativa da razão do número de horas no ano “ y ” (em %) para o qual plantas baixo-custo/despacho-inflexível despacham na margem.

- $\sum_{i,k} F_{i,k,y}$, $COEF_{i,k}$, $\sum_k GEN_{k,y}$ são análogas às variáveis descritas no método de margem de operação simples para as usinas “k”.

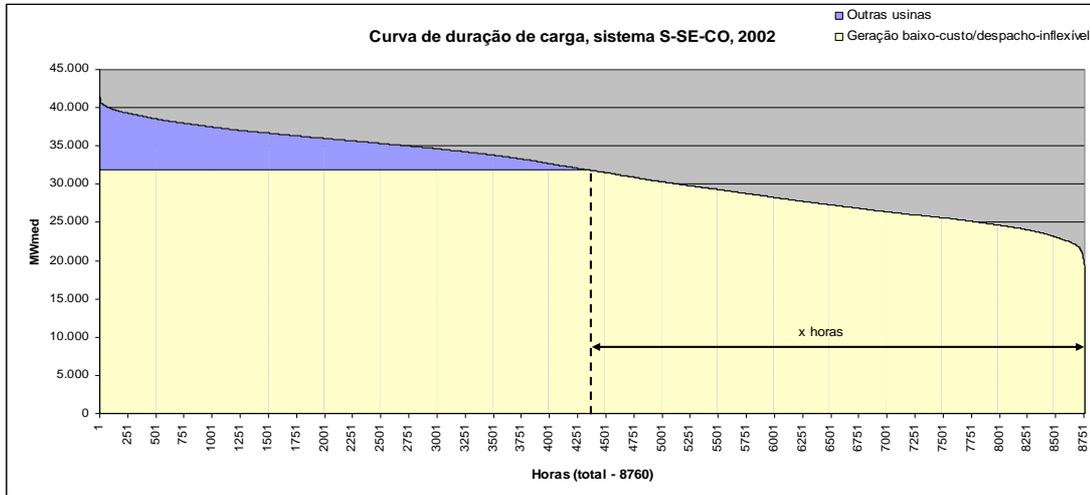


Figura 14 – Exemplo de curva de duração de carga

O fator λ_y é calculado a partir dos gráficos da curva de duração de carga (MEYERS et al., 1999), como segue:

- Desenha-se a curva de duração de carga, distribuindo a informação sobre a carga horária de despacho durante todo o período em ordem decrescente,
- Diferencia-se e calcula-se a geração “baixo-custo/despacho-inflexível” ($\sum_k GEN_{k,y}$) e outras fontes ($\sum_j GEN_{j,y}$).
- Desenha-se uma linha horizontal cruzando a curva de duração de carga de forma que a área abaixo dessa linha seja igual à geração “baixo-custo/despacho-inflexível”.
- Traça-se uma linha vertical do ponto de intersecção da linha horizontal com a curva de duração de carga.

A estimativa do número de horas em que a geração “baixo-custo/despacho-inflexível” estará na margem de operação (“x”, vide Figura 14) é igual ao número total de horas no ano menos o valor em horas, do ponto onde a linha vertical cruzar a abscissa. O fator lambda para o ano “y” é calculado como esse valor “x” dividido pelo número total de horas no ano ($\lambda_y = x/8760$).

O fator de emissão da margem de construção é calculado como a média ponderada pela geração das emissões por unidade de eletricidade (tCO₂/MWh) de uma amostra de usinas m, como segue:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

Equação 4

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogos às variáveis descritas para o método MO-simples para usinas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas. O grupo de amostra m consiste:

- Das cinco usinas que foram construídas mais recentemente, ou
- Da capacidade adicional das usinas no sistema elétrico que compreende 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

A opção a ser utilizada é aquela em que o grupo de amostra compreenda a maior geração anual.

4.4.1. Aplicação da metodologia ACM0002 ao Brasil

Para o cálculo dos fatores de emissão de gases de efeito estufa para o Sistema Interligado Nacional (SIN) aqui apresentados, de acordo com a metodologia ACM0002, foram utilizados os relatórios “Acompanhamento Diário da Operação” (ONS, 2004, 2005, 2006), com informações horárias por submercados (Sul, Sudeste-Centro-Oeste, Norte e Nordeste) e diárias médias por unidade de geração. Esses documentos não são exatamente públicos, mas são enviados diariamente a todos os participantes do mercado de geração, além de reguladores e planejadores do sistema elétrico, ou seja, estão disponíveis a “terceiros independentes”.

As fronteiras do subsistema a ser considerado para cada atividade de projeto foram definidas a partir de dados de limites de transmissão entre os subsistemas. Até novembro de 2007 não havia uma definição nas metodologias aprovados do que se deveria considerar como “restrição significativa de transmissão entre sistemas elétricos. Com a publicação da “Ferramenta para o Cálculo do Fator de Emissão para um Sistema de Eletricidade” (EB-CDM, 2007a), em novembro de 2007 essa indefinição foi resolvida. Nela, dois índices técnicos são apresentados para indicar a restrições de transmissão entre subsistemas na supracitada ferramenta:

1. “No caso de sistemas de eletricidade com mercados spot, há diferenças nos preços da eletricidade (sem custos de transmissão e distribuição) de mais de cinco por cento entre os sistemas, durante mais de sessenta por cento das horas do ano”. O Brasil não tem exatamente um sistema de eletricidade com mercado spot, mas é

possível emular um índice similar a partir de informações disponíveis ao público. A Tabela 13 foi preparada a partir dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD; publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; disponíveis em <http://www.ccee.org.br/> - consulta realizada em dezembro de 2007) e dos Custos Marginais de Operação por patamar de carga (CMO; publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no sumário executivo semanal do Programa Mensal de Operação Eletroenergética; disponíveis em <http://www.ons.org.br/> - consulta realizada em dezembro de 2007) dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Tabela 13 – Estimativa do tempo em que os submercados SE/CO e S apresentam diferenças de preços maiores que 5% e 1% para geração hidrelétrica

| | SE/CO e S | | | | |
|-------------|---------------|-----------------|------------|-----------------|------------|
| | total semanas | diferença > 5 % | | diferença > 1 % | |
| | | semanas | % do tempo | semanas | % do tempo |
| 2004 | 53 | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% |
| 2005 | 52 | 21 | 40,4% | 23 | 44,2% |
| 2006 | 52 | 7 | 13,5% | 11 | 21,2% |
| 2007 | 53 | 12 | 22,6% | 19 | 35,8% |
| 2004 a 2007 | 210 | 40 | 19,0% | 53 | 25,2% |

O resultado não indica restrição significativa de transmissão para fins de cálculo de emissões de gases de efeito estufa entre os submercados SE/CO e Sul, já que não há diferenças nos preços de mais de 5% durante mais de 60% das horas do ano. A média para o período de quatro anos analisado (2004 a 2007) é de diferença de mais de 5% durante 19,0% do tempo (máximo de 40,4% em 2005). Mesmo tornando o critério mais rigoroso (adotando diferenças nos preços de apenas 1%), observa-se que, na média do período, isso ocorre em 25,2% do tempo (máximo de 44,2% em 2005), ainda significativamente abaixo do limite de 60% do tempo indicado na metodologia aprovada. Além disso, é relevante notar que parte das diferenças de preços observadas em 2005 e 2007 é devida a dificuldades conjunturais e não estruturais²⁹.

2. “A linha de transmissão é operada a mais de 90 por cento da sua capacidade nominal durante 90 por cento ou mais das horas do ano”. Para calcular o índice partiu-se de dados da evolução dos limites de transmissão nas interligações regionais fornecidos pelo Ministério das Minas e Energia (Figura 15 - foram utilizados os limites de recebimento e exportação pelo Sul; MME, 2007).

²⁹ Indisponibilidade de ATF na Subestação Tijuco Preto, de Furnas, em Mogi das Cruzes – SP (FRANCELINO, 2007).

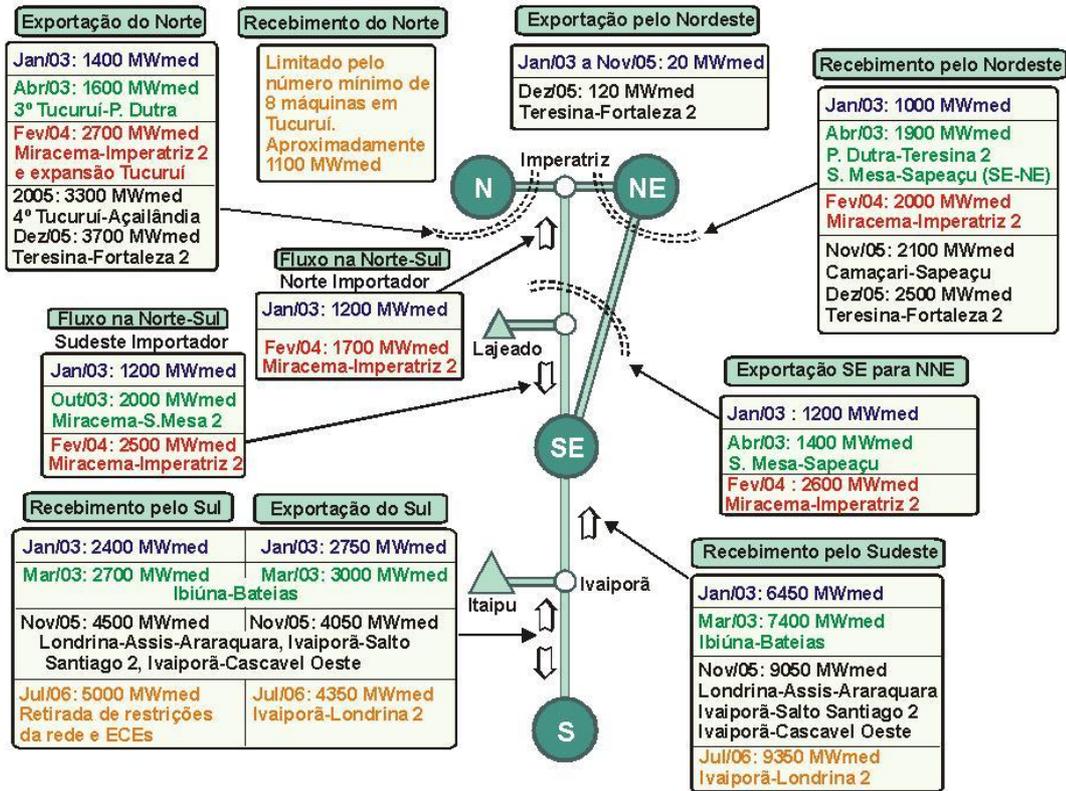


Figura 15 – Evolução nos limites de transmissão entre os submercados do SIN entre janeiro de 2003 e julho de 2006

A Tabela 1 foi então preparada a partir dos intercâmbios médios diários de energia entre submercados (publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no Boletim Diário da Operação; disponíveis em <http://www.ons.org.br/> - consulta realizada em janeiro de 2008).

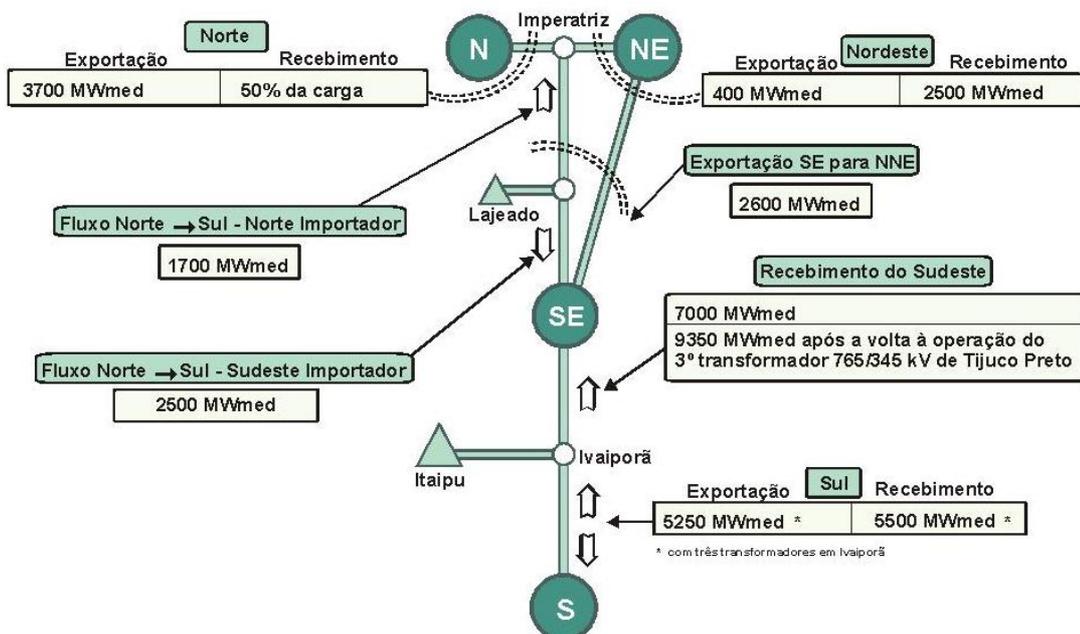


Figura 16 – Limites de transmissão entre os submercados do SIN em novembro de 2006

Ainda que esses intercâmbios sejam médias diárias é razoável admitir que os índices apresentados na Tabela 14 não serão significativamente diferentes se calculados com intercâmbios horários³⁰.

Tabela 14 – Razão do uso da capacidade nominal de transmissão entre os submercados SE/CO e S

| Razão do uso da capacidade nominal de transmissão (1-Jan-2004 a 31-Dez-2007) | | | | | |
|--|--------|-------|-------|-------|------|
| SE/CO → S | 2004-7 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Mais de 90% = | 20,1% | 27,9% | 30,4% | 22,2% | 0,0% |
| Mais de 80% = | 26,0% | 36,9% | 34,0% | 32,3% | 0,8% |
| Mais de 70% = | 33,1% | 41,8% | 39,2% | 47,1% | 4,4% |
| total de dias | 1461 | 366 | 365 | 365 | 365 |

| Razão do uso da capacidade nominal de transmissão (1-Jan-2004 a 31-Dez-2007) | | | | | |
|--|--------|------|------|------|------|
| SE/CO ← S | 2004-7 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Mais de 90% = | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Mais de 80% = | 0,1% | 0,0% | 0,5% | 0,0% | 0,0% |
| Mais de 70% = | 0,3% | 0,0% | 1,4% | 0,0% | 0,0% |
| total de dias | 1461 | 366 | 365 | 365 | 365 |

Novamente o resultado não indica restrição significativa de transmissão para fins de cálculo de emissões de gases de efeito estufa entre os submercados SE/CO e Sul, pois a linha de transmissão não é operada a mais de 90% da sua capacidade nominal durante mais de 90% ou mais das horas do ano. No período analisado, a linha é operada a mais de 90% da sua capacidade em 20,1% do tempo no sentido SE/CO → S (máximo de 30,4% em 2005), e em nenhum momento no sentido S → SE/CO. Índices mais rigorosos (operação acima de 80% e 70% da capacidade nominal) também não indicaram restrição significativa de transmissão de acordo com limite de 90% do tempo indicado na metodologia.

Dessa análise resulta que somente a interligação SE-CO e N-NE apresentou restrição à capacidade de transmissão e, portanto, as fronteiras dos subsistemas considerados para efeito de fatores de emissão subdividiram o SIN em dois subsistemas, S-SE-CO e N-NE. Ressalta-se que a restrição identificada vale para o período 2002-2006. Com o aumento previsto da capacidade de transmissão entre os submercados (Figura 17; MME, 2007) há uma tendência de que o SIN em breve seja considerado como um único sistema elétrico, do ponto de vista do MDL.

No cálculo do fator de emissão da margem de operação, por exemplo, para o subsistema S-SE-CO foram utilizados dados de operação de 121 unidades de geração, mais importação e

³⁰ Os cálculos foram realizados com médias diárias devido à indisponibilidade pública de dados horários.

exportação do subsistema N-NE, assim como importação e exportação internacional do Uruguai e Argentina. Devido à indisponibilidade de consumo de combustível para as usinas utilizando combustíveis fósseis, foram utilizadas eficiências médias de conversão de calor em eletricidade de Bosi et al. (2002) e fatores de emissão de combustíveis de IPCC (1996).

