



**EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DA LINHA DE
BASE E AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE**

TEREZA V. MOUSINHO REIS

Salvador
Dezembro – 2002

UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE
ENERGIA

EMISSIONES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DA LINHA DE
BASE E AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE REDUÇÃO
DAS EMISSIONES DO PROINFA

TEREZA V. MOUSINHO REIS

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do Curso de Mestrado Profissional em Regulação da Indústria de Energia, área de concentração em Energia e Meio Ambiente, para obtenção do título de “Mestre” .

Orientador

Prof. Dr. Osvaldo Livio Soliano Pereira

Salvador
Dezembro - 2002

**EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DA LINHA
DE BASE E AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE
REDUÇÃO DAS EMISSÕES DO PROINFA**

TEREZA V. MOUSINHO REIS

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, área de concentração em Energia e Meio Ambiente, para obtenção do título de “Mestre”.

APROVADA em 18 de dezembro de 2002

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Emílio Lebre La Rovere (COPPE/UFRJ)	Membro
Prof. Dr. José Domingos Gonzalez Miguez (IME)	Membro
Prof. ^a . Dr. ^a Maria Silvia Muylaert de Araujo(COPPE/UFRJ)	Membro
Prof. Dr. Osvaldo Lívio Soliano Pereira	Orientador

Salvador
Dezembro - 2002

Agradecimentos

Agradeço especialmente ao professor Osvaldo Soliano Pereira não apenas pela orientação da dissertação, mas sobretudo pela confiança depositada que foi, sem dúvida, fundamental para que esse trabalho pudesse ser realizado.

Aos professores André Valente e James Correia, meus amigos, incentivadores permanentes e principais responsáveis pela minha decisão de fazer o Mestrado.

Aproveito para agradecer de forma muito especial aos amigos Jorge Ramalho, Mariana Strauch, porque efetivamente colaboraram e foram solidários em diversas oportunidades, sempre dispostos a ajudar e a buscar soluções para os problemas que se colocavam. E, vale salientar, não eram poucos. A Mônica, Paulo Bastos, Eduardo Barreto, Ana Cristina Castelo Branco, Renato e Ricardo Vieira pelas discussões e contribuições que deram na elaboração desta dissertação.

A Leticia e Andréa pela ajuda permanente no apoio administrativo, pessoas fundamentais para o desenvolvimento não apenas deste, mas da grande maioria dos trabalhos e atividades desenvolvidas no Mestrado.

A Laura Porto (MME), querida amiga, pelas proveitosas discussões e empenho que teve em fornecer muitas das informações necessárias ao desenvolvimento do trabalho, particularmente, em relação ao PROINFA. A Cyntia Santos Andrade (ANEEL), pelas discussões e informações que disponibilizou sobre os resultados das simulações do Modelo Newave, além da enorme paciência, perspicácia e espírito de colaboração que em todos os momentos demonstrou. A Gualter Carvalho Mendes (MME), Conceição (ONS), Eduardo Tanure, Adriano Oliveira (MMA) e André Pereira (IVIG/COPPE), porque compreenderam que trocar é muito mais importante do que simplesmente deter a informação. Muito obrigada a vocês. Todas as informações não apenas foram usadas mas se constituíram em elementos fundamentais para que o trabalho pudesse ser concluído. Ao professor Marciano, pelas discussões e esclarecimentos sobre como melhor utilizar os resultados do modelo Newave, indicando alternativas com absoluta competência e simplicidade.

Um agradecimento mais que especial ao meu filho Cacau, que soube ser solidário e trabalhou efetivamente para a realização desse trabalho. Em diversos momentos indicou de forma madura e amorosa o melhor caminho, a melhor maneira de enfrentar e superar os problemas. A ELETROBRAS pela Bolsa de Estudo que me concedeu, sem a qual não teria sido possível fazer o Mestrado.

Resumo

REIS, TEREZA V. MOUSINHO, **Emissões de gases de efeito estufa no sistema interligado nacional: metodologia para definição de linha de base e avaliação do potencial de redução das emissões do PROINFA**. 2002. 252 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia), Universidade Salvador, Salvador.