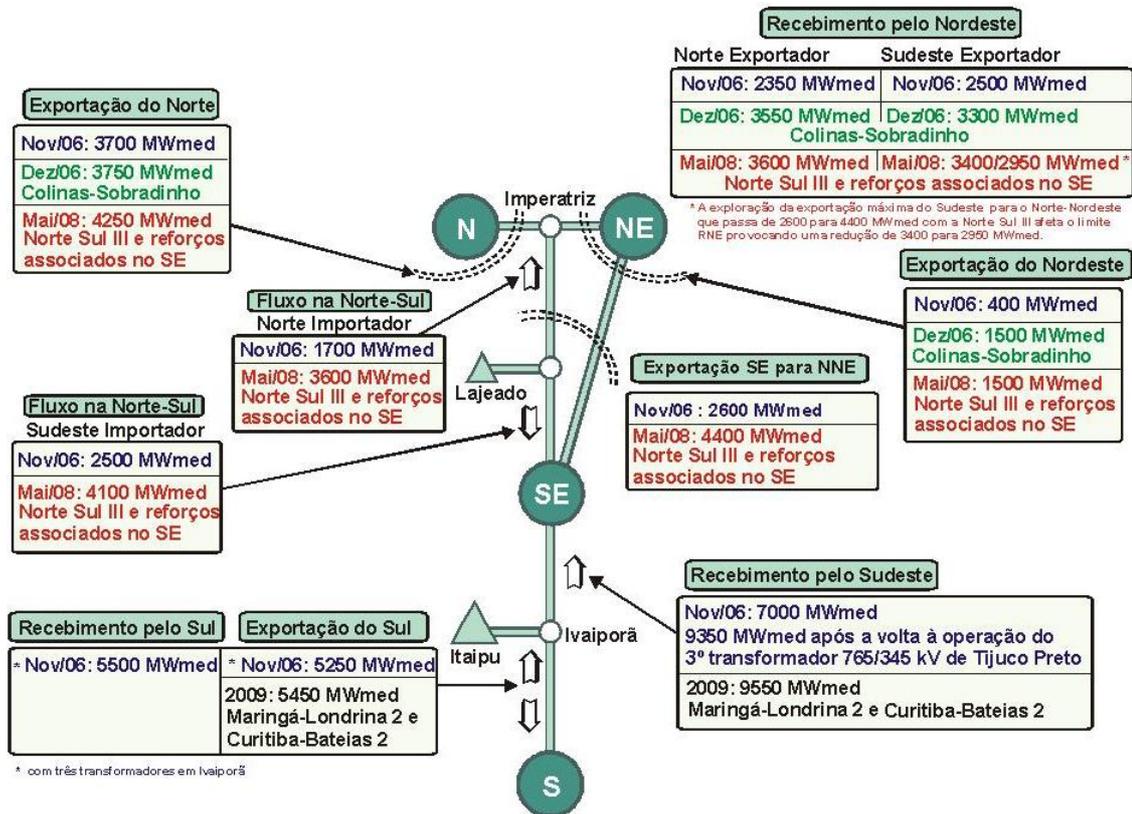


Figura 17 – Previsão da evolução nos limites de transmissão entre os submercados do SIN no período 2006-2009.

Como as metodologias aprovadas no âmbito do MDL não previam o uso de fatores de emissão médios/teóricos, o assunto foi tema de uma decisão do Conselho Executivo do MDL (EB-CDM, 2005)³¹.

A decisão determinou para o Brasil o uso dos fatores de emissão médios da literatura (Bosi et al., 2002) no cálculo do fator de emissão da margem de operação, mas para o cálculo do fator de emissão da margem de construção, determina o uso de valores-padrão conservadores (Tabela 15).

³¹ Fatores de emissão padronizados a serem utilizados onde não houver dados públicos de consumo de combustível foram introduzidos em outubro de 2007 (EB-CDM, 2007a). Essa revisão na metodologia não foi considerada nos cálculos realizados para o presente trabalho.

Do ponto de vista de transparência o caso do Brasil pode ser considerado exemplar ao envolver vários atores independentes³² e 100% de dados e cálculos públicos (ESPARTA, 2006; ESPARTA; FERNANDEZ; COSTA, 2006).

Tabela 15 – Eficiências termodinâmicas padronizadas para o cálculo da margem de construção no Brasil (EB-CDM, 2005)

| | |
|----------------------------------|-----|
| Turbina a gás em ciclo combinado | 50% |
| Turbina a gás em ciclo simples | 32% |
| Geração a carvão | 33% |
| Geração a óleo | 33% |

A primeira validação dos cálculos foi parcialmente realizada em 30 de maio de 2005 durante reunião no Operador Nacional do Sistema Elétrico, em Brasília, com a presença de quatro empresas privadas (Ecoinvest Carbon, Econergy, EcoSecurities e PriceWaterhouse Coopers) e duas EODs (TÜV-SÜD e DNV), além de representantes do ONS que confirmaram a razoabilidade das premissas assumidas.

As tabelas a seguir apresentam a evolução do fator de emissão no Brasil (Tabela 16) e detalhes do resultado mais atualizado disponível em Dezembro de 2007 (Tabela 17).

Planilhas validadas completas, com indicação das fontes e cálculos realizados estão publicamente disponíveis na documentação de alguns projetos brasileiros registrados na página do MDL na internet (<http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>), por exemplo, na página do projeto “PCH Garganta da Jararaca” registrado em 31 de julho de 2007³³.

Tabela 16 – Evolução do fator de emissão segundo ACM0002

| Período | Fator de emissão (tCO ₂ /MWh) | | | | | |
|---------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| | S-SE-CO | | | N-NE | | |
| | OM | BM | CM | OM | BM | CM |
| 2001-03 | 0,404 | 0,094 | 0,249 | 0,118 | 0,031 | 0,074 |
| 2002-04 | 0,433 | 0,096 | 0,265 | 0,184 | 0,057 | 0,120 |
| 2003-05 | 0,435 | 0,087 | 0,261 | 0,104 | 0,049 | 0,077 |
| 2004-06 | 0,475 | 0,090 | 0,283 | 0,250 | 0,022 | 0,136 |

³² O consórcio que prepara os cálculos do fator de emissão de acordo com ACM0002 contava em dezembro de 2007 com mais de 10 empresas privadas independentes (e concorrentes). Os cálculos já foram validados por cinco EODs diferentes e avaliados pelo EB-CDM e pela CIMGC pelo menos uma vez em 2005.

³³ <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1166188356.77/viewH>.

Tabela 17 – Fatores de emissão na geração de eletricidade para os subsistemas S-SE/CO e N-NE, período 2004-2006, segundo a metodologia MDL ACM0002

| Fatores de emissão para o subsistema Sul-Sudeste-Centro-oeste | | | |
|---|--|----------------|--|
| Baseline | EF_{OM} [tCO ₂ /MWh] | λ_y | Geração [MWh] |
| 2006 | 0.8071 | 0.4185 | 315,192,117 |
| 2005 | 0.9653 | 0.5275 | 315,511,628 |
| 2004 | 0.9886 | 0.4937 | 301,422,617 |
| | $EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh] | $EF_{BM,2006}$ | EF_y [tCO ₂ /MWh] - padrão |
| | 0.4749 | 0.0903 | 0.283 |
| | Pesos alternativos | Pesos padrão | EF_y [tCO ₂ /MWh] - alternativo |
| | $w_{OM} = 0.75$ | $w_{OM} = 0.5$ | 0.379 |
| | $w_{BM} = 0.25$ | $w_{BM} = 0.5$ | |

| Fatores de emissão para o subsistema Norte-Nordeste | | | |
|---|--|-----------------------------------|--|
| Baseline | EF_{OM} [tCO ₂ /MWh] | λ_y | Load [MWh] |
| 2006 | 0.6714 | 0.6298 | 93,240,996 |
| 2005 | 0.4231 | 0.4162 | 83,471,403 |
| 2004 | 0.3920 | 0.3492 | 78,239,514 |
| | $EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh] | EF_{BM} [tCO ₂ /MWh] | EF_y [tCO ₂ /MWh] - padrão |
| | 0.2501 | 0.0218 | 0.136 |
| | Pesos alternativos | Pesos padrão | EF_y [tCO ₂ /MWh] - alternativo |
| | $w_{OM} = 0.75$ | $w_{OM} = 0.5$ | 0.193 |
| | $w_{BM} = 0.25$ | $w_{BM} = 0.5$ | |

4.5. Metodologia proposta de linha de base NM0051

Utilizando conceitos de margem combinada, Esparta (2004) propõe a utilização dos valores médios mínimos de carga hidroelétrica para determinação da carga base em países com alta participação dessa fonte de energia.

Em essência, a proposta apresenta um quinto modo de cálculo da margem de operação, o *fator de emissão simples da margem de operação ajustado pela base hidroelétrica*. O método é uma variação do Método MO-simples, onde a margem de operação é obtida excluindo a energia hidroelétrica de base, calculada como uma fração equivalente a menor participação de hidroeletricidade em relação ao pico de carga do dia, da energia total (Equação 5).

$$EF_{OM,hydro-baseload,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{(1 - \gamma_y) \sum_j GEN_{i,j,hydro} + \sum_j GEN_{i,j,thermal}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{OM,hydro-baseload,y}$ é o fator de emissão da margem de operação (em tCO₂/MWh) ajustado pela base hidroelétrica,

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido pela usina “ j ” no ano “ y ”,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de emissão de dióxido de carbono (CO₂) do combustível “ i ” (tCO_2 /unidade de massa ou volume de combustível), levando-se em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono dos combustíveis usados pela usina “ j ” e a eficiência de oxidação do combustível no ano “ y ” e,
- $\sum_j GEN_{i,j,hydro}$ é a energia (MWh) despachada para o sistema pela hidrelétrica “ j ”,
- $\sum_j GEN_{i,j,thermal}$ é a energia (MWh) despachada para o sistema pela termelétrica “ j ”,
- γ_y é a energia hidroelétrica de base calculada como média ponderada da menor participação de hidroeletricidade diária em relação ao pico de demanda do mesmo dia.

A energia hidroelétrica de base é calculada de acordo com a Equação 6.

$$\gamma_y = \frac{\sum_d \frac{HL_{lower,d,y} \cdot GEN_{d,y}}{PL_{d,y}}}{\sum_d GEN_{d,y}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $HL_{lower,d,y}$ é a menor carga hidroelétrica (MW) do sistema no dia “ d ”, ano “ y ”,
- $PL_{d,y}$ é o pico de carga (in MW) do sistema no dia “ d ”, ano “ y ”,
- $GEN_{d,y}$ é a carga total (MWh) despachada no sistema no dia “ d ”, ano “ y ”.

A proposta chegou a ser informalmente aprovada pelo Painel de Metodologia em 2004, não como uma metodologia isolada, mas com indicação de que seria incorporada à metodologia consolidada aprovada ACM0002 (METH-PANEL, 2004), porém até o final de 2007 essa incorporação não foi concretizada.

4.5.1. Exemplo de aplicação da metodologia NM0051 ao Brasil

O cálculo de γ_y demanda a informação horária da carga do sistema elétrico analisado. A partir dessa informação é determinada a participação mínima percentual, em relação ao pico de demanda do dia, da carga hidroelétrica despachada (Figura 18).

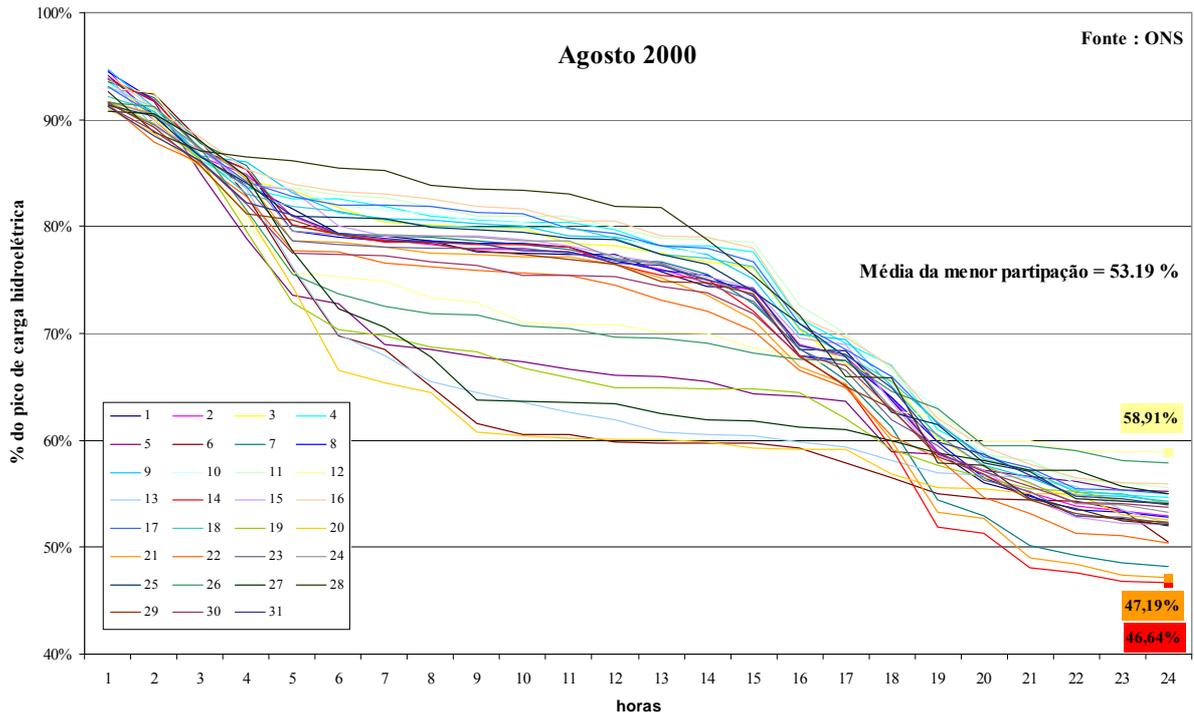


Figura 18 - Perfil da participação da carga hidroelétrica diária de eletricidade em relação ao pico de hidroeletricidade do dia, submercado S-SE/CO, agosto de 2000

A seguir, é apresentado um exemplo de cálculo para o qual foram obtidas essas informações para 11 meses nos anos de 1998, 1999 e 2000.

Tabela 18 – Geração de hidroeletricidade e média da menor participação diária para o subsistema S-SE/CO em meses selecionados.

| | $\sum_{month} GEN_{month,y}$ [MWh] | γ_{month} [%] |
|-----------|------------------------------------|----------------------|
| Jan. 1998 | 22.175.767 | 68.42 |
| Abr. 1998 | 21.739.176 | 60.15 |
| Ago. 1998 | 22.690.766 | 58.24 |
| Dez. 1998 | 22.028.877 | 63.90 |
| Jan. 1999 | 21.236.179 | 64.54 |
| Abr. 1999 | 22.298.282 | 59.41 |
| Ago. 1999 | 23.625.943 | 57.80 |
| Dez. 1999 | 23.056.492 | 60.80 |
| Jan. 2000 | 23.046.027 | 62.57 |
| Abr. 2000 | 22.938.758 | 58.26 |
| Ago. 2000 | 23.208.955 | 53.19 |

A partir da informação da Tabela 18 são realizados os cálculos a seguir.

$$\bullet \gamma_{1998} = (0,6842 \times 22.175.767 + 0,6015 \times 21.739.176 + 0,5824 \times 22.690.766 + 0,6390 \times 22.028.877) \div (22.175.767 + 21.739.176 + 22.028.877)$$

- $\gamma_{1998} = 0,6266$; $\gamma_{1999} = 0,6055$; $\gamma_{2000} = 0,5799$
- $GEN_{Jan+Apr+Aug+Dec,1998} = 88.634.586$ MWh
- $GEN_{Jan+Apr+Aug+Dec,1999} = 90.216.896$ MWh
- $GEN_{Jan+Apr+Aug,2000} = 69.193.740$ MWh
- $GEN_{1998-2000(sample-months)} = 248,045,222$ MWh
- $\gamma_{1998-2000} = 0,6059$

Para calcular fator de emissão simples da margem de operação ajustado pela base hidroelétrica são necessárias informações sobre as emissões de gases de efeito estufa no subsistema. Na ausência de dados detalhados para o período 1998 a 2000, dados de Bosi et al. (2002), relacionados a seguir, são utilizados para esse fim:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j} = 107.229.931$ tCO₂
- $\sum_j GEN_{i,j,thermal} = 167.808.000$ MWh
- $\sum_j GEN_{i,j,hydro} = 274.955.000$ MWh
- $EF_{OM,hydro-baseload,y} = 107.229.931 \div ((1-0,6059) \times 274.955.000 + 167.808.000) = 0.38883$ tCO₂/MWh

Com relação à margem de construção, será utilizado aqui o valor validado de 2001 (70,6 kgCO₂/MWh).

- $EF_y = 0,5 \times 0,3883 + 0,5 \times 0,0706 = 0,229$ tCO₂/MWh

Apesar de o cálculo ser realizado com valores aproximados, nota-se que o resultado final não difere demais daqueles realizados de acordo com métodos da ACM0002 (Tabela 16). Entretanto, como o método não foi incorporado à metodologia, não foram realizadas atualizações do cálculo.

4.6. Metodologia do fator de emissão da margem de construção de acordo com os resultados do “novo modelo do setor elétrico” (pós 2004)

Um dos fatores que reduzem o valor do fator de emissão no Brasil é a maneira como é calculada a margem de construção na metodologia ACM0002. A distorção decorre em grande parte do racionamento de energia ocorrido em 2001; houve no período que se seguiu uma retração grande da demanda. O problema é que o MDL é baseado em cenários hipotéticos,

calcados em premissas consideradas razoáveis. Naturalmente, um racionamento de energia do porte do ocorrido no Brasil em 2001 é um evento extraordinário. A consequência é que os proponentes de projetos tiveram que indicar a adicionalidade dos seus projetos baseados em projeções, tanto de emissões quanto do valor do crédito futuro, mas foram remunerados levando-se em conta as consequências de um evento que influenciou fortemente para baixo o fator de emissão da margem de construção. Se, por um lado, o valor do fator de emissão foi menor do que aquele inicialmente estimado, essa redução acabou compensada por um valor de RCE acima do previsto.

Uma sugestão aqui proposta é um acréscimo de metodologia para o cálculo da margem de construção baseado em planos oficiais de expansão e/ou de suprimento da oferta. No caso do Brasil, a concretização dessa idéia ficou relativamente simplificada desde a introdução do modelo do setor elétrico com a compra do acréscimo de demanda em leilões.

A Tabela 19 foi preparada tomando-se o resultado dos leilões já apresentado no capítulo 3 e fatores de emissão extremamente conservadores (EB-CDM2007a), conforme segue:

- Usinas a gás natural, eficiência de conversão de 60% = 0,3349 tCO₂/MWh
- Óleo combustível, eficiência de conversão de 46% = 0,5994 tCO₂/MWh
- Usinas a carvão, eficiência de conversão de 39% = 0,9785 tCO₂/MWh

Tabela 19 – Fator de emissão da energia nova contratada nos leilões, 2008-2012

| | | Hidro | Biomassa | GN | Carvão | Óleo | Total | EF (tCO ₂ /MWh) |
|--------------|--------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|
| 2008 | MWh | 622.358 | 271.734 | 3.085.491 | 0 | 1.560.277 | 5.539.859 | 0,355 |
| 2009 | MWh | 9.414.254 | 964.216 | 4.198.722 | 0 | 5.627.515 | 20.204.708 | 0,237 |
| 2010 | MWh | 8.195.836 | 1.227.184 | 4.996.392 | 2.559.555 | 11.430.342 | 28.409.310 | 0,388 |
| 2011 | MWh | 4.987.626 | 534.702 | 3.506.240 | 0 | 648.654 | 9.677.222 | 0,162 |
| 2012 | MWh | 6.267.404 | 0 | 3.076.726 | 8.152.008 | 2.769.930 | 20.266.067 | 0,526 |
| Total | MWh | 29.487.478 | 2.997.835 | 18.863.571 | 10.711.563 | 22.036.718 | 84.097.166 | 0,357 |
| | Participação | 35,1% | 3,6% | 22,4% | 12,7% | 26,2% | 100,0% | |

Parece razoável assumir que o valor médio previsto de 0,357 tCO₂/MWh como fator de emissão da margem de construção representa o melhor uso da informação disponível. Isso porque esse fator reflete contratos firmados entre distribuidoras e geradores. Decorreria daí, portanto, o cenário mais provável de desenvolvimento, assumindo-se como críveis as estimativas das distribuidoras de energia e os resultados dos leilões de energia.

Aplicando esse valor no cálculo do fator de emissão da margem combinada de ACM002 para o período 2004-2006, temos:

- Subsistema S-SE/CO, $EF_{OM,adjusted,y} = 0,4749$, $EF_{CM} = 0,416$ tCO₂/MWh

- Subsistema N-NE, $EF_{OM,adjusted,y} = 0,2501$, $EF_{CM} = 0,303$ tCO₂/MWh

Os valores obtidos com o uso do resultado dos leilões de energia nova no cálculo do fator de emissão da margem de construção são maiores nos subsistemas S-SE/CO e N-NE, 47,2% e 123,3%, respectivamente.

Na opinião do autor a metodologia consolidada aprovada ACM0002 não é razoável para sistemas com grande participação de energias renováveis dependentes de variáveis climáticas (hidroeletricidade, eólica e biomassa). Isso porque cada vez mais a base da comprovação da adicionalidade está se concentrando quase que exclusivamente em avaliações econômicas de cenários futuros. Por uma questão de coerência, o cálculo do cenário de referência, mais especificamente em relação ao fator de emissão da margem de construção, deveria também ser baseado na melhor estimativa possível do acréscimo de geração, como proposto acima.

Somente dessa maneira as barreiras enfrentadas pelos projetos de geração de eletricidade por fontes renováveis seriam efetivamente superadas e seria mitigada a tendência de aumento da intensidade de carbono na geração de eletricidade no Brasil demonstrada no capítulo 3.

5. O MDL DO PONTO DE VISTA DO INVESTIDOR

Desde que o Protocolo de Quioto foi acordado em 1997 eram grandes as expectativas de que o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo atrairia novos investimentos no setor de energia no Brasil. Pelo menos três motivos podem ser mencionados como causadores dessa alta expectativa: o movimento para privatização do setor elétrico, discutido no capítulo 3, o grande potencial de desenvolvimento de fontes renováveis de energia no país e o papel protagonista da diplomacia brasileira na discussão sobre a mudança do clima.

Apesar de não se poder afirmar que as expectativas foram frustradas, é inegável que no início de 2008, quase três anos após a entrada em vigor do Protocolo de Quioto, do ponto de vista do investidor, as barreiras, incertezas e riscos na implementação de projetos brasileiros no âmbito do MDL ainda são grandes.

Não há dúvida de que a maior barreira a uma penetração mais ampla do MDL no Brasil e no mundo é o processo regulatório peculiar desenvolvido pela Conferência das Partes, na qualidade de reunião das partes do Protocolo de Quioto, através do CE-MDL. Experimental talvez seja melhor maneira de qualificar o processo, já que, de fato, trata-se da primeira tentativa das Nações Unidas, com todas as suas idiossincrasias, no sentido de regular um mecanismo de mercado através de um grupo de 20 pessoas, o CE-MDL – pessoas essas não necessariamente escolhidas por sua capacidade e/ou experiência em regulação de mercados e sem a obrigação de dedicação exclusiva à função. Acrescente-se a isso o fato de que membros do CE-MDL declaram repetidamente que o processo regulatório do MDL não observa e não observará o conceito de precedência ou jurisprudência. Como consequência dessa posição, o risco regulatório é permanente para o empreendedor, o que impede um planejamento de longo prazo.

No caso brasileiro pode-se ainda acrescentar que, até hoje, não existem evidências de que o governo brasileiro queira incentivar a implantação de projetos MDL, apesar de um aparente grande interesse na diversificação da matriz energética brasileira e de demonstrações inequívocas da adicionalidade, por exemplo, com a implementação do PROINFA, no setor elétrico brasileiro.

Nos itens a seguir são apresentados: um histórico da discussão da mudança do clima e da regulamentação do MDL para o Brasil, discussões sobre o potencial das fontes renováveis de energia no Brasil e a experiência na implementação de projetos MDL.

5.1. Histórico da discussão sobre mudança do clima e regulamentação do MDL

Em junho de 1992, durante a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro, 154 países negociaram e acordaram o texto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. O Brasil foi o primeiro país a assinar a Convenção, em 4 de junho de 1992. A Convenção entrou em vigor em 21 de março de 1994, com 182 países signatários. No Brasil, foi ratificada pelo Congresso Nacional antes mesmo de entrar em vigor internacionalmente em 28 de fevereiro de 1994, por meio do decreto legislativo nº 1, de 3 de fevereiro de 1994. No país, entrou em vigor em 29 de maio de 1994, noventa dias após a ratificação pelo Congresso Nacional (DAMASCENO, 2007).

Com relação ao Protocolo de Quioto, a diplomacia brasileira tem participação direta na gênese do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MIGUEZ, 2002). O objetivo era criar uma fonte de recursos financeiros para investimentos na mitigação e adaptação à mudança do clima nos Países-não-Anexo-I. Os recursos financeiros seriam administrados pelo “Fundo de Desenvolvimento Limpo” e originados da cobrança de penalidades financeiras dos Países-Anexo-I, no caso de não cumprimento das metas. Houve resistências, em especial dos Estados Unidos da América, devido à dificuldade em implementar penalidades no tratado, assim como com relação à falta de estímulo para a participação do setor privado. Em uma negociação bilateral Brasil-EUA a proposta foi modificada para o embrião do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, que foi então apresentado para discussão, desenvolvido e finalmente aprovado durante a Sétima Conferência das Partes da Convenção em Quioto.

Entre as condições para participação no MDL por parte do Países-não-Anexo-I estão a participação voluntária e a confirmação de contribuição ao desenvolvimento sustentável, a serem indicadas mediante aprovação pela Autoridade Nacional Designada. Nesse aspecto, o Brasil mais uma vez foi o primeiro país a agir, designando a sua autoridade nacional, A Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), através do Decreto Presidencial de 7 de Julho de 1999. Antes mesmo da entrada em vigor do Protocolo, a CIMGC já publicava a Resolução nº 1, de 11 de setembro de 2003, estabelecendo os critérios para a participação de atividades de projeto MDL no Brasil.

Do ponto de vista da regulamentação multilateral do MDL, é importante mencionar que o Brasil sempre teve pelo menos um representante tanto no CE-MDL quanto no MethPanel, ou seja, pelo menos um representante brasileiro sempre acompanhou de perto a maior parte do processo.

Com respeito à participação da iniciativa privada, projetos brasileiros estiveram presentes em iniciativas pioneiras como, por exemplo, o Fundo Protótipo de Carbono do Banco Mundial³⁴, de 1999, e o Leilão de Projetos MDL do Governo Holandês³⁵, de 2001. Evidências adicionais da capacidade e do pioneirismo da iniciativa privada no Brasil no setor são o primeiro projeto registrado (“Project 0001: Brazil NovaGerar Landfill Gas to Energy Project”) e as duas primeiras propostas de metodologias (“NM0001: Vale do Rosário Bagasse Cogeneration Project” e “NM0002: V&M da Brasil Fuel Switch Project”), todos encaminhados por projetos brasileiros. Outra evidência é a presença de todas as grandes empresas desenvolvedoras de projetos³⁶, todas dotadas de equipes de trabalho e não apenas de mesas de negociação/operação.

O protagonismo inicial de entidades e empresas brasileiras criou expectativas de que o país seria muito ativo no mercado de reduções certificadas de emissões de GEEs. Pode-se afirmar que esse papel de destaque foi realmente desempenhado por empresas brasileiras no período inicial de maiores riscos e incertezas entre a entrada em vigor do Protocolo de Quioto, em 16 de fevereiro de 2005, e o final de 2006 (total de 409 projetos registrados no período), mas desde então o país vem perdendo participação (Figura 19 e Tabela 20).

Tabela 20 – Projetos CDM registrados anualmente por países selecionados até 31/12/2007

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | Total 2004-7 |
|--------|------|------|------|------|--------------|
| Índia | 0 | 17 | 124 | 160 | 301 |
| China | 0 | 3 | 33 | 112 | 148 |
| Brasil | 1 | 4 | 83 | 25 | 113 |
| México | 0 | 3 | 69 | 28 | 100 |
| Mundo | 1 | 62 | 409 | 422 | 894 |

Possíveis causas do declínio da participação de da diminuição da importância de projetos brasileiros no mercado são discutidas no item 5.3, abaixo.

Entretanto, mesmo que existam explicações para essa redução de participação, o potencial brasileiro de desenvolvimento do uso de energias renováveis é tão único e importante que é razoável acreditar que o Brasil poderia fazer crescer o número de projetos registrados, ainda que gerando uma quantidade menor de RCEs por projeto, devido ao fato de

³⁴ O “Prototype Carbon Fund” iniciou operação em 1999 e contratou reduções de emissões dos seguintes 3 projetos brasileiros de um total de 23: “Plantar Sequestration and Biomass Use”, “Lages Wood Waste Cogeneration Facility” e “Alta Mogiana Bagasse Cogeneration”.

³⁵ O CERUPT (“Netherlands Certified Emission Reduction Unit Procurement Tender”) aprovou 18 projetos, dos quais 2 eram brasileiros: “Catanduva Sugarcane Mill Grid-connected Electricity Generation from Biomass” e “Onyx Tremembé Landfill”.

³⁶ Como empresas desenvolvedoras de Projetos entendem-se aquelas que identificam os projetos, propõem metodologias, participam dos projetos inclusive como acionistas e comercializam RCEs (AgCert, Ecoinvest, Econergy, EcoSecurities, MGM). O objetivo é diferenciá-las daquelas que focam seu trabalho na comercialização de RCEs.

sua matriz energética ser comparativamente mais limpa do que a de outros países com participação importante nesse mercado.

Para subsidiar essa hipótese, são apresentadas a seguir a participação atual e as perspectivas futuras da energia renovável no Brasil, com foco na geração de eletricidade.

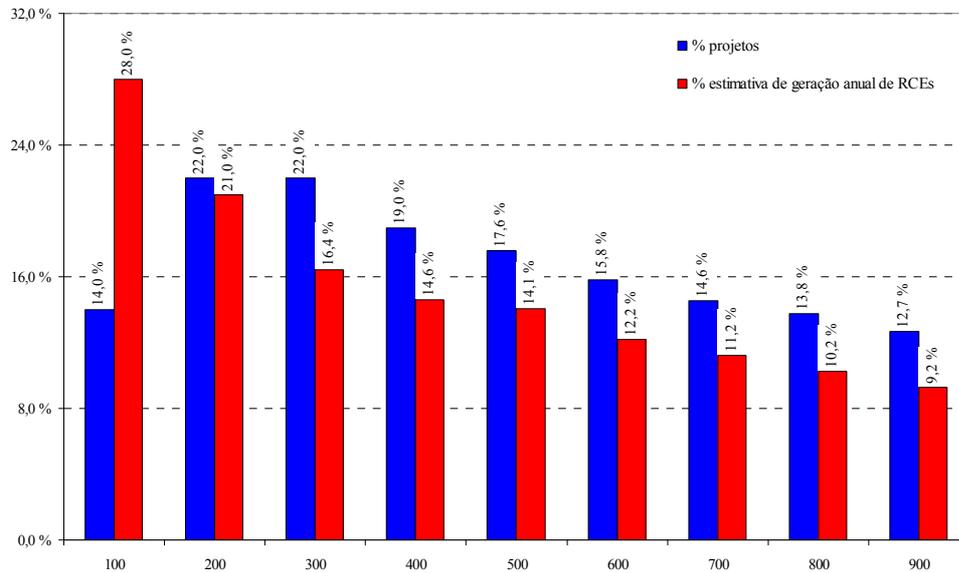


Figura 19 – Participação brasileira acumulada entre projetos registrados

5.2. A discussão sobre a energia renovável no mundo

O debate sobre a sustentabilidade ambiental experimentou uma evolução significativa desde que o texto da *Declaração de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano*³⁷ em 1972. No documento é expressa a convicção de que: os recursos da Terra devem ser utilizados de forma a evitar o perigo do seu esgotamento futuro e a assegurar que toda a humanidade participe dos benefícios de tal uso. Além disso, estabelece que o homem é portador da obrigação de proteger e melhorar o meio ambiente para as gerações presentes e futuras. Vinte anos depois, na *Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento*, realizada no Rio de Janeiro em 1992, novos impulsos foram dados com novos acordos, a saber: a *Agenda 21*, a *Convenção da Biodiversidade* e a *Convenção Quadro sobre Mudanças Climáticas* (Convenção do Clima). O tema foi finalmente ampliado para incluir aspectos sociais: durante a *Cúpula Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável*, realizada em Johannesburgo, África do Sul, em 2002, consta na declaração de *Objetivos de Desenvolvimento*

³⁷ *Stockholm Declaration on the Human Environment*. United Nations Conference on the Human Environment, 16 June 1972.

do Milênio, entre outros, a erradicação de pobreza extrema com garantia de sustentabilidade ambiental.

De fato, a energia renovável pode exercer um papel importante na busca do desenvolvimento sustentável. Entretanto, abordagens regionais/globais de desenvolvimento de seu uso somente começaram a ser propostas no início do século XXI.

Em 2001 a União Européia adotou uma meta de 12% de renováveis na sua matriz elétrica até 2012³⁸.

Em 2002, a Iniciativa Brasileira de Energia propôs uma meta global de 10% da matriz energética mundial de base renovável a ser atingida até 2010. A proposta foi aprovada em âmbito regional pelos países da América Latina e Caribe em maio de 2002³⁹ e continua em discussão.

Em junho de 2004 foi realizada a Conferência Mundial sobre Energias Renováveis de 2004 em Bonn, Alemanha, cujos resultados foram⁴⁰: (1) a Declaração Política, com definições de objetivos comuns para promover as fontes de energia renovável; (2) um Programa Internacional de Ações, no qual governos, organizações e outros atores se comprometem voluntariamente com atividades voltadas para as renováveis e; (3) as Recomendações de Políticas, aconselhamento para incrementar os mercados de renováveis no Norte e no Sul.

O acompanhamento das ações deverá ser feito pela Comissão para o Desenvolvimento Sustentável (CSD), no âmbito das Metas do Milênio e do Plano de Ação de Johannesburgo 2002.

Em Bonn, a oposição de países como os Estados Unidos a ações multilaterais foi tão forte, e até ideológica, que intimidou outros países a propor medidas concretas (Goldemberg, 2004). Em resumo, a "declaração política" apela apenas aos países para que adotem energias renováveis.

A União Européia e a China adotaram unilateralmente metas e calendários para atingir conformidade. A decisão da China é a de atingir, no ano de 2020, uma fração de 10% de certas energias renováveis (mini-usinas hidrelétricas, biomassa e energia eólica). A União

³⁸ European Commission Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market.

³⁹ Final Report of the 7th Meeting of the Inter-Sessional Committee of the Forum of Ministers of Environment of Latin America and the Caribbean, 15 to 17 May, 2002, São Paulo (Brazil).