Palavras-chave: efeito estufa, linha de base, mecanismo de desenvolvimento limpo, MDL, sistema elétrico, fontes alternativas de energia, sistema interligado nacional, SIN.

A principal motivação dessa proposta surgiu como resultado das decisões adotadas nos Acordos de Marraqueche, na COP 7¹, admitindo a aplicação de modalidades e procedimentos simplificados para projetos de pequena escala, associados a determinadas categorias e tipos de projetos.

A presente dissertação tem como objetivo propor uma metodologia para definir linhas de base anuais padronizadas para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e seus subsistemas, expressas em tCO₂/GWh, e avaliar o potencial de redução das emissões decorrentes das atividades de pequenos projetos habilitados no âmbito do Programa Nacional de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

A metodologia utilizada para definir os valores das linhas de base internaliza ao processo de cálculo o planejamento de médio prazo da operação do SIN e o programa indicativo da expansão do setor elétrico formalizado no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010. Adota, para calcular o valor das emissões reduzidas, o método de cálculo denominado “híbrido da média ponderada e margem construída”². As linhas de base determinadas com aplicação desse método, expressas em tCO₂/GWh, são representadas por Fatores Padrão de Emissão (FPEs). As emissões totais, tCO₂/ano, são vistas como linhas de base em termos absolutos, determinadas em função de uma configuração que não leva em conta a entrada das atividades de projetos mitigadores do efeito estufa, previstos para operarem integrados ao SIN.

¹ COP7- 7ª Conferência das Partes. A Conferência das Partes é o órgão máximo da Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima- CQNUMC. A convenção foi adotada durante a Rio /92, com o objetivo de criar condições políticas no âmbito das Nações Unidas, para a estabilização dos níveis de concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera em nível que impeça uma interferência humana perigosa para o sistema climático do planeta.

² Este método é apresentado detalhadamente no capítulo 5 desta dissertação.

Os FPEs para o SIN e seus subsistemas são calculados pelo método da média ponderada, para o período entre 2001 e 2005, e resultam, simplesmente, da multiplicação do Fator de Emissão de Carbono (FEC)³ médio por tipo de combustível definido para o setor elétrico brasileiro, pela participação, por tipo de combustível, da geração térmica convencional anual prevista até 2005 (ver tabela 4.5), determinada com base nos resultados das simulações do Newave para o Programa Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002. Destaca-se, que em razão disto, elas somente se aplicam se o somatório da energia a ser fornecida, a cada ano, pelos pequenos projetos, supostamente mitigadores dos GEEs, não for superior a 5% do total da energia anual fornecida pelo SIN. Esse percentual corresponde, aproximadamente, ao valor histórico da energia fornecida pelas térmicas convencionais, despachadas pelo Operador Nacional do Sistema(ONS).

A segunda abordagem, baseada no conceito de margem construída, é utilizada para estabelecer os FPEs entre 2006 e 2027, último ano do horizonte do estudo. A construção da margem requer a definição de um Fator de Emissão de Carbono (FEC) e de uma estrutura de composição das fontes de energia, ou o *mix*, que, provavelmente, representará o perfil geração do sistema, no final do horizonte do estudo. Na presente dissertação definiu-se um fator de emissão de referência, em 2027, correspondente a mais avançada tecnologia disponível atualmente nos países desenvolvidos para usinas a gás natural com ciclo combinado que, segundo Bernow⁴, associa emissões de 359tCO₂/Gwh.

Os resultados encontrados mostraram que o estabelecimento de linhas de base anuais padronizadas para o SIN permite, com muita simplicidade e confiabilidade, elaborar projeções sobre a evolução das emissões totais para o setor elétrico ou para determinadas regiões do país, e avaliar o potencial de redução dessas emissões, em consequência da implementação de políticas e/ou programas mitigadores dessas emissões. Ficou evidenciado no entanto que os resultados são confiáveis para o prazo de até 10 anos. Em face às incertezas associadas aos planos de expansão do setor elétrico nacional, os resultados encontrados após o décimo ano devem ser vistos apenas como um indicativo, necessitando que novas hipóteses tenham que ser formuladas para o longo prazo. Na comparação com os valores encontrados por dois outros trabalhos⁵ que estimaram as emissões totais no SIN, tCO₂/ano, adotando metodologias diferentes, observou-se que os resultados encontrados na presente dissertação, embora menores, não apresentaram diferenças

³ Os fatores de emissão de carbono para os diferentes combustíveis utilizados pelas plantas térmicas em operação no SIN foram calculados pelo CTEM e divulgados no Plano Decenal de Expansão, 2001/2010 são apresentados na tabela 6.2 do capítulo 6.