⁴⁰ Documentos finais disponíveis em [Hhttp://www.renewables2004.de/en/2004/outcome.asp](http://www.renewables2004.de/en/2004/outcome.asp)H (acesso em 15 de fevereiro de 2008).

Européia aumentou suas metas para 20% no ano 2020, e a região da América Latina e Caribe reafirmou sua meta de 10% de energias renováveis, acordada em 2002, que parecia ambiciosa na época, mas se mostra modesta hoje.

5.2.1. Participação das fontes renováveis de energia na matriz brasileira

Em 2002 a oferta total de energia primária (OTEP) no Brasil era de 1.425.832 kbep, dos quais 38,7% de origem renovável e sustentável (Figura 20; ESPARTA; LUCON; UHLIG, 2004).

O petróleo é responsável pela maior parte da energia importada, apesar da forte redução da importação desde o início da década de 1980, mas a eletricidade, o carvão mineral e, nos últimos anos, o gás natural, também têm parte apreciável da oferta importada.

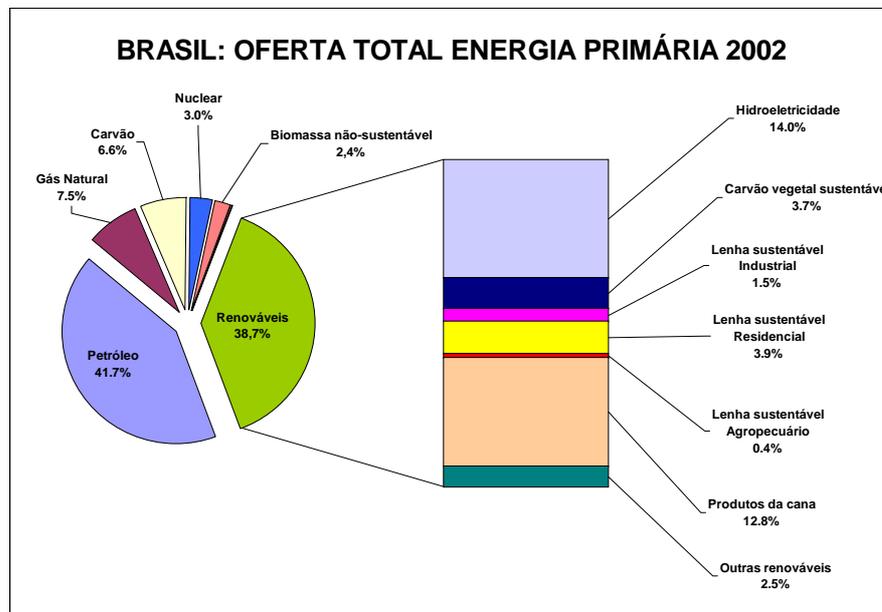


Figura 20– Oferta total de energia, participação por fonte

Apesar da grande participação das renováveis na matriz energética, o Brasil ainda é bastante dependente de combustíveis fósseis (55,8% da oferta), em grande parte derivados de petróleo, para o setor de transportes. A participação da energia nuclear também cresceu bastante no período com a entrada em operação comercial da Usina Angra II (de 14.613 kbep, 1,1% da OTEP, para 42.902 kbep, 3,0% da oferta total de energia primária (OTEP), com o aumento da capacidade instalada nacional de 657 MW para 2.007 MW.

A participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira é significativa: com 41,1% da OTEP (586.129 kbep), com 94% destas de fontes sustentáveis (excluindo a exploração não sustentável de biomassa, 38,7% da OTEP, 551.375 kbep).

As principais fontes modernas de biomassa são os produtos da cana de açúcar (etanol como combustível automotivo e bagaço como combustível para co-geração de energia) e florestas energéticas de reflorestamentos sustentáveis.

Produtos da cana são hoje a maior fonte de energia da biomassa, com 182.101 kbep em 2002 (12,8% da OTEP). Lenha não sustentável ainda tem uma participação significativa (34.754 kbep ou 2,4% da OTEP), basicamente para uso industrial (produção de carvão, indústria cerâmica, etc.). Entretanto, o uso não sustentável de madeira tem declinado fortemente com uma redução absoluta de 65% desde 1990⁴¹.

Com relação ao potencial, como recursos só podem ser considerados úteis se são tecnicamente e economicamente exploráveis, a disponibilidade física da fonte em si tem pouco valor. Portanto, a ênfase nos próximos parágrafos será dada aos recursos com potencial de curto e médio prazo de maturação comercial no setor de eletricidade.

5.2.2. Hidroeletricidade

O Brasil tem o terceiro maior potencial de hidroeletricidade do mundo, depois da China e dos Estados Unidos (SECCO, 2007). A energia de origem hídrica sempre desempenhou um importante papel no desenvolvimento sócio-econômico do país. Apesar de pequenas variações em diferentes estimativas, hoje o potencial hidrelétrico do país é de cerca de 250 GW, dos quais apenas 77 GW estão sendo correntemente explorados (Tabela 21).

Tabela 21 - Potencial hidroelétrico Brasileiro, em MW

| Bacia | Aproveitado | Inventário | Estimado | Total | % total | % apr.* |
|--------------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| Amazonas | 835 | 77.058 | 28.256 | 106.149 | 42,2% | 0,79% |
| Paraná | 41.696 | 10.742 | 5.363 | 57.801 | 23,0% | 72,14% |
| Tocantins/Araguaia | 12.198 | 11.297 | 4.540 | 28.035 | 11,1% | 43,51% |
| São Francisco | 10.290 | 5.550 | 1.917 | 17.757 | 7,1% | 57,95% |
| Atlântico Sudeste | 4.107 | 9.501 | 1.120 | 14.728 | 5,9% | 27,89% |
| Uruguai | 5.182 | 6.482 | 1.152 | 12.816 | 5,1% | 40,43% |
| Atlântico Sul | 1.637 | 1.734 | 2.066 | 5.437 | 2,2% | 30,11% |
| Atlântico Leste | 1.100 | 1.950 | 1.037 | 4.087 | 1,6% | 26,91% |
| Paraguai | 499 | 846 | 1.757 | 3.102 | 1,2% | 16,09% |
| Parnaíba | 225 | 819 | 0 | 1.044 | 0,4% | 21,55% |
| Atlântico NE Oc. | 0 | 58 | 318 | 376 | 0,1% | 0,00% |
| Atlântico NE Or. | 8 | 127 | 23 | 158 | 0,1% | 5,06% |
| TOTAL | 77.777 | 126.164 | 47.549 | 251.490 | 100,0% | 30,93% |

Fonte: EPE (2007)

* aproveitado/total na bacia

⁴¹ De $24.355 \cdot 10^3$ mdc ("metros cúbicos de carvão," onde 1 m^3 de carvão = 0,250 tonelada e 6.800 kcal/kg) em 1990 para $8.367 \cdot 10^3$ mdc em 2001 (ABRACAVE, 2001).

Uma importante característica da hidroeletricidade no Brasil é a distribuição geográfica bastante desigual, com 106 GW dos recursos (42,2% do total, com menos de 1% aproveitado) localizados na Bacia Amazônica, ou seja, bastante distante dos maiores centros de carga do país, na região sudeste. Fica claro que a maior dificuldade na exploração desse potencial é saber como e se esse recurso poderá ser totalmente utilizado de uma maneira econômica e ambientalmente sustentável. Este é sem dúvida o ponto nevrálgico da discussão sobre a continuação do uso da hidroeletricidade como pilar da matriz elétrica brasileira.

Muito desse potencial técnico ainda está inexplorado e, portanto, apesar de incertezas e possíveis mudanças de estratégias, é razoável afirmar que a hidroeletricidade continuará a ser a principal fonte operacional de geração de eletricidade no Brasil ainda por algumas décadas, mesmo que em uma proporção que pode ser bastante menor.

5.2.3. Biomassa

O potencial global comercial estimado de energia da biomassa é de 40 a 1.100 EJ anuais até 2050 (IEA BIOENERGY, 2007). A biomassa é hoje também a mais importante fonte de energia renovável⁴² do planeta, sendo responsável por cerca de 10% (45±10 EJ) da oferta⁴³ total. Há projeções de que a produção global de eletricidade da biomassa aumente sua participação de 1,3% em 2006 para 3-5% em 2050 (IEA, 2006).

Resíduos de biomassa formam um enorme e inexplorado potencial de recurso energético e apresentam muitas oportunidades de melhor utilização, estando também prontamente disponíveis a custos relativamente baixos. Entre os resíduos de grande escala estão aqueles de origem agrícola, animal e resíduos sólidos urbanos.

Já houve algumas tentativas de calcular o potencial energético total de resíduos agrícolas, mas esta é uma tarefa complexa, de forma que somente estimativas são possíveis.

O Brasil é líder mundial nas aplicações industriais de energia da biomassa e tem um dos maiores potenciais, ainda a ser explorado, do mundo. O país tem as maiores reservas naturais de florestas, das quais estima-se que pelo menos 400.10⁶ t/ano poderiam ser exploradas de maneira sustentável. Além disso, são produzidas enormes quantidades de resíduos agrícolas e

⁴² Esse número inclui biomassa moderna e tradicional renovável. A energia de biomassa tradicional inclui todo uso da biomassa para fins energéticos (combustão direta de madeira, lenha, carvão vegetal, resíduos agrícolas, resíduos de animais e urbanos para cocção, aquecimento, secagem e produção de carvão). Já o conceito de biomassa moderna incorpora a produção sustentável associada à conversão em vetores tais como eletricidade e combustíveis sólidos, líquidos e gasosos.

⁴³ Em 2004 o uso comercial total de energia era de 467 EJ anuais (IEA BIOENERGY, 2007).

animais, 250 a 275.10⁶ t/ano apenas da agricultura comercial, sem incluir o setor sucroalcooleiro (MAPA, 2006).

Há ainda potenciais não estimados adequadamente, como por exemplo, o do carvão vegetal. Para se ter uma idéia, em 2001 foram contabilizados 20,4.10⁶ m³ de carvão vegetal utilizados somente nas indústrias de metalurgia e cimento.

Atividades florestais, tanto para fins energéticos ou não, empregavam dois milhões de pessoas em 2001, incluindo meio milhão de pessoas diretamente no cultivo. O setor florestal representava então 4,5% do PIB brasileiro, equivalente a aproximadamente US\$ 28 bilhões (PAIM, 2002).

Mundialmente o carvão vegetal é produzido em grandes quantidades, mas é extremamente difícil calcular com precisão a produção total, pois na maioria dos casos essa atividade é parte integrante da economia informal dos países em desenvolvimento, caracterizada pela pequena escala e envolvendo um grande número de pessoas em atividades com baixa geração de renda. No Brasil, entretanto, há grandes diferenças em relação a outros países em desenvolvimento na produção de carvão vegetal. Em primeiro lugar, no Brasil a maior parte do carvão-vegetal é produzida em larga escala e em processos com alta eficiência, com eficiência de conversão de biomassa em carvão da ordem de 35%. Isso indica porque o país é o maior produtor e consumidor mundial de carvão vegetal (MAPA, 2006).

O carvão tem se tornado cada vez mais uma atividade profissional, com a maior parte dele sendo produzida a partir de florestas dedicadas ao uso energético (florestas energéticas); estima-se, por exemplo, que em 2000 cerca de 70% do carvão foram produzidos a partir de florestas exóticas, comparado com o valor de 34% em 1990 (ABRACAVE, 2002).

Com relação a potenciais para geração de eletricidade para a rede são estimados em acréscimos de 0,5 a 6,4 GW de 2006 a 2011, e de 21 GW até 2025 somente no setor sucroalcooleiro (MAPA, 2006), sem considerar recuperação da palha e a possibilidade de hidrólise da celulose e hemicelulose.

5.2.4. *Eólica*

Estimativas de potencial eólico no Brasil variam de 20 to 140 GW.

A energia eólica está em melhor posição que a energia solar, com 250 MW de potência instalada e forte crescimento previsto nos próximos anos⁴⁴, até completar os cerca de 1.400 MW previstos do PROINFA.

O maior potencial está localizado no nordeste (Tabela 22), coincidentemente a região mais pobre em outros potenciais energéticos do país.

Tabela 22 – Potencial de geração eólica no Brasil, por região

| Região | Capacidade (GW) | Potencial de geração de eletricidade (TWh/ano) |
|------------|-----------------|--|
| Norte | 12,84 | 36,45 |
| Nordeste | 75,05 | 144,29 |
| Meio-Oeste | 3,08 | 5,42 |
| Sudeste | 29,74 | 54,93 |
| Sul | 22,76 | 41,11 |
| Total | 143,47 | 272,2 |

Fonte: Cepel (2001)

5.2.5. Outras fontes

Apesar das muitas limitações e incertezas, o potencial teórico de energia solar no Brasil é enorme. Na média, o território nacional recebe 230 Wh/m² de radiação solar. Como no resto do mundo, a maior incerteza é quanto a se haverá um papel econômico de larga-escala para essa forma de energia no país. Muitos avanços tecnológicos ainda são necessários para tornar a energia solar comercialmente viável em larga escala. Atualmente há aproximadamente 30.000 pequenos projetos, com destaque para o programa PRODUIR, com 11.000 sistemas de 50 W de potência média, e o PRODEEM, com cerca de 9.000 sistemas com potência média de 535 MW (EPE, 2007).

O país apresenta um potencial não desprezível no aproveitamento energético dos resíduos urbanos (Tabela 23), que é especialmente relevante para o setor de projetos MDL. Os números devem ser vistos com cautela, pois embutem hipóteses demasiado otimistas de aproveitamento do potencial, mas servem como indicação de que o setor pode encontrar parte da solução para os seus enormes problemas através da utilização energética. Isso porque o setor só tem potencial econômico, tanto de solução para o inadmissível cenário predominante dos lixões quanto da geração de eletricidade, através do gás de aterro com os incentivos econômicos do MDL.

⁴⁴ Há mais de 6 GW de projetos de energia eólica autorizados pela ANEEL que participaram do processo do PROINFA.

Outros potenciais (marémotriz, resíduos agrícolas e industriais, entre outros) não serão analisados no presente trabalho.

Tabela 23 – Potencial de geração de eletricidade com resíduos urbanos em MW

| | 2020 | 2030 |
|---------------------------|-------|-------|
| Biogás de aterros | 1.700 | 2.600 |
| Digestão anaeróbica | 980 | 1.230 |
| Incineração | 3.740 | 5.280 |
| Ciclo combinado otimizado | 5.980 | 8.440 |

Fonte: EPE (2007)

5.3. A experiência do MDL no Brasil, 2000-2007, com foco no setor elétrico

O primeiro projeto brasileiro e do mundo foi registrado em 18 de novembro de 2004 (“CDM0008 - Brazil NovaGerar Landfill Gas to Energy”). Desde então e até o final de 2007 foram registrados 113 projetos (Figura 19 e Figura 21), com destaque para o ano de 2006 com 83 projetos (73,5% do total). Esses projetos têm uma previsão anual de geração de 17.413.991 RCEs.

O primeiro projeto brasileiro de geração de eletricidade por fonte renovável de energia foi registrado em 22 de janeiro de 2006 (“CDM0143 - UTE Barreiro S.A. Renewable Electricity Generation”). Do total de 113 projetos MDL brasileiros, 55% (62) são na área de geração de eletricidade, com uma geração prevista de 3.092.063 RCEs anuais (18% do total) e estimados 2.000 MW de capacidade instalada adicional.

A relativa demora até registrar o primeiro projeto MDL de geração de eletricidade para a rede por fonte renovável, mais de um ano depois do primeiro registro, deveu-se essencialmente à ausência de informações públicas sobre a geração de eletricidade individual das usinas que despacham para a rede de forma centralizada, ou seja, aquelas coordenadas pelo ONS. Após os primeiros contatos realizados em 2001, que resultaram em trocas de informações preliminares, foram necessários três anos de negociações entre os desenvolvedores de projeto e o ONS para que finalmente fosse acordado, no final de 2004, o fornecimento regular das informações necessárias.

Além disso, existiam até então várias versões diferentes de cálculos. Esse problema só foi solucionado com a compreensão dos desenvolvedores de projeto de que o valor do fator de emissão não era um fator de competição comercial, mas de credibilidade do mercado. A partir de então, um grupo de empresas desenvolvedoras, inicialmente, três delas (Ecoinvest, Econergy e EcoSecurities), passou a trabalhar em uma cooperativa para o cálculo do fator de emissão do Sistema Interligado Brasileiro (ESPARTA, 2006). O resultado dos cálculos é

sempre revisado por todos os participantes do consórcio, que hoje conta com mais de 10 empresas privadas, antes de ser utilizado na validação de projetos MDL. Além disso, o consórcio repassa todos os cálculos a qualquer pessoa que fizer uma solicitação formal, exigindo dela apenas dois compromissos: a revisão dos cálculos com a subsequente comunicação ao consórcio no caso de descoberta de algum tipo de erro e a citação da fonte.

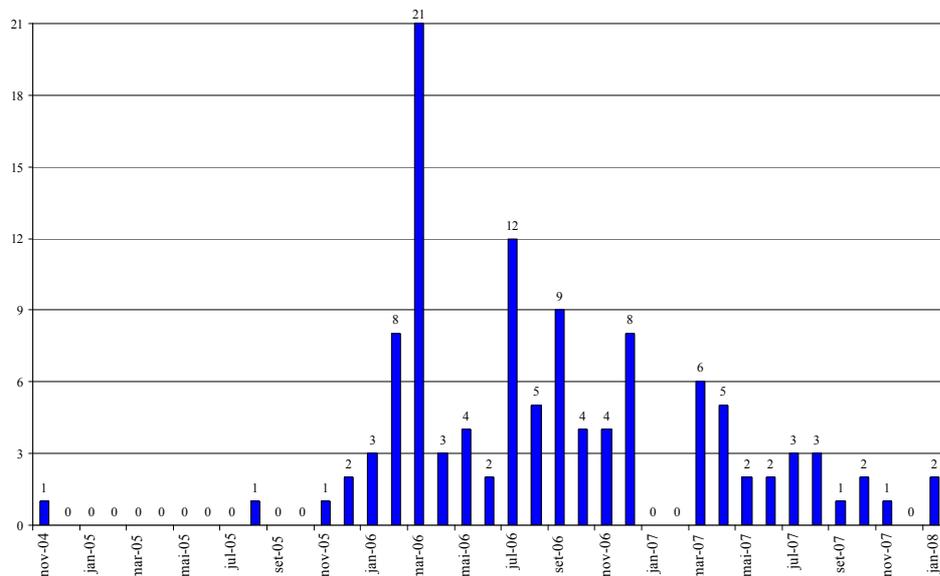


Figura 21 – Evolução do registro de projetos MDL brasileiros

Entretanto, o risco adicional dos projetos brasileiros comparativamente a outros países está na obtenção da carta de aprovação da CIMGC. Para explicar as dificuldades começemos pela descrição do procedimento para obtenção da carta de aprovação, definido na resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003.

Os seguintes documentos são exigidos pela CIMGC para avaliar se a atividade de projeto assiste o país a atingir o desenvolvimento sustentável:

- Tradução para o português do Documento de Concepção do Projeto (DCP ou PDD⁴⁵) e do relatório de validação “finais”;
- Consulta aos seguintes atores locais, anterior a publicação da primeira versão do DCP na página do ED-CDM na internet:
 - Prefeitura(s), Câmara(s) dos vereadores, Órgãos ambientais estaduais, Órgãos ambientais municipais, Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e desenvolvimento, Associações comunitárias, Ministério Público.

⁴⁵ PDD do inglês “Project Design Document”.

- Verificação da aplicação da metodologia e da adicionalidade;
- Declarações de conformidade trabalhista e ambiental;
- Declaração de ponto focal de comunicação;
- Compromisso de comunicar a CIMGC quando houver emissões de RCEs pelo projeto;
- Descrição da contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável incluindo os seguintes itens:
 - Sustentabilidade ambiental local;
 - Condições de trabalho e geração de empregos;
 - Distribuição de renda;
 - Capacitação e desenvolvimento tecnológico;
 - Integração regional e articulação com outros setores.

O Brasil é um dos poucos países no mundo a exigir a validação dos projetos antes de deliberar sobre uma possível aprovação. Além disso, o processo não é contínuo, já que o projeto só é considerado submetido após ser aceito em uma reunião da CIMGC⁴⁶, sendo que tais reuniões ocorrem de 6 a 8 vezes por ano. Outra característica do processo de aprovação de projetos MDL no Brasil, evidenciada pela obrigatoriedade de apresentação do relatório de validação final⁴⁷ da EOD, é o questionamento pela CIMGC da aplicação da metodologia aprovada pelo CE-MDL. Somente por este motivo o processo de obtenção de carta de aprovação no Brasil será naturalmente mais longo que no resto do mundo. Isso porque nos outros países, ao obterem uma validação final, os projetos só necessitam re-validar o projeto se houver mudança na metodologia. No Brasil, a necessidade de re-validar o projeto é extremamente freqüente, a maior parte das vezes por questionamento da aplicação da metodologia e da tradução dos documentos originalmente escritos em inglês, o que torna o processo mais longo e mais caro do que no resto do mundo. A Tabela 24 apresenta o número médio de dias necessário para obter a carta de aprovação da AND brasileira, de acordo com as informações disponíveis em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4483.html> (acesso em janeiro de 2008).

⁴⁶ Para um projeto ser considerado em uma reunião da CIMGC seus documentos devem ser submetidos com antecedência mínima de 5 dias úteis.

⁴⁷ Na primeira submissão dos documentos do projeto à CIMGC, qualquer projeto terá sempre uma opinião de validação negativa, já que um dos pontos a ser obrigatoriamente verificado pela EOD é a disponibilidade da carta de aprovação da AND local.

Tabela 24 – Prazo médio para um projeto MDL obter a carta de aprovação no Brasil

| ano | n ^o de projetos | dias |
|--------|----------------------------|------|
| 2005 | 49 | 95 |
| 2006 | 60 | 138 |
| 2007 | 64 | 137 |
| 2005-7 | 173 | 127 |

5.3.1. Adicionalidade de projetos de geração de eletricidade por fontes renováveis no Brasil

No setor elétrico a maior parte dos projetos enfrenta barreiras claras a sua implementação. Entre essas barreiras pode-se citar a instabilidade regulatória (o país teve 3 ambientes regulatórios distintos nos últimos 15 anos). O atual modelo do setor elétrico tampouco conseguiu criar um ambiente atrativo para investimentos em fontes renováveis alternativas, fato que ficou patente com a frustração das expectativas no 1º leilão de compra de energia proveniente de fontes alternativas, realizado pela ANEEL em 18 de junho de 2007. O leilão resultou no acréscimo de uma potência instalada total de 638,64 MW em novas usinas ao SIN a partir de 2010, sendo 541,9 MW de termelétricas movidas à biomassa e 96,74 MW de pequenas centrais hidrelétricas. A expectativa inicial era de um potencial acima de 2GW e acréscimo real de mais de 1GW em novas usinas.

Uma tendência preocupante para projetos indicarem a adicionalidade de forma aceitável pelo CE-MDL é a de, atualmente, se relegar as barreiras não-econômicas cada vez mais a um segundo plano ou simplesmente ignorá-las. Entende-se que a decisão final em um investimento será sempre baseada em um índice econômico, mas a impossibilidade prática de quantificar inequivocamente o impacto de riscos e barreiras adicionais nas taxas de retorno esperadas tem causado a paralisação da validação de vários projetos.

A existência de barreiras de difícil quantificação como uma variável que influencia a análise econômica é demonstrada pelas enormes dificuldades enfrentadas para implementação dos projetos aprovados no PROINFA, programa governamental especialmente criado para superar barreiras. Inicialmente, o programa previa o início da operação comercial de todos os projetos até o final de 2006, prazo posteriormente adiado para final de 2007 e novamente para o final de 2008 (BRASIL, 2004). No caso do PROINFA os incentivos foram calculados para que os projetos atingissem uma taxa interna de retorno de 15% (MME, 2003a), valor considerado como “benchmark” apropriado pelo governo brasileiro para projetos de fontes renováveis alternativas. Apesar disso, até o final de 2007 somente 31,6% da capacidade instalada dos projetos aprovados no PROINFA haviam iniciado a operação comercial.

Esparta e Moreira (2006a) demonstraram que o MDL tem o potencial para ajudar na viabilização econômica desses projetos. Entretanto, a titularidade de possíveis RCEs do MDL no PROINFA é matéria para discussão jurídica, praticamente desde o início do programa.

O governo federal inseriu na legislação do PROINFA norma que garantiria à Eletrobrás a titularidade de possíveis RCEs. Porém, não regulamentou o processo de aprovação dos projetos do PROINFA no MDL, e até o final de 2007 não havia iniciado nenhum processo de validação.

Diante da inação da Eletrobrás, alguns empreendedores resolveram realizar o processo por conta própria, mesmo correndo o risco de contestação jurídica, com o argumento de que se não o fizessem, os créditos seriam perdidos. Dessa maneira, alguns projetos do PROINFA já emitiram RCEs, mas ainda não há uma solução definitiva para o problema.

Para fundamentar a argumentação de que a interpretação utilizada pela CIMGC e pelas DOEs da adicionalidade não tem capturado a influência de barreiras reais, são apresentados a seguir cálculos padronizados para projetos exemplos de energia eólica, termelétrica a biomassa e pequena central hidrelétrica (Tabela 20).

As premissas dos cálculos são médias de projetos reais localizados nas regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste do Brasil e incluem todos os impostos, encargos, descontos em tarifas e benefícios fiscais aplicáveis. Os preços pagos pelo MWh gerado utilizados são:

- R\$ 140,00 para PCH e termelétrica a biomassa (resíduo de madeira), preço teto do leilão de energia de fontes alternativas realizado em 2007.
- R\$ 253,85 para usina eólica (valor econômico para plantas com fator de capacidade menor que 34% corrigido pelo Índice Geral de Preços do Mercado IGP-M).

Além disso, os cálculos foram realizados utilizando-se dois fatores de emissão para o SIN: o valor médio utilizado em cerca de 50 projetos registrados no Brasil (0,250 tCO₂/MWh) e uma média do fator de emissão proposto pela AND brasileira em março de 2007⁴⁸.

Os resultados provavelmente indicam porque o leilão de fontes alternativas levou a resultados decepcionantes e porque os projetos no PROINFA não deslançam.

Ainda que um investidor estivesse satisfeito com uma TIR de 15% na assinatura do contrato, as condições mudaram drasticamente desde então. Mesmo com todos os benefícios

⁴⁸ A partir de agosto de 2007 a CIMGC passou a adotar a posição de não mais aprovar projetos no submercado SE/CO de acordo com o procedimento utilizado desde 2005. O fator de emissão da CIMGC, apesar de não oficialmente aprovado, já foi utilizado por projetos aprovados. Por esse motivo existe o risco real da redução do valor do fator de emissão.

econômicos existentes o preço pago pelo MWh no PROINFA obviamente já não remunera os investimentos, como previsto em 2004.

PCHs ainda apresentam uma TIR relativamente próxima ao “benchmark” de 15%, mas usinas eólicas e termelétricas a biomassa que tenham que comprar o combustível (hipótese assumida no exemplo da tabela 6) apresentam retornos muito próximos de investimentos financeiros padrão de curto prazo.

A boa notícia é que o MDL pode desempenhar um papel importante na viabilização dos projetos, com aumentos consideráveis na TIR.

Tabela 25 – Taxa interna de retorno para projetos-exemplo a partir de fontes renováveis alternativas, com análise de sensibilidade para preços de RCEs

| | | PCH | Eólica | Biomassa |
|--|---------|----------|----------|----------|
| Capacidade instalada | MW | 10.0 | 25.0 | 30.0 |
| Fator de capacidade | % | 60.0 | 33.0 | 92.0 |
| PPA | R\$/MWh | 140.00 | 253.85 | 140.00 |
| Investimento | R\$ Mil | 45,000 | 130,000 | 102,000 |
| Custo de capital por kW | R\$/kW | 4,500.00 | 5,200.00 | 3,400.00 |
| Custos de O&M | R\$/MWh | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Percentual financiado | % | 60.0 | 65.0 | 65.0 |
| "Spread" da taxa de juros | % | 3.5 | 3.5 | 3.5 |
| TJLP | % | 6.25 | 6.25 | 6.25 |
| Carência | anos | 2.5 | 4.0 | 2.0 |
| Amortização | anos | 14 | 12 | 12 |
| Horizonte do investimento | anos | 30 | 25 | 25 |
| TIR acionista [%] | | | | |
| Fator de emissão = 0,100 tCO ₂ /MWh | | | | |
| RCE = R\$ 00 | | 14.5 | 13.2 | 13.4 |
| RCE = R\$ 20 | | 14.7 | 13.6 | 14.0 |
| RCE = R\$ 40 | | 14.9 | 14.0 | 14.7 |
| RCE = R\$ 60 | | 15.1 | 14.5 | 15.3 |
| Fator de emissão = 0,250 tCO ₂ /MWh | | | | |
| RCE = R\$ 00 | | 14.5 | 13.2 | 13.4 |
| RCE = R\$ 20 | | 15.0 | 14.3 | 15.0 |
| RCE = R\$ 40 | | 15.5 | 15.4 | 16.6 |
| RCE = R\$ 60 | | 16.1 | 16.5 | 18.4 |

Nesse sentido, é razoável assumir que o MDL poderia ser utilizado para a viabilização de projetos de geração de eletricidade por fontes renováveis alternativas.

Entretanto, isso exigiria uma coordenação política para diminuir os riscos e tornar essa alternativa palatável aos investidores no setor elétrico. A simulação dos impactos dessa proposta é apresentada no capítulo 6.

Uma proposta de ação coordenada de incentivo ao uso de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade e de uso dos incentivos existentes do MDL é apresentada no capítulo 7.

6. ESTUDO DE CASO: POTENCIAIS IMPACTOS DO MDL NA AMPLIAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

Nos capítulos anteriores foram apresentadas as necessidades de ampliação da capacidade de geração de eletricidade no Brasil, as dificuldades e instabilidades enfrentadas nesse sentido nos últimos anos, e a experiência do MDL no sentido de viabilizar projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia.

Do ponto de vista de um observador externo, os objetivos das políticas públicas de expansão da geração por fontes renováveis de energia e os objetivos do MDL parecem sinérgicos. Apesar dessa aparência, o país ainda não foi capaz de aproveitar tal sinergia para viabilizar de forma mais coordenada essa expansão, e o que se observou nos leilões de energia nova realizados entre 2005 e 2007 foi uma participação preponderante de geração por fontes fósseis.

Tabela 26 – Capacidade instalada no submercado Nordeste em 31/Dez./2006

| | Usina | Combustível | Capacidade Instalada (MW) |
|----|-----------------------------|-------------|---------------------------|
| 1 | PCH CHESF (5 usinas) | Hidro | 59,5 |
| 2 | Pedra do Cavalo | Hidro | 162,0 |
| 3 | Itapebi | Hidro | 450,0 |
| 4 | Xingó | Hidro | 3.162,0 |
| 5 | Luiz Gonzaga (Itaparica) | Hidro | 1.479,6 |
| 6 | Sobradinho | Hidro | 1.050,0 |
| 7 | Boa Esperança | Hidro | 237,3 |
| 8 | Moxotó (Apolônio Sales) | Hidro | 400,0 |
| 9 | Paulo Afonso 4 | Hidro | 2.462,0 |
| 10 | Paulo Afonso 3 | Hidro | 794,2 |
| 11 | Paulo Afonso 2 | Hidro | 433,0 |
| 12 | Paulo Afonso 1 | Hidro | 180,0 |
| 13 | Termo-Pernambuco | Gás-CC | 532,8 |
| 14 | UT Fortaleza | Gás-CA | 346,6 |
| 15 | Fafen (Camaçari) | Gás-CA | 138,0 |
| 16 | Termo-Bahia | Gás-CA | 185,9 |
| 17 | C. Jereissati (Termo-Ceará) | Gás-CA | 220,0 |
| 18 | Camaçari | Óleo | 290,0 |
| 19 | Eólica Rio do Fogo | Eólica | 49,3 |
| | Total | | 12.632,2 |

Para testar as premissas dos capítulos anteriores de que uma coordenação política na ampliação do parque gerador e de que a aplicação do MDL no Brasil podem ter impactos econômicos e ambientais relevantes para o país, é apresentado a seguir o estudo de caso do submercado nordeste do SIN.

Para caracterizar o sistema são apresentados dados consolidados dos boletins de “Acompanhamento Diário da Operação” do Sistema Interligado Nacional de 2006 (ONS, 2006) para o submercado nordeste:

- Capacidade instalada total = 12.632 MW (86,0% hidrelétricas, 11,3% termelétricas a gás, 2,3% termelétricas a óleo e 0,4% eólicas; vide Tabela 26).
- Carga de demanda média = 8.469 MWh/h (74,18 TWh; 2,78 TWh ou 3,7% da demanda de importação líquida de outros submercados)
- Evolução da carga média de demanda no período 2003-2007 = 4,57% de crescimento (7.389 MWh/h em 2003, 7.803 MWh/h em 2004, 8.229 MWh/h em 2005; 8.469 MWh/h em 2006, 8.867 MWh/h em 2007)

Assumindo a manutenção da tendência apresentada nos últimos 5 anos, a necessidade adicional de energia seria a apresentada na Tabela 27, ou seja, um acréscimo no período de cerca de um total de 2.250 MWmed.