⁴ Citado em Bosi, M., 2000

⁵ La Rovere, E.L. e Americano, B.B., 2001 e Economia e Energia – ONG.

significativas, pelo menos para uma das alternativas de emissões totais consideradas neste trabalho.

A magnitude dos impactos que os pequenos projetos⁶ implementados no âmbito do PROINFA poderão causar em termos de redução das emissões de GEEs do SIN, vai depender do percentual da energia fornecida por esses projetos e quanto dessa energia deslocará, efetivamente, da geração anual das usinas térmicas convencionais. No entanto, considerando as hipóteses levantadas no presente trabalho sobre o comportamento da geração térmica convencional, constatou-se que as reduções das emissões no SIN decorrentes das atividades dos projetos a serem implementados pelo PROINFA, ao longo do período do estudo, terão impactos significativos. Não foi possível estabelecer como os potenciais benefícios, em termos de redução das emissões em nível do SIN poderão se converter em emissões reduzidas certificadas(ERCs) no âmbito do MDL, na medida que esses resultados dependerão, sobretudo, do comportamento e da evolução do mercado internacional de carbono, dos critérios de elegibilidade que serão adotados pelo Brasil e da forma como o país poderá se inserir competitivamente nesse mercado.

⁶ Pequenos projetos são definidos conforme critérios estabelecidos nos Acordos de Marraqueche na COP 7.

Abstract

REIS, TEREZA V. MOUSINHO, **Greenhouse emissions in the national interconnected system: methodology for the definition of a baseline and evaluation of emission reduction potential of PROINFA**. 2002. 252 pages. Dissertation (Master in Regulation of the Energy Industry), University Salvador, Salvador.

Keywords: alternative energy sources, baseline, clean development mechanism, CDM, electric system, greenhouse effect, national interconnected system.

The principal motivation of this proposal arose as a result of the decisions adopted at the Accord of Marrakech, COP 7, admitting the application of simplified modalities and procedures to small scale projects, associated to determined categories and types of projects.

The current dissertation has as objective to define annual baselines to the National Interconnected System (SIN) and its subsystems, expressed in tCO₂/GWh, and to assess the potential to emissions reduction due to activities of small projects qualified within the scope of the National Program of Incentives to Alternative Energy Sources (PROINFA).

The methodology used to define the values of baselines internalizes to the calculation process the mid term planning to the operation of SIN and the expansion program of the electric sector, formalized in the “Ten Years Expansion Plan (PDE) 2001/2010”. It adopts, to calculate the value of the emissions reduced, the calculation method denominated “hybrid of the weighed average and build margin⁷. The baselines determined with the use of this method, expressed in tCO₂/GWh, are represented by the Emissions Standard Factors (FPEs).

The total emissions, tCO₂/year, are seen as baselines in absolute terms, determined by the configuration that doesn't consider the information of activity of projects that mitigates greenhouse effects, foreseen to operate integrated to SIN.

The FPEs to SIN and its subsystems are calculated by the weighed average method, to the period between 2001 and 2005, resulting from the multiplication of the average Carbon Emission Factor (FEC)⁸ for each type of fuel defined to the Brazilian electric sector, for the participation, per type of fuel, of the conventional thermal generation foreseen until 2005 (see table 4.5), determined based on the results of the simulations of Newave to the Monthly Operation Program (PMO) of

⁷ This method is presented with details in chapter 5 of this dissertation.

April 2002. Due to this fact, they are applied only to the sum of the energy to be supplied, each year, by small projects, supposedly mitigators of GEEs, if not superior to 5% of the total annual energy supplied by SIN. This percentage corresponds, approximately, to the historical value of energy supplied by the conventional thermal plants, delivered by the National System Operator (ONS).

The second approach, based on the concept of build margin, is used to establish the FPEs between 2006 and 2007, last year of the range of the study. The building of the margin requires the definition of a Carbon Emission Factor (FEC) and of a composition structure to energy sources, or the mix, that, probably, will represent the profile of generation of the system, by the end of the study. In the present dissertation a emission reference factor in 2027 has been defined, corresponding to the most advanced technology available actually in developed countries to natural gas with combined cycle that, according to Bernow⁹, associates emissions of 359tCO₂/Gwh.

The result found showed that the establishment of annual baselines standardized to the SIN allows, with much simplicity and trustfully, to elaborate projections on the evolution of total emissions to the electric sector or to determined regions of the country, and to assess the potential of reduction of those emissions, as a consequence to the implementation of policies and/or programs mitigating of those emissions. It became evident, nevertheless, that the results are trustable for a maximum period of ten years. Due to the uncertainties associated to the expansion plans of the national electric sector, the results found after the tenth year must be seen only as a indicative, needing that new hypothesis to be formulated to the long term. In the comparison of the values found in two other studies¹⁰ that estimated the total emissions in SIN, tCO₂/year, adopting different methodologies, it has been observed that the results found in the present dissertation, although smaller, didn't present expressive differences, at least to one of the alternatives of total emissions considered in this study.

The magnitude of the impacts that the small projects¹¹ implemented within PROINFA can cause in terms of SIN's GEEs emissions reduction will depend of the percentage of energy supplied by these projects and how much of this energy will dislocate, effectively, the annual generation of conventional thermal plants. However, considering the hypothesis of this dissertation on the behavior of the conventional thermal generation, it is verified that the reduction of the emissions of the SIN due to the activity of the projects to be implemented by PROINFA,

⁸ The carbon emission factors to the different types of fuel used by thermal plants in operation in SIN have been calculated by CTEM and disseminated at the "Ten Years Expansion Program, 2001/2010". They are presented at table 6.2 of chapter 6.

⁹ Cited in Bosi, M., 2000

¹⁰ La Rovere, E.L. e Americano, B.B., 2001 e Economia e Energia – ONG.

¹¹ Small projects are defined pursuant criteria established at Acords of Marrakech at COP 7.