Tabela 27 – Previsão de demanda total e acréscimo no período 2008-2012

| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Demanda total | MWmed | 9.301 | 9.726 | 10.170 | 10.635 | 11.120 |
| Acréscimo | | 434 | 425 | 444 | 464 | 486 |

Tabela 28 – Energia nova contratada

| | | Energia nova contratada via leilão (MWmed) | | | | | |
|------------|--------------|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2008-12 |
| SE | hidro | 71 | 843 | 599 | 295 | 200 | 2.008 |
| | biomassa | 31 | 120 | 115 | 50 | 0 | 316 |
| | GN | 352 | 405 | 493 | 400 | 351 | 2.001 |
| | carvão | 0 | 0 | 0 | 69 | 0 | 69 |
| | óleo | 40 | 80 | 121 | 0 | 0 | 241 |
| | total | 494 | 1.448 | 1.328 | 814 | 551 | 4.635 |
| S | hidro | 0 | 231 | 336 | 274 | 259 | 1.100 |
| | biomassa | 0 | 2 | 25 | 0 | 0 | 27 |
| | GN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| | carvão | 0 | 0 | 292 | 0 | 0 | 292 |
| | óleo | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| | total | 0 | 233 | 653 | 274 | 259 | 1.419 |
| N | hidro | 0 | 0 | 0 | 0 | 256 | 256 |
| | biomassa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| | GN | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| | carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 315 | 315 |
| | óleo | 0 | 0 | 240 | 0 | 0 | 240 |
| | total | 0 | 0 | 240 | 0 | 571 | 811 |
| NE | hidro | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 3 |
| | biomassa | 0 | 0 | 0 | 11 | 0 | 11 |
| | GN | 0 | 74 | 77 | 0 | 0 | 151 |
| | carvão | 0 | 0 | 0 | 0 | 615 | 615 |
| | óleo | 138 | 574 | 943 | 5 | 316 | 1.976 |
| | total | 138 | 648 | 1.023 | 16 | 931 | 2.756 |
| SIN | | 632 | 2.329 | 3.244 | 1.104 | 2.312 | 9.621 |

Para suprir esse acréscimo foi contratada nos leilões de energia nova entre 2005 e 2007 a energia descrita na Tabela 28.

Especificamente para o submercado Nordeste, nota-se que a energia nova contratada no período 2008-2012 (2.756 MWmed) aproxima-se relativamente bem da previsão, assumindo-se a manutenção do crescimento médio dos últimos 5 anos. A diferença de 503 MWmed deve-se provavelmente a uma tentativa de aumento da segurança do suprimento do sistema, com redução da dependência de importação de outros subsistemas. Outra tendência clara do resultado dos leilões é o aumento da participação de termelétricidade por fontes fósseis, responsável por 99,5% da energia nova contratada para o submercado. Refazendo-se o cálculo do fator de emissão da margem de construção apresentado no capítulo 4, agora de maneira individualizada para cada submercado, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 29.

Tabela 29 – Fatores de emissão da margem de construção dos submercados do SIN de acordo com os resultados dos leilões de energia nova

| | | | | | | | |
|------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Fator de emissão | SE | 413,8 | 178,6 | 249,3 | 327,7 | 320,0 | 266,9 |
| | S | 0,0 | 0,0 | 426,6 | 0,0 | 0,0 | 196,3 |
| | N | 0,0 | 0,0 | 689,3 | 0,0 | 526,3 | 574,5 |
| | NE | 689,3 | 668,0 | 673,2 | 215,4 | 864,2 | 734,6 |
| | SIN | 474,0 | 296,9 | 451,2 | 244,8 | 554,2 | 449,7 |

Mais uma vez fica explícito que a consideração desses resultados no cálculo dos fatores de emissão seria não só mais interessante, do ponto de vista econômico, para projetos de geração de eletricidade para a rede por fontes renováveis, como também totalmente razoável, já que essa energia é efetivamente o que planos governamentais prevêem como energia nova a ser gerada.

Nesse caso a margem de construção seria calculada efetivamente através da energia adicional futura e não daquela estimada de um passado recente, como no caso da metodologia aprovada ACM0002.

Assumindo essa mudança como razoável e utilizando o fator de emissão da margem de operação do período 2004-2006 apresentado no capítulo 4 ($EF_{OM, simple-adjusted} = 0,2501 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$, vide

Tabela 17) e o fator de emissão da margem de construção resultante da análise dos leilões de energia nova ($EF_{BM} = 734,6 \text{ kgCO}_2/\text{MWh} = 0,7346 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$, vide Tabela 29), o novo fator de emissão da margem combinada para o submercado nordeste seria o seguinte:

- $EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$

- $EF_y = 0,5 \cdot 0,2501 + 0,5 \cdot 0,7346 = 0,492 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$

A pergunta que imediatamente segue após a constatação dos fatos descritos é se a utilização desse fator de emissão poderia influenciar o resultado dos leilões futuros. Para tentar responder essa pergunta, ainda que apenas de maneira indicativa, são apresentados a seguir cenários de desenvolvimento da expansão do submercado Nordeste do SIN.

Os cenários de avaliação dos possíveis impactos econômicos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto no setor elétrico brasileiro serão desenvolvidos utilizando a ferramenta de simulação MESSAGE (MESSNER; STRUBEGGER, 1995; IAEA, 2002).

MESSAGE é um modelo de programação mista linear e inteira⁴⁹ específico para o planejamento de médio e longo prazo de sistemas, para análise de políticas e desenvolvimento de cenários no setor de energia. O programa disponibiliza uma ferramenta de representação de sistemas energéticos com todas as suas interdependências, da extração dos recursos energéticos nacionais, importação e exportação de recursos energéticos, conversão, transporte e distribuição até a provisão de usos finais ao usuário. A versão atual do programa, MESSAGE IV, contém informações sobre a utilização de recursos domésticos, importação/exportação de energia e fluxos financeiros relacionados, necessidades de investimentos, tipos de tecnologias de produção ou conversão selecionadas, emissões de poluentes, assim como trajetórias temporais para energia primária, secundária, final e útil.

Cenários são desenvolvidos no MESSAGE através da minimização dos custos totais do sistema de energia sujeitos a restrições impostas ao modelo, tais como reservas de combustíveis fósseis, potenciais de energia renovável, data de introdução de tecnologias, assim como a penetração máxima dessas tecnologias no mercado, entre outras. A partir das informações sobre restrições e também de outras características do cenário, como demanda por serviços de energia, o programa simula a evolução dos sistemas de energia. Entre os resultados apresentados estão a capacidade instalada de cada tecnologia, entradas e saídas de energia, requisitos energéticos em vários estágios do sistema, custos, emissões etc.

O grau de detalhamento tecnológico na representação do sistema energético é flexível e depende do escopo temporal e geográfico do problema analisado. Uma aplicação típica do modelo é construída especificando as características de desempenho de um conjunto de

⁴⁹ Métodos MILP (do inglês “mixed integer linear programming”) são técnicas de otimização de modelos contendo uma função-objetivo e equações lineares que representam restrições impostas às variáveis do modelo, variáveis estas que podem assumir valores discretos.

tecnologias e definindo um sistema energético de referência que inclua todas as possíveis conexões que o modelo possa utilizar.

Tabela 30 – Premissas de plantas de geração consideradas possíveis para e expansão da geração nos próximos cinco anos no submercado Nordeste do SIN

| | | | |
|--------------------------------|-----------------------|--------|--------|
| Biomassa, ciclo rankine | Custo de capital | RS/kW | 3.500 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 25,00 |
| | Fator de capacidade | | 40,0% |
| | Eficiência | | 30,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 500 |
| Carvão | Custo de capital | RS/kW | 3.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 50,00 |
| | Fator de capacidade | | 80,0% |
| | Eficiência | | 40,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 3.000 |
| Motor a óleo diesel | Custo de capital | RS/kW | 2.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 40,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 100,00 |
| | Fator de capacidade | | 80,0% |
| | Eficiência | | 50,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 1.000 |
| Óleo combustível residual | Custo de capital | RS/kW | 3.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 50,00 |
| | Fator de capacidade | | 80,0% |
| | Eficiência | | 40,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 3.000 |
| Gás natural, ciclo aberto | Custo de capital | RS/kW | 1.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 40,00 |
| | Fator de capacidade | | 85,0% |
| | Eficiência | | 40,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 1.000 |
| Gás natural, ciclo combinado | Custo de capital | RS/kW | 1.500 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 40,00 |
| | Fator de capacidade | | 85,0% |
| | Eficiência | | 50,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 1.000 |
| PCH | Custo de capital | RS/kW | 4.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 0,00 |
| | Fator de capacidade | | 63,5% |
| | Eficiência | | 100,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 50 |
| Hidrelétrica | Custo de capital | RS/kW | 3.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 5,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 0,00 |
| | Fator de capacidade | | 55,0% |
| | Eficiência | | 100,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 1.000 |
| Importação de outro subsistema | Custo de capital | RS/kW | 3.500 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 0,00 |
| | Fator de capacidade | | 55,0% |
| | Eficiência | | 90,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 2.000 |
| Eólica | Custo de capital | RS/kW | 4.000 |
| | Custos de O&M | RS/MWh | 10,00 |
| | Custos de combustível | RS/MWh | 0,00 |
| | Fator de capacidade | | 35,0% |
| | Eficiência | | 100,0% |
| | Capacidade adicional | MW | 2.000 |

O resultado de uma otimização determina quanto de cada tecnologia e de cada recurso disponível será efetivamente utilizado para suprir uma determinada demanda de uso final. Tal

resultado minimiza os custos totais do sistema energético e está sujeito a restrições físicas e econômicas.

Partindo-se de premissas consideradas razoáveis para uma média de projetos possíveis na região nordeste (vide resumo das premissas na Tabela 30), foram simulados os seguintes três cenários:

- Cenário 1 - Cenário de referência tentando reproduzir aproximadamente os cenários dos leilões de energia;
- Cenário 2 - Cenário de referência com a introdução do MDL desempenhando o papel hipotético⁵⁰ com faturamento adicional para o projeto de aproximadamente R\$ 10/MWh, como o apresentado acima - $EF_y = 0,5 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ - e um valor de RCE de EUR 8;
- Cenário 3 - Cenário para início da viabilização do enorme potencial eólico da região.

O resultado do cenário de referência (Tabela 31), apesar de diferente em alguns aspectos dos resultados dos leilões de energia, pode ser considerado como uma representação razoável da realidade, já que representa tendências de maneira bastante similar.

Com relação aos resultados dos leilões de energia, os resultados do modelo também apontam um aumento inequívoco da participação da termelétricidade por fontes fósseis, com 65% da capacidade adicional.

Tabela 31 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário de referência

| | Gás - CC | Hidro | Importação | Gás-CA | PCH | Biomassa | Carvão | Diesel | Óleo Combust. | Eólica | Nordeste |
|--------------------------------|-----------|------------|------------|------------|---------|----------|-----------|-----------|---------------|--------|---------------|
| Carga (MWh) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 0 | 0 | 4.561.551 | 7.008.000 | 0 | 85.764.972,7 |
| 2009 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 0 | 3.504.000 | 4.977.082 | 7.008.000 | 0 | 89.684.503,3 |
| 2010 | 7.691.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 10.387.152 | 556.260 | 0 | 5.133.255 | 0 | 7.008.000 | 0 | 93.782.676,6 |
| 2011 | 7.691.718 | 51.633.718 | 15.658.491 | 10.387.152 | 556.260 | 0 | 5.133.255 | 0 | 7.008.000 | 0 | 98.068.594,2 |
| 2012 | 8.451.079 | 51.633.718 | 15.658.491 | 14.110.152 | 556.260 | 0 | 5.133.255 | 0 | 7.008.000 | 0 | 102.550.954,8 |
| Nova capacidade instalada (MW) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 0 | 0 | 1.000 | 0 | 41 | 0 | 0 | 361 | 1.000 | 0 | 2.401,4 |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 59 | 0 | 0 | 559,3 |
| 2010 | 500 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 232 | 0 | 0 | 0 | 1.232,5 |
| 2011 | 0 | 979 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 978,5 |
| 2012 | 102 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 602,0 |

A grande diferença está em um aspecto não considerado no leilão, a importação de energia de outros submercados. Nesse sentido, é relevante notar que o modelo indica como sendo a importação de outros subsistemas o principal acréscimo de disponibilidade de carga em 2008, enquanto que o que efetivamente ocorreu foi a utilização plena do aumento da capacidade de transmissão de 2.000 MWmed para 3.000 MWmed entre os submercados

⁵⁰ Em dezembro de 2007 uma empresa desenvolvedora de projetos MDL brasileira, a Ecoinvest Carbon, comercializou 280.000 RCEs de três projetos de energia renovável no Brasil, a um preço médio de EUR 16,6 (MAZAFERRO, M.; Ecoinvest Carbon Brasil, comunicação pessoal em 4 de fevereiro de 2008), ou seja, acima de R\$ 40/CER.

SE/CO e NE, realizado entre 2006 e 2007 (1,80 TWh ou 2410 MWmed de energia importada apenas em Janeiro de 2008).

Ao introduzir-se o MDL como um instrumento para viabilização de projetos e com a premissa de um acréscimo médio no faturamento de R\$ 10/MWh, os impactos podem ser emulados reduzindo-se os custos operacionais na mesma proporção.

Naturalmente, essa hipótese não reproduz exatamente a realidade, já que a operacionalização de um projeto MDL introduz vários custos à atividade, mas essas diferenças serão desprezadas, assumindo-se o acréscimo no faturamento como líquido.

Além disso, não se deve esquecer que mesmo após três anos da entrada em vigor do Protocolo de Quito, os riscos do MDL ainda são percebidos como altíssimos por investidores, em especial devido a três fatores: baixa estabilidade e previsibilidade regulatória do MDL, incerteza com relação ao cenário pós Protocolo de Quito e, finalmente, o papel das “reduções de emissões” obtidas pelos países do antigo bloco comunista (reduções essas devidas essencialmente à transição econômica que esses países experimentaram no período).

Apesar de todos esses riscos, a experiência já adquirida por investidores brasileiros em geração de eletricidade por fontes renováveis de energia e em projetos MDL demonstra claramente o elevado grau de empreendedorismo no setor.

O resultado do acréscimo do MDL ao modelo efetivamente mostra um potencial de deslocamento de energia gerada por fontes fósseis (Tabela 32).

Tabela 32 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário com projetos a partir de fontes renováveis de energia registrados no MDL, com faturamento adicional de R\$10/MWh

| | Gás - CC | Hidro | Importação | Gás-CA | PCH | Biomassa | Carvão | Diesel | Óleo Combust. | Eólica | Nordeste |
|---|-----------|------------|------------|------------|---------|-----------|------------|------------|---------------|--------|---------------|
| Carga (MWh) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 1.629.268 | 0 | 2.932.296 | 7.008.000 | 0 | 85.764.985,9 |
| 2009 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 1.629.268 | 3.504.000 | 3.347.796 | 7.008.000 | 0 | 89.684.485,8 |
| 2010 | 7.691.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 10.387.152 | 556.260 | 1.629.268 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 0 | 93.782.689,7 |
| 2011 | 7.691.718 | 51.633.718 | 15.658.491 | 10.387.152 | 556.260 | 1.629.268 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 0 | 98.068.607,3 |
| 2012 | 8.451.079 | 51.633.718 | 15.658.491 | 14.110.152 | 556.260 | 1.629.268 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 0 | 102.550.967,9 |
| Nova capacidade instalada (MW) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 0 | 0 | 1000 | 0 | 40,5 | 464,974 | 0 | 128,421 | 1000 | 0 | 2.633,9 |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 59,2895 | 0 | 0 | 559,3 |
| 2010 | 500 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.000,0 |
| 2011 | 0 | 978,526 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 978,5 |
| 2012 | 101,981 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 602,0 |
| Diferença de carga para o cenário de referência (MWh) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.629.268 | 0 | -1.629.255 | 0 | 0 | 0 |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.629.268 | 0 | -1.629.286 | 0 | 0 | 0 |
| 2010 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.629.268 | -1.629.255 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2011 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.629.268 | -1.629.255 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2012 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.629.268 | -1.629.255 | 0 | 0 | 0 | 0 |

A geração por biomassa, respondendo por 465 MW adicionais de capacidade instalada, substitui nesse cenário 3,26 TWh de geração por óleo diesel e 4,89 TWh de geração por carvão (total de 8,15 TWh).

Do ponto de vista de emissões de gases de efeito estufa e utilizando-se as premissas do modelo, os projetos resultariam no período de 2008 a 2012 em:

- Redução real total de emissão de cerca de sete milhões de toneladas de dióxido de carbono;
- Geração de aproximadamente quatro milhões de RCEs
- Faturamento de mais de R\$ 80 milhões, diretamente responsáveis pela viabilização de 500 MW de capacidade instalada adicional a partir da biomassa.

Um terceiro cenário desenvolvido no presente estudo de caso é aquele que permite a viabilização da energia eólica dentro dos leilões de energia. O enorme potencial eólico da região nordeste é bastante conhecido (acima de 70 GW inventariados, vide capítulo 5), assim como também são conhecidas as dificuldades para a penetração dessa tecnologia no Brasil.

Por exemplo, apesar de o PROINFA estabelecer tarifas de até R\$ 250/MWh, vários projetos previstos no programa não serão implementados. Isso se deve em grande parte a premissas do programa que não se concretizaram. A mais marcante é sem dúvida a estimativa de custo de capital de cerca de R\$ 3.000/kW. Apesar da significativa desvalorização do dólar americano (de cerca de R\$ 3,00 nos cálculos do PROINFA para menos de R\$ 1,80 em fevereiro de 2008) não é realista estimar em menos de R\$4.000 o kW instalado de um parque eólico no início de 2008. Além disso, essa tecnologia ainda enfrenta outras dificuldades, como por exemplo, obtenção de financiamento, restrição que a geração a partir de combustíveis fósseis líquidos não tem⁵¹. Sendo assim, é claro que o aumento do valor do RCE necessário para a viabilização de energia eólica, exigindo quantias acima de EUR 50, não seria realista no período analisado de 2008 a 2012.