during the period of the study, will have expressive impacts. It wasn't possible to establish how the benefic potentials, in terms of reduction of the emissions of SIN can be converted into certified reduced emissions (ERCs) within CDM, since these results will depend of the behavior and the evolution of the international carbon market, of the eligibility criteria that will be adopted in Brazil and of how the country can be inserted competitively in this market.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. IMPORTÂNCIA DO TEMA	13
1.2. OBJETIVO DO TRABALHO	19
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	21
2. EFEITO ESTUFA E AQUECIMENTO DO PLANETA.....	23
2.1. EFEITO ESTUFA E AQUECIMENTO GLOBAL.....	23
2.2. FATOS RELEVANTES SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA: 3º RELATÓRIO DO IPCC	32
2.3. O AQUECIMENTO GLOBAL E ATIVIDADES HUMANAS: AS EVIDÊNCIAS	34
2.4. PERSPECTIVAS PARA O SÉCULO XXI	37
2.5. A REGULAMENTAÇÃO ENTRE OS PAÍSES	40
2.6. A COP 7: OS ACORDOS DE MARRAQUECHE.....	45
3. PRODUÇÃO E USO DE ENERGIA E EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA.....	55
3.1. PANORAMA MUNDIAL.....	55
3.2. EMISSÕES DE CO ₂ NO MUNDO.....	61
3.3. PANORAMA NACIONAL	62
3.4. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA E EMISSÕES DE GEES	69
3.5. EMISSÕES DE CO ₂ NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	72
4. MATRIZ E PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	77
4.1. CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	78
4.2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	82
4.3. USO ATUAL DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL NÃO CONVENCIONAL	83
4.4. O PLANEJAMENTO NO SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	88
4.4.1. PLANO DECENAL DE EXPANSÃO (PDE) – 2001/2010.....	88
4.4.2. PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO DA OPERAÇÃO	95
4.4.3. AS SIMULAÇÕES DO NEWAVE: O MODO DE APRESENTAÇÃO E DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA.....	99
4.4.4. RESULTADOS DO NEWAVE: TRATAMENTO E UTILIZAÇÃO DOS RESULTADOS DO NEWAVE.....	100
5. LINHA DE BASE: CONCEITUAÇÃO E METODOLOGIAS PADRONIZADAS	119
5.1. MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO: OBJETIVOS E CARACTERÍSTICAS	119
5.2. LINHA DE BASE: DEFINIÇÃO E PROBLEMAS	121
5.3. ABORDAGENS E NÍVEIS DE PADRONIZAÇÃO DA LINHA DE BASE PARA PEQUENOS PROJETOS	128
5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
6. METODOLOGIA PADRONIZADA E DEFINIÇÃO DE LINHAS DE BASE.....	135
6.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS E PREMISSAS ADOTADAS PARA A APLICAÇÃO DO MÉTODO	135
6.2. SUPOSIÇÕES E PROCEDIMENTOS PARA DETERMINAÇÃO DOS FPE.....	140
6.3. DETERMINAÇÃO DOS FATORES PADRÃO DE EMISSÃO	143
6.4. SÍNTESE DOS RESULTADOS E COMENTÁRIOS.....	146
6.5. HIPÓTESES DE EVOLUÇÃO MERCADO DE ENERGIA E DA GERAÇÃO TÉRMICA CONVENCIONAL	151
6.6. ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DO SIN.....	158
7. POTENCIAL DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES SIN: UMA AVALIAÇÃO DO PROINFA.....	165
7.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	165
7.2. PROINFA: OBJETIVO E CARACTERÍSTICAS	168
7.3. POTENCIAL DA GERAÇÃO COM FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA.....	171
7.4. DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES	173
7.5. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	174
8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	178
8.1. COMENTÁRIOS DOS RESULTADOS.....	178
8.2. RECOMENDAÇÕES	189
BIBLIOGRAFIA.....	191

APÊNDICE A – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE BI GERAÇÃO TÉRMICA (GWH)	200
APÊNDICE B – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE II GERAÇÃO TÉRMICA (GWH)	203
APÊNDICE C – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE AI GERAÇÃO TÉRMICA (GWH).....	206
ANEXO A – TABELA SPM-2.....	209
ANEXO B – ARTIGO 12 DO PROTOCOLO DE QUIOTO	213
ANEXO C – PAÍSES DO ANEXO I DO PROTOCOLO DE QUIOTO	215
ANEXO D – ANEXO B DO PROTOCOLO DE QUIOTO	216
ANEXO E – ANEXO A DO PROTOCOLO DE QUIOTO	217
ANEXO F – RESOLUÇÕES Nº 36 E Nº 37 DA CGE.....	218
ANEXO G – INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA	220
ANEXO H – SIN – PRINCIPAIS USINAS (ACIMA DE 30MW)	221
ANEXO I – SIN – SISTEMA DE TRANSMISSÃO 2001-2003.....	222
ANEXO J – CLASSE TÉRMICA E CUSTOS DE OPERAÇÃO	223
ANEXO K – PMO/ABRIL/2002 – NEWAVE.....	224
ANEXO L – GERAÇÃO TÉRMICA CONVENCIONAL – 1997-2001	246
ANEXO M – RESOLUÇÃO Nº 109 DA CGE	247
ANEXO N – ARTIGO 3º DA LEI Nº 10.430 DE ABRIL DE 2002	251