Existem várias combinações possíveis de incentivos para criar um cenário que viabilize a inserção da energia eólica no submercado Nordeste, mas no presente trabalho as seguintes duas medidas foram consideradas realistas:

- MDL como um instrumento para viabilização de projetos com a premissa de um acréscimo médio no faturamento de R\$ 40/MWh ($EF_y = 0,5 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$ - e um valor de RCE de EUR 30).

⁵¹ Grupos geradores a diesel, apesar de 100% importados, podem ser integralmente financiados por bancos de fomento oficiais, benefício não replicado a aerogeradores eólicos.

- Sub-rogação do benefício de 20% do custo de capital dos empreendimentos a fundo perdido (em outras palavras, a redução de 20% nos custos de capital para o empreendedor).

Os resultados da aplicação dessas condições ao cenário de referência são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 – Resultados da expansão do submercado Nordeste no cenário para início de viabilização de projetos de energia eólica

| | Gás - CC | Hidro | Importação | Gás-CA | PCH | Biomassa | Carvão | Diesel | Óleo Combust. | Eólica | Nordeste |
|---|-----------|------------|------------|------------|---------|-----------|------------|------------|---------------|---------|---------------|
| Carga (MWh) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 1.752.001 | 0 | 2.032.320 | 7.008.000 | 777.242 | 85.764.985,0 |
| 2009 | 3.968.718 | 47.347.800 | 15.658.491 | 6.664.152 | 556.260 | 1.752.001 | 3.504.000 | 2.447.820 | 7.008.000 | 777.242 | 89.684.484,9 |
| 2010 | 6.791.759 | 47.347.800 | 15.658.491 | 10.387.188 | 556.260 | 1.752.001 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 777.242 | 93.782.741,4 |
| 2011 | 7.691.718 | 50.733.803 | 15.658.491 | 10.387.152 | 556.260 | 1.752.001 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 777.242 | 98.068.667,8 |
| 2012 | 8.451.079 | 50.733.803 | 15.658.491 | 14.110.188 | 556.260 | 1.752.001 | 3.504.000 | 0 | 7.008.000 | 777.242 | 102.551.063,4 |
| Nova capacidade instalada (MW) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 0 | 0 | 1000 | 0 | 40,5 | 500 | 0 | 0 | 1000 | 221,816 | 2.762,3 |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 59,2895 | 0 | 0 | 559,3 |
| 2010 | 379,133 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 879,1 |
| 2011 | 120,867 | 773,053 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 893,9 |
| 2012 | 101,981 | 0 | 0 | 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 602,0 |
| Diferença de carga para o cenário de referência (MWh) | | | | | | | | | | | |
| 2008 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.752.001 | 0 | -2.529.231 | 0 | 777.242 | |
| 2009 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.752.001 | 0 | -2.529.262 | 0 | 777.242 | |
| 2010 | -899.959 | 0 | 0 | 35 | 0 | 1.752.001 | -1.629.255 | 0 | 0 | 777.242 | |
| 2011 | 0 | -899.915 | 0 | 0 | 0 | 1.752.001 | -1.629.255 | 0 | 0 | 777.242 | |
| 2012 | 0 | -899.915 | 0 | 35 | 0 | 1.752.001 | -1.629.255 | 0 | 0 | 777.242 | |

Assim como no cenário 2, as novas e melhores condições para geração a partir de fontes alternativas viabilizam o acréscimo de capacidade instalada adicional a partir de biomassa (agora atingindo o limite máximo de 500 MW). A geração adicional por essa fonte de energia chega a 8,76 TWh no quinquênio 2008-2012.

A novidade introduzida no cenário 3 é a adição de 222 MW de capacidade instalada eólica adicional e 3,89 TWh de eletricidade despachada por essa tecnologia.

A energia deslocada por essa nova geração totaliza 12,65 TWh, divididos da seguinte forma:

- 0,90 TWh de geração a gás natural em plantas a ciclo combinado
- 1,80 TWh de geração por hidrelétricas
- 4,89 TWh de geração a carvão mineral
- 5,06 TWh de geração a óleo diesel

Do ponto de vista de emissões de gases de efeito estufa e utilizando-se as premissas do modelo, os projetos resultariam no período de 2008 a 2012 em:

- Redução real total de emissões de cerca de 8,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono
- Geração de aproximadamente 6,3 milhões de RCEs

- Faturamento de mais de R\$ 500 milhões, diretamente responsáveis pela viabilização de 500 MW de capacidade instalada adicional a partir da biomassa.

Os resultados dos modelos hipotéticos de expansão apesar de serem apenas estimativas resultantes das premissas adotadas, indicam visivelmente que o MDL pode ter um papel protagonista na expansão do parque gerador brasileiro.

7. DISCUSSÃO, CONCLUSÕES E UMA VISÃO FUTURA

7.1. Discussão

A história da utilização de mecanismos de mercado no combate a problemas ambientais remete a ações relativamente recentes.

No caso da mudança global do clima e do aquecimento global a experiência do uso de mecanismos de mercado tem pouco mais que uma década, data do acordo que levou ao Protocolo de Quioto em 1997⁵². E mesmo essa experiência só foi reconhecida como possível ou necessária depois de ficar claro que os compromissos voluntários previstos na Convenção do Clima de 1992 não seriam cumpridos.

Com relação à prática, os primeiros anúncios de acordos comerciais nesse sentido remetem aos anos 1999 e 2000. Destacam-se no período o lançamento do Fundo Protótipo de Carbono do Banco Mundial, em 1999, e o leilão CERUPT do governo da Holanda, em 2001.

Apesar dessas iniciativas, somente a partir do final de 2003, com a confirmação da criação do Comércio Europeu de Licença de Emissões⁵³ e com a certeza da entrada em vigor do Protocolo de Quioto⁵⁴, no final de 2004, pode-se dizer que iniciou-se efetivamente a experiência do uso de mecanismos de mercado para a redução de emissões de GEEs. Ou seja, no momento da conclusão do presente de trabalho, no início de 2008, a experiência de mercado resume-se a cerca de três anos.

Uma das conclusões dessa ainda breve experiência é de que o comércio de emissões já desempenha um papel importante no âmbito da Convenção do Clima. Além disso, com a mudança de abordagem do atual governo dos Estados Unidos da América⁵⁵ cristaliza-se a perspectiva de emergência de um mercado voluntário de comércio de emissões naquele país. Em outras palavras, parece claro que ferramentas de mercado já têm e muito provavelmente

⁵² As Atividades Implementadas Conjuntamente (“Activities Implemented Jointly under the Pilot Phase”) acordadas na Primeira Conferência das Partes realizada em 1995 em Berlim, na Alemanha, não consideravam a criação de créditos ou compensações a serem utilizados na busca de conformidade.

⁵³ O “European Union Emission Trading Scheme” foi definido pela diretiva 2003/87/EC que entrou em vigor em 25 de outubro de 2006.

⁵⁴ O Protocolo de Quioto entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005, 90 dias após a comunicação oficial à Convenção do Clima da ratificação pela Rússia, cumprindo a condição de pelo menos 55 Partes da Convenção e 55 por cento das emissões totais de dióxido de carbono em 1990.

⁵⁵ Em Janeiro de 2008 todos os potenciais candidatos a presidente dos EUA pelos dois principais partidos (Democrata e Republicano) prevêem em seus programas de governo algum tipo de comércio de emissões para limitar emissões de gases de efeito estufa (CNN, 2008).

terão um papel protagonista em possíveis compromissos futuros de tentativa de mitigação de mudança perigosa do clima.

Mais ou menos no mesmo período, o setor elétrico brasileiro experimentou vários momentos marcantes, com duas mudanças drásticas de políticas e um grande racionamento em 2001. E era bastante previsível que o setor passaria por um período de transição e instabilidade, já que a prática comum de suprimento e de expansão até o final dos anos 1980 por hidroeletricidade gerada a partir de usinas de grande porte (capacidade instalada e armazenamento) não poderia se perpetuar. A exaustão dos potenciais hidroelétricos econômicos de grande porte próximos dos centros de carga do Sul e Sudeste, assim como novas preocupações ambientais com restrições a grandes reservatórios eram sinais claros de que o setor precisaria de novos paradigmas.

A primeira grande mudança ocorreu na década de 1990, quando o setor viveu uma ação de desverticalização e uma tentativa de aumento da participação da iniciativa privada e de leis de mercado na expansão do sistema, com o programa de privatização. Se, por um lado, pode-se dizer que o programa de privatização teve resultados positivos nas áreas de distribuição e transmissão, por outro lado, as incertezas regulatórias e institucionais, entre outros motivos, inibiram fortemente novos investimentos em geração.

O racionamento de 2001, que foi parcialmente causado pela mencionada falta de investimento, desempenhou papel importante em uma nova guinada no setor entre 2003 e 2004, com a volta do planejamento centralizado. Com relação a novos investimentos, a falta de capacidade de investimento do Estado fez com que esse risco tivesse que ser assumido principalmente pelo capital privado.

Os três pilares anunciados do novo modelo são a modicidade tarifária – o menor custo possível para o consumidor -, a segurança do suprimento e a criação de um marco regulatório estável.

Com relação à estabilidade do marco regulatório é impossível afirmar alguma coisa antes de alguns anos de resultados práticos dos leilões de energia, que só começarão a aparecer a partir de 2008.

Mas mesmo que os resultados práticos desse novo modelo ainda não sejam suficientes para um julgamento definitivo, algumas indicações são positivas, por exemplo, no caso da segurança do suprimento. Pelo menos no curto e médio prazos estão contratadas novas capacidades instaladas, com marcante participação da termoeletricidade a partir de fontes fósseis, aumentando a diversificação da matriz elétrica e reduzindo os riscos de falta de

suprimento. Por outro lado, com relação à modicidade tarifária, não é razoável acreditar que não haverá aumento de tarifas se essa nova capacidade instalada a partir de fontes fósseis realmente for acionada. Ou seja, a probabilidade de falta de suprimento de eletricidade está diminuindo. Por outro lado, os resultados dos leilões indicam claramente que as tarifas só não aumentarão se as chuvas forem suficientemente abundantes para não haver necessidade de geração termoelétrica fóssil.

No âmbito internacional, ou seja, da Convenção do Clima, a maior dificuldade é sem dúvida a falta de experiência de regulação multilateral de mecanismos de mercado. Aqui é chamada de regulação multilateral a definição da operacionalização de projetos no nível microeconômico, utilizando-se as regras de decisão das Nações Unidas⁵⁶. Do ponto de vista do investidor em projetos MDL, pode-se qualificar como instável a experiência de regulamentação até dezembro de 2008.

Na prática o que acontece é que a Conferência das Partes, na qualidade de reunião das Partes do Protocolo de Quioto, delega o cotidiano da regulamentação e da verificação da conformidade das atividades de projeto no âmbito do MDL ao órgão supervisor, o CE-MDL, sem que sejam exigidas dos membros desse órgão dedicação integral ou experiência comprovada em regulação de mercados.

Abordando essa situação um grupo de empresas desenvolvedoras de projetos MDL publicou carta aberta⁵⁷ durante a COP13/CMP3, em Bali, na Indonésia, no final de 2007, contendo os seguintes pontos:

- Profissionalização pelo menos parcial do CE-MDL, com exigência de experiência comprovada pelos membros na regulação de mercados e em temas técnicos e econômicos relevantes e com dedicação integral.
- Definição clara das atribuições e responsabilidades das EODs, assim como certa flexibilidade na interpretação das decisões. Isto é necessário à atuação das EODs na medida em que elas são o instrumento utilizado pelo CE-MDL na aplicação de decisões teóricas frente ao contexto bem mais complexo dos projetos reais em diferentes partes do mundo.

⁵⁶ A experiência da OMC é distinta daquela da Convenção do Clima por ter um papel de facilitação da aplicação de regras macroeconômicas de comércio mundial acordadas internacionalmente e servir de foro para negociação de novas regras ou temas relacionados ao comércio, além de ser dotada de um sistema de solução de controvérsias.

⁵⁷ Ecoinvest Carbon; Eco securities; Tricorona. *Recommendations to Strengthen the Clean Development Mechanism*. Bali, Indonesia, December 4, 2007.

- Aumento da transparência, comunicação e, conseqüentemente, de previsibilidade no processo de tomada de decisão do CE-MDL. O objetivo é evitar que o receio de comprometimento leve a esclarecimentos e raciocínios demasiadamente sintéticos, como tem sido a regra no caso de rejeição de registro de projetos, impossibilitando qualquer entendimento da lógica de raciocínio do ente regulador.
- Criação de um processo de apelação, parte integral de sistemas regulatórios com regras de boa governança.

No âmbito local, a maior dificuldade para o investidor é a incerteza do interesse do governo brasileiro no desenvolvimento do MDL no país. Efetivamente, aos olhos do investidor, o fato de o processo de aprovação de projetos no âmbito do MDL ser bastante mais complexo, longo e, conseqüentemente mais caro que a média mundial, corrobora essa impressão.

Reproduzindo a experiência da Convenção do Clima, o órgão local de aprovação de projetos MDL também não exige experiência regulatória nem dedicação integral dos seus membros. Todo o processo é completamente fechado e somente as decisões finais são conhecidas. Posto de outra forma, existe uma relativa abertura para discussão informal dos processos de regulação do mecanismo e da aprovação dos projetos, mas não se tem nenhum conhecimento de como essa interação efetivamente influencia o processo de tomada de decisão.

Se no processo internacional há incerteza de inviolabilidade civil e penal, apesar de imunidade para os tomadores de decisão no âmbito do MDL, o que explica parcialmente receios em abrir completamente a exposição de opiniões, palavras e votos, por exemplo, nos processos de revisão de pedidos de registro, o mesmo não se aplica à tomada de decisão para a aprovação nacional. Nesse sentido, a sugestão no âmbito local é essencialmente de que se promova uma maior transparência no processo de tomada de decisão, por exemplo, com sessões abertas da CIMGC, ainda que sem direito de intervenção por parte do público.

Na mesma direção, a posição brasileira perante a Convenção do Clima deveria idealmente ser discutida e justificada publicamente. Não se advoga aqui, ingenuamente, que qualquer posição acordada localmente não seja flexível a ajustes razoáveis em um processo de negociação multilateral, mas que haja um comprometimento do governo federal, da iniciativa privada e da sociedade civil organizada com os objetivos nacionais, no âmbito da Convenção

do Clima. Essa falta de coordenação fica clara ao se contrapor o relativo sucesso do MDL à ausência de indicação de interesse do governo federal no desenvolvimento do MDL no país⁵⁸.

Da mesma forma, apesar da possibilidade de adoção de metas de limitação de emissões de gases de efeito estufa por parte de países em desenvolvimento em um futuro próximo, ainda não existe na iniciativa privada uma idéia minimamente desenvolvida de compromissos que seriam aceitáveis assumir no curto e médio prazos. Esse fato é merecedor de atenção, pois o governo federal é quem negocia os acordos, mas a iniciativa privada ainda parece não ter internalizado que ela é quem será chamada a assumir esses compromissos.

7.2. Uma visão futura

Do exposto, cristaliza-se a impressão de que a conjunção temporal do reconhecimento da necessidade de ações para evitar a possibilidade de mudança perigosa do clima e da necessidade de transição da dependência quase absoluta da hidroeletricidade para uma maior diversificação de fontes de energia no setor elétrico traz oportunidades que deveriam ser, no mínimo, debatidas.

O fomento do MDL para impulsionar a penetração de fontes alternativas de energia no setor elétrico é um exemplo de como essa interação poderia frutificar. A sinergia poderia existir se houver desejo de diversificação da matriz elétrica e por indicação de interesse no incentivo MDL. Isso é designado no presente trabalho como “uma visão futura”.

O que se sugere como ação pública sinérgica é a reprodução do sistema utilizado nos leilões de energia para grandes empreendimentos. Nesse caso, é ofertado um empreendimento com todo o processo de licenciamento já desenvolvido. Com a redução dos riscos e a clareza dos custos envolvidos no processo de licenciamento, o empreendedor pode concentrar suas habilidades na busca de uma estruturação financeira que oferte a menor tarifa ao consumidor cativo.

Da mesma forma o leilão de fontes renováveis poderia especificar as condições de aprovação, por exemplo, de projetos de biomassa, eólica e PCH, a serem cumpridas para aprovação desses projetos no âmbito do MDL. Aqui o investidor que melhor estruturar o seu projeto, aproveitando os benefícios de MDL, de forma a torná-lo economicamente viável, teria no âmbito internacional a garantia da confirmação da adicionalidade do projeto, tendo ao mesmo tempo, no âmbito nacional, uma forte indicação da aprovação nacional.

⁵⁸ A primeira iniciativa pública de indicação de apoio ao desenvolvimento de projetos MDL no Brasil de conhecimento do autor é o lançamento do Ano Nacional do Desenvolvimento Limpo, em julho de 2007 (MDIC, 2007).

No âmbito internacional, a consideração dos incentivos do MDL na viabilização de um preço de energia que permita ao empreendedor uma oferta nos leilões traria consigo a confirmação da adicionalidade, com a chancela de um órgão governamental.

No âmbito nacional, a inclusão no leilão de condições que garantam a aprovação nacional de projetos a partir de fontes renováveis de energia no MDL, daria uma enorme previsibilidade ao processo, além de transferir a avaliação das vantagens desse mecanismo econômico àqueles que melhor entendem e que efetivamente assumirão os riscos econômicos, ou seja, aos empreendedores.