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – O Efeito Estufa.....	24
Figura 2.2 – Concentração de CO ₂ na Atmosfera.....	26
Figura 2.3 – Indicadores da influência humana na atmosfera durante a Era Industrial.....	28
Figura 2.4 – Tendência da temperatura média global da superfície.....	29
Figura 2.5 – O forçamento radioativo global médio no sistema climático.....	30
Figura 2.6 – Variações da temperatura da superfície da Terra.....	32
Figura 2.7 – Simulação da temperatura média anual da superfície da Terra.....	36
Figura 2.8 – O clima global do século XXI.....	38
Figura 3.1 – Produção mundial de energia primária – 1991 e 2000 BTU 10 ¹⁵	57
Figura 3.2 – Consumo mundial de energia por continente – 1991 e 2000 BTU 10 ¹⁵	58
Figura 3.3 – Emissões mundiais de dióxido de carbono – 1991 e 2000.....	61
Figura 3.4 – Oferta interna de energia (10 ⁶ tep).....	64
Figura 3.5 – Oferta interna de energia (10 ⁶ tep).....	65
Figura 3.6 – Composição do consumo dos derivados de petróleo.....	66
Figura 3.7 – Geração das Centrais Elétricas de Serviço Público – 1985-2000.....	66
Figura 3.8 – Geração das Centrais de Elétricas de Autoprodutores – 1985-2000.....	67
Figura 3.9 – Oferta interna de energia/PIB/População.....	68
Figura 3.10 – Oferta interna de energia/PIB (tep/10 ³ US\$).....	69
Figura 3.11 – Emissões de CO ₂ e oferta interna bruta de energia.....	70
Figura 3.12 – Emissão de CO ₂ em Termelétrica.....	74
Figura 3.13 – Estimativa do aumento das emissões de CO ₂ no setor elétrico.....	75
Figura 3.14 – Total de emissões de CO ₂ na queima de combustíveis fósseis.....	76
Figura 4.1 – Sistema Interligado (2001).....	79
Figura 4.2 – Sistema Isolado (2001).....	79
Figura 4.3 – Capacidade de Produção de Energia Elétrica por Subsistema (MW).....	80
Figura 4.4 – Comparação entre a energia elétrica produzida pelo SIN e outros países.....	81
Figura 4.5 – Projeções da carga própria 2000-2010.....	82
Figura 4.6 – SIN – Capacidade Instalada Incremental.....	90
Figura 4.7 – Participação das UTEs Convencionais por Subsistema.....	92
Figura 4.8 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 1.....	103
Figura 4.9 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 1.....	103
Figura 4.10 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 1.....	104
Figura 4.11 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 1.....	104
Figura 4.12 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 2.....	105
Figura 4.13 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 2.....	105
Figura 4.14 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 2.....	106
Figura 4.15 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 2.....	106
Figura 4.16 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 3.....	107
Figura 4.17 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 3.....	107
Figura 4.18 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 3.....	108
Figura 4.19 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 3.....	108
Figura 5.1 – Linhas de base de emissões.....	131
Figura 5.2 – Diferença esperada entre gás natural BAT e dados do país.....	133
Figura 6.1 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 1 – 2001-2027 (tCO ₂ /GWh).....	147
Figura 6.2 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 2 – 2001-2027 (tCO ₂ /GWh).....	148
Figura 6.3 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 3 – 2001-2027 (tCO ₂ /GWh).....	149
Figura 6.4 – Hipótese BI – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027.....	154
Figura 6.5 – Hipótese II – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027.....	156
Figura 6.6 – Hipótese AI – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027.....	158
Figura 6.7 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 1.....	159
Figura 6.8 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 2.....	160
Figura 6.9 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 3.....	161
Figura 6.10 – Resultados acumulados das emissões termelétricas (tCO ₂ /ano) – 2001-2027.....	162