Posto de outra forma, idealmente não deveria caber ao governo, ou a um órgão multilateral como o CE-MDL determinar o nível de risco que um empreendedor deve assumir ao utilizar um mecanismo econômico como o MDL. Com a proposição de inserir nas regras do leilão que o empreendedor deve levar em conta os possíveis benefícios do MDL na viabilização da sua oferta, os seguintes três objetivos seriam atingidos:

1. O risco de registro dos projetos de geração de eletricidade por fontes renováveis seria drasticamente reduzido;
2. O risco do mercado de RCEs seria assumido pelo empreendedor, ou seja, por quem tem as melhores condições de quantificar o retorno mínimo desejado para um investimento privado e
3. Haveria a certeza de que o MDL desempenhou o papel fundamental na viabilização do projeto.

Sumarizando, o autor entende que o presente trabalho tem o objetivo de apontar o momento das ações para mitigar mudanças perigosas do clima (capítulo 2) e do período de transição do setor elétrico brasileiro (capítulo 3) e, ao reconhecer o potencial de sinergia, apresentar três contribuições originais encadeadas da seguinte forma:

1. O Brasil tem uma matriz elétrica relativamente limpa, mas isso não necessariamente quer dizer que as emissões evitadas na margem da nova geração serão pequenas. Ao apresentar a evolução das metodologias de quantificação dos fatores de emissão do cenário de referência (linha de base), emerge uma proposta de cálculo de fator de emissão da margem de construção - baseado nos resultados dos leilões de energia nova - que indica um potencial de redução de emissões bastante maior que a prática atual (capítulos 4 e 6).
2. Criar um modelo de expansão da capacidade de geração a partir dos resultados dos leilões de energia, identificar o modelo, e utilizar a proposta de nova metodologia de

cálculo de fator de emissão para testar em uma simulação do modelo criado a capacidade do MDL de influenciar decisões de investimento. O resultado dessa simulação demonstra que o cenário existente no final de 2007 tem um potencial significativo de influenciar a expansão do parque gerador brasileiro (capítulo 5).

3. Finalmente, no capítulo 7 é apresentada uma proposta de inserção do MDL nos leilões de energia alternativa para aproveitar a sinergia entre o desejo de diversificação da matriz elétrica brasileira e a utilização de mecanismos de mercado na redução de emissões de gases de efeito estufa (adicionais àquelas que ocorreriam na ausência dos projetos), ajudando o Brasil a atingir o desenvolvimento sustentável.

7.3. Conclusões

As conclusões do trabalho emergem dos resultados apresentados nos capítulos quatro (Metodologias MDL para o setor elétrico), seis (Estudo de caso: potenciais impactos do MDL na ampliação do parque gerador da região nordeste do Brasil) e da proposta de visão futura apresentada acima.

Com relação ao capítulo quatro, foi demonstrado que os impactos de instalação de nova capacidade instalada de geração de eletricidade devem ser mais bem representados por outra sistemática de cálculo do fator de emissão, a partir da margem de construção. O fato de o país ter um marco regulatório que contrata a geração adicional futura antecipadamente permite a formulação de uma metodologia ligada a uma projeção real de futuro, ao invés de se inferir dados de um passado recente. Os cálculos apresentados confirmaram que, apesar de ter uma matriz elétrica relativamente limpa, esse passado não se reproduzirá automaticamente no futuro. Pelo menos no curto e médio prazos (3 a 5 anos de contratações dos leilões de energia nova), a relação entre fontes renováveis e fósseis é praticamente invertida, passando de cerca de 90% de fontes renováveis (hidreletricidade) e 10% de fontes fósseis na operação até 2007 para 99.5% da energia nova contratada (adicional) a partir de fontes fósseis. Nesse sentido, a proposta de metodologia de cálculo da margem de construção a partir dos resultados dos leilões de energia nova representa muito melhor as tendências futuras de acréscimo de geração.

A confirmação de que a metodologia proposta representa melhor é então apresentada no capítulo seis. Ali se demonstra que os impactos do MDL a partir das metodologias existentes de cálculo de fator de emissão evitada não têm o poder de evitar o acréscimo de geração a partir de fontes fósseis de energia. A situação só muda quando o novo cálculo do fator de

emissão a partir dos resultados dos leilões de energia nova é aplicado. Nesse caso toda capacidade instalada disponível a partir de biomassa torna-se economicamente viável. E ao proporem-se condições econômicas vantajosas a projetos de energia eólica, por exemplo, semelhantes às aquelas oferecidas pela “Conta Consumo de Combustível” a projetos baseados em fontes fósseis em sistemas isolados, até aquela fonte renovável torna-se viável.

Entretanto, mesmo que a barreira da falta de um fator de emissão mais representativo da evolução esperada seja superada, ainda faltaria a comprovação inequívoca da adicionalidade. Com esse objetivo a proposta de visão futura foi formulada. E essa proposta vai ao encontro da conclusão de que a adicionalidade é um conceito subjetivo que, em muitos casos, só poderá ser plenamente demonstrada através de ações políticas. Esse é o sentido da proposta de indicação oficial da consideração dos incentivos do MDL no preço ofertado por fontes renováveis nos leilões de energia nova. O objetivo seria duplo: incentivar os geradores a, ao considerar os incentivos do MDL, ofertarem energia nova a um preço mais baixo (modicidade tarifária) e demonstrar inequivocamente a adicionalidade.

8. BIBLIOGRAFIA

- ABRACAVE. *Anuário 2001*. Associação Brasileira de Florestas Renováveis, 2002.
- AGRAWALA, S. *Explaining the Evolution of the IPCC Structure and Process*. ENRP Discussion Paper E-97-05, Kennedy School of Government, Harvard University, 1997.
- ANEEL. *Matriz de Energia Elétrica*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acesso em: 31 de Janeiro de 2008.
- ANEEL. *Acompanhamento das Centrais Geradoras do PROINFA*. Agência Nacional de Energia Elétrica. 15 de Janeiro de 2008a.
- ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2007*. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, 2007.
- BAUMERT, K.A.; HERZOG, T.; PERSHING, J. *Navigating the Numbers: Greenhouse Gas Data and International Climate Change Policy*. World Resources Institute, 2005.
- BNDES. *O setor elétrico – Desempenho 1993/1999*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, no 53. Rio de Janeiro, 2000.
- BOSI, M. *Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. International Energy Agency, Paris, 2000.
- BOSI, M. et al.. *Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector*. International Energy Agency/Organization for the Economic Cooperation and Development, 2002.
- CCEE. *Histórico do Setor Elétrico Brasileiro*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em 04 de fevereiro de 2008.
- CEPEL. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2001.
- CGE/CBEE. *Programa de Energia Emergencial*. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, Brasília, 2002.
- CNN. *Election Center 2008 Primaries and Caucuses Issues: Environment*. Disponível em <http://edition.cnn.com/ELECTION/2008/issues/issues.environment.html>. Cable News Network. Acesso em 15 de fevereiro de 2008.

- CQNUMC. *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Ministério da Ciência e Tecnologia [Edição e tradução], Brasília, 1992.
- e&e. *Balço de carbono nas atividades energéticas do Brasil*. Revista Economia e Energia, junho/julho de 2007.
- EB-CDM. *Answer to the "Request for guidance: Application of AM0015 (and AMS-I.D) in Brazil"*. Executive Board of the Clean Development Mechanism, 29 November 2005.
- EB-CDM. *Tool for the demonstration and assessment of additionality (version 03)*. Executive Board of the Clean Development Mechanism Twenty-ninth Meeting Report, Annex 5, 16 February 2007. (Disponível em <http://cdm.unfccc.int/>).
- EB-CDM. *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*. Executive Board of the Clean Development Mechanism Thirty-Fifth Meeting Report, Annex 12, 19 October 2007a. (Disponível em <http://cdm.unfccc.int/>).
- DAMASCENO, M. A *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. In: Souza, R. P. (coord.) - LEXNET. *Aquecimento Global e Créditos de Carbono – Aspectos Jurídicos e Técnicos*. São Paulo, Quartier Latin, 2007.
- ELETROBRÁS. *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*. Centrais Elétricas Brasileiras S. A., Rio de Janeiro, 2000.
- EPE. *Plano Nacional de Energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2007.
- ESPARTA, A.R.J. *Catanduva Sugarcane Mill power plant expansion: CDM Methodology proposal*. UNFCCC new methodology proposal for CDM project activity NM0027, 2003. (Disponível em <http://cdm.unfccc.int/>).
- ESPARTA, A.R.J. *PCH Passo do Meio: CDM Methodology proposal*. UNFCCC new methodology proposal for CDM project activity NM0051, 2004 (Disponível em <http://cdm.unfccc.int/>).
- ESPARTA, A.R.J. *Emission Factor Calculations: The Transparency Challenge*. IN: *Greenhouse Gas Market Report 2006 - Financing Response to Climate Change: Moving to Action*. International Emissions Trade Association, Genève, 2006.
- ESPARTA, A.R.J. *Energia e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto no Brasil*. In: Souza, R. P. (coord.) - LEXNET. *Aquecimento Global e Créditos de Carbono – Aspectos Jurídicos e Técnicos*. São Paulo, Quartier Latin, 2007.

- ESPARTA, A.R.J.; ATALA, A.; MARTINS, C.M. *Uma Proposta de “Baseline” de Emissões de CO2 para o Sistema Elétrico Brasileiro*. 1º Congresso Internacional de Uso da Biomassa Plantada para a Produção de Metais e Geração de Eletricidade, Belo Horizonte, 8 a 11 de outubro de 2001.
- ESPARTA, A.R.J.; FERNANDEZ, P.; COSTA, D.F. *Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa para o Sistema Interligado Brasileiro*. XI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 16 a 18 de agosto de 2006.
- ESPARTA, A.R.J.; LUCON, O.S.; UHLIG, A. *Energia Renovável no Brasil*. X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 26 a 28 de outubro de 2004.
- ESPARTA, A.R.J.; MOREIRA, J.R. *Principais Conclusões do Terceiro Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima*. Global Conference IUAPPA/ABEPPOLAR: Construindo o Mundo Sustentável, São Paulo, 23 a 25 de outubro de 2002.
- ESPARTA, A.R.J.; MOREIRA, J.R. *Energy Security*. In: Brazil: A country profile on sustainable energy development / jointly sponsored by the International Atomic Energy Agency - [et al.]. - Vienna, Austria, 2006.
- ESPARTA, A.R.J.; MOREIRA, J.R. *Potential Impacts of the Kyoto Protocol for Renewable Energy sources in the Brazilian Power Sector*. World Renewable Energy Congress IX, Florence, Italy, 2006a.
- FRANCELINO, R. *Freio na Concorrência*. Revista Brasil Energia, Rio de Janeiro, Setembro de 2007.
- FRANCESCHI, A.L. *Panorama do Sistema Interligado Nacional e o atendimento eletroenergético ao RS – 2006 – 2010*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Apresentação realizada no Seminário de Avaliação e Perspectivas do Potencial Energético do Rio Grande do Sul em 19 de outubro de 2005.
- GELLER, H. et al. *Policies for advancing energy efficiency and renewable energy use in Brazil*. Energy Policy, vol. 32, pp. 1437-1450, 2004.
- GOLDEMBERG, J. *Bonn e o fim do multilateralismo*. O Estado de São Paulo, 15 de junho de 2004.
- GUPTA, S. et al. *Policies, Instruments and Co-operative Arrangements*. In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report

- of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, 2007.
- HOUGHTON, J.T. et al. (eds.). *IPCC First Assessment Report*. Cambridge University Press, UK, 1990.
- HOUGHTON, J.T. et al. (eds.). *IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995*. Cambridge University Press, UK, 1995.
- HOUGHTON, J.T. *Global warming: The complete briefing*. Cambridge University Press, UK, 1997.
- IAEA. *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact*. International Atomic Energy Agency, Viena, Áustria, 2002.
- IEA. *Energy Technologies Perspectives*. International Energy Agency, Paris, 2006.
- IEA. *World Energy Outlook 2007*. International Energy Agency, Paris, 2007.
- IEA BIOENERGY. *Potential contribution of bioenergy to the world's future energy demand*. International Energy Agency Bioenergy, Rotorua, New Zealand, 2007.
- ILUMINA. *Será que esses números não dizem nada?* Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, 2001.
- IPCC. *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Intergovernmental Panel on Climate Change, 1996.
- IPCC. *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2007a.
- IPCC. *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2007b.
- LORA, E.E.S.; NASCIMENTO, M.A.R. *Geração termelétrica: projeto e operação*. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004.
- MAPA. *Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011*. Ministério da Agricultura, Pecuário e Abastecimento, Brasília, 2006.
- MCT. *Comunicação Nacional Inicial do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima: Parte II - Inventário de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal*. Ministério da Ciência e Tecnologia. Brasília, novembro de 2004.

- MDIC. *Miguel Jorge Lança o Ano do Desenvolvimento Limpo*. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Brasília, 17/7/2007. Disponível em http://www2.desenvolvimento.gov.br/sitio/ascom/noticias/noticia.php?cd_noticia=7599. Acesso em 25 de fevereiro de 2008.
- MESSNER, S.; M. STRUBEGGER, M. (1995). *User's Guide for MESSAGE III*. International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Áustria, 1995.
- METH-PANEL. *NM0051 CDM proposed new methodology - Methodology Panel Final Recommendation to the Executive Board*. 17 November 2004. (Disponível em <http://cdm.unfccc.int/>).
- MEYERS, S. et al. *Estimating carbon missions avoided by electricity generation and efficiency projects: a standardized method (MAGPWR)*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Report Number LBLN-46063, 1999.
- MEYERS, S. et al. *Preliminary Assessment of Potential CDM Early Start Project in Brazil*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Report Number LBLN-46120, 2000.
- MIGUEZ, J.D.G. *O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: a proposta e as perspectivas brasileiras*. Sustentabilidade na geração e uso da energia no Brasil: os próximos vinte anos, Campinas, 18 a 20 de fevereiro de 2002.
- MME. *Balanco Energético Nacional 1999*. Secretaria de Energia, Ministério das Minas e Energia, Brasília, 1999.
- MME. *Balanco Energético Nacional 2003*. Secretaria de Energia, Ministério das Minas e Energia, Brasília, 2003.
- MME. *Consulta pública: Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte – VETEF. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA (1ª Etapa)*. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2003a.
- MME. *Governo federal regulamenta novo modelo do setor elétrico*. Comunicado de imprensa do Ministério das Minas e Energia do Brasil, Brasília, 30 de julho de 2004.
- MME. *Governo Regulamenta o PROINFA*. Comunicado de imprensa do Ministério das Minas e Energia do Brasil, 30 de março de 2004a.
- MME. Comunicação pessoal. Ouvidoria do Ministério das Minas e Energia, 17 de abril de 2007.
- MME-EPE. *Balanco Energético Nacional 2006: Ano Base 2005*. Ministério das Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética, 2006.

- MME-EPE. *Balanço Energético Nacional 2007: Ano Base 2006*. Ministério das Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética, 2007.
- OECD. *Economic Survey of Brazil 2005: Regulation of the electricity sector*. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, 2005.
- OECD/IEA. *Emission Baselines: Estimating the Unknown*. Organization for Economic Co-Operation and Development/International Energy Agency, Paris, 2000.
- OECD/IEA. *Electricity Information*. Organization for Economic Co-Operation and Development/International Energy Agency, Paris, 2000a.
- OECD/IEA. *World Energy Outlook*. Organization for Economic Co-Operation and Development/International Energy Agency, Paris, 2000b.
- ONS. *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. Operador Nacional do Sistema Elétrico (1/Jan./2003 a 31/Dez./2006).
- PAIM, A. *A Potencialidade Inexplorada do Setor Florestal Brasileiro*. Sociedade Brasileira de Silvicultura, São Paulo, 2002.
- PRADO Jr., F.A.A; HEIDEIER, R.B. *A intensificação da intensidade de carbono na matriz elétrica brasileira – Uma avaliação do “Modelo-Dilma” e dos leilões de energia nova*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.
- PRONK, J. *Note by the President of CoP6*. Sixth Conference of the Parties to the UNFCCC, The Hague, The Netherlands, November 14-26, 2000.
- SATHAYE, J. et al. *Multiproject baselines for evaluation of electric power projects*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Report number: LBLN-51917, 2002.
- SCHAEFFER, R. et al. *Electric Power Options in Brazil*. Pew Center on Global Climate Change, 2000.
- SCHNEIDER, S.H. *The changing climate*. Scientific American, vol. 261, no. 3, 1989.
- SECCO, A. (editor). *Análise Energia*. Análise Editorial, São Paulo, dezembro de 2007.
- TOLMASQUIM, M.T. et al. *Tendências da eficiência energética no Brasil*. ENERGE/Eletróbrás, Rio de Janeiro, 1998.
- UNDP. *World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability*. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council [Edited by J. Goldemberg], 2000.

UNFCCC. *Report of the United Nations Framework Convention on Climate Change Conference of the Parties on its seventh session*. Held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001.

UNFCCC. *Report of the Conference of the Parties serving as meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its second session*. Held at Nairobi from 6 to 17 November 2006.

UNITED NATIONS. *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, 1997.

USEPA. *The United States Experience with Economic Incentives for Protecting the Environment*. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, January 2001.