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Os principais Gases de Efeito-Estufa (GEE)	31
Tabela 2.2 – Etapas e agentes de um projeto MDL	53
Tabela 3.1 – Produção mundial de Energia primária 1991-2000 BTU 10 ¹⁵	57
Tabela 3.2 – Consumo Mundial de Energia – 1991-2000 BTU 10 ¹⁵	58
Tabela 3.3 – Emissões mundiais de dióxido de carbono – em milhões de toneladas	61
Tabela 3.4 – Evolução da oferta interna de energia – caso A (%).....	63
Tabela 3.5 – Evolução da oferta interna de energia – caso B (%).....	65
Tabela 3.6 – Composição do consumo dos derivados de petróleo	65
Tabela 3.7 – Oferta interna de energia/PIB/População.....	67
Tabela 3.8 – Oferta interna de energéticos/PIB (tep 10 ³ /US\$ (2000)).....	68
Tabela 3.9 - Indicadores de desempenho das Emissões de CO ₂ no Setor Energético	72
Tabela 3.10 – Projetos Termelétricos.....	73
Tabela 3.11 – Emissões anuais para usinas existentes em 1997.....	74
Tabela 3.12 – Mercado de Referência – Carga Própria (MWmédios*) – PDE – 2001/2010	75
Tabela 4.1 – Capacidade Instalada no Setor Elétrico (MW) – 2001	78
Tabela 4.2 – Capacidade de Produção de Energia Elétrica por Região (MW).....	80
Tabela 4.3 – SIN – Capacidade Instalada Incremental (MW).....	90
Tabela 4.4 – SIN – Projeção da Capacidade Instalada em UTE – Programa Expansão – Cenário 1 (MW)	91
Tabela 4.5 – Estimativa da Geração Térmica Convencional – 2002-2005 (GWh).....	101
Tabela 4.6 – Síntese de Resultados – SIN – 2002	109
Tabela 4.7 – Síntese de Resultados – SIN – 2003	110
Tabela 4.8 – Síntese de Resultados – SIN – 2004	111
Tabela 4.9 – Síntese de Resultados – SIN – 2005	112
Tabela 4.10 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2002	113
Tabela 4.11 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2003	113
Tabela 4.12 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2004	114
Tabela 4.13 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2005	114
Tabela 4.14 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2002	115
Tabela 4.15 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2003	115
Tabela 4.16 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2004	116
Tabela 4.17 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2005	116
Tabela 4.18 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2002	117
Tabela 4.19 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2003	117
Tabela 4.20 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2004	118
Tabela 4.21 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2005	118
Tabela 5.1 – Fatores de emissão por tecnologia do Modelo EM*.....	132
Tabela 6.1 – Tecnologia de conversão termelétrica, eficiência energética e emissões de carbono (gC/kWh)	137
Tabela 6.2 – Comparativo de emissões de CO ₂ por tipo de geração (g/KWh)	143
Tabela 6.3 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 1 – 2001-2027 (tCO ₂ /GWh).....	147
Tabela 6.4 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 2 – 2001-2027 tCO ₂ /GWh.....	148
Tabela 6.5 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 3 – 2001-2027 tCO ₂ /GWh.....	149
Tabela 6.6 – Hip. BI – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027.....	153
Tabela 6.7 – Hip. II – Intensidade Intermediária de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027	155
Tabela 6.8 – Hip. AI – Alta Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027	157
Tabela 6.9 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 1	159
Tabela 6.10 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 2	160
Tabela 6.11 – Estimativa das emissões totais (tCO ₂ /ano) – FPE – Alternativa 3	161
Tabela 6.12 – Resultados acumulados das emissões termelétricas (tCO ₂ /ano) – 2001-2027	162
Tabela 6.13 – Resultados comparados – 2001-2020 (Gg/ano).....	163
Tabela 7.1 – Solicitação de Autorização – Potência Instalada por Fonte (MW).....	171
Tabela 7.2 – Participação da Capacidade Instalada por Fonte (%).....	171
Tabela 7.3 – Capacidade Instalada e Energia – PROINFA	171
Tabela 7.4 – PROINFA – Projeções de Energia (GWh) 2003-2027	172
Tabela 7.5 – Emissões acumuladas totais evitadas (10 ⁶ tCO ₂ /ano)	174
Tabela 7.6 – Emissões Acumuladas após Entrada dos Projetos Mitigadores GEEs – Hipótese BI (tCO ₂ 10 ⁶) ...	175
Tabela 7.7 – Emissões Acumuladas após Entrada dos Projetos Mitigadores GEEs – Hipótese II (tCO ₂ 10 ⁶)....	176
Tabela 7.8 – Emissões Acumuladas após Entrada dos Projetos Mitigadores GEEs – Hipótese AI (tCO ₂ 10 ⁶)...	177

1. INTRODUÇÃO

1.1. Importância do Tema

Há pouco mais de uma década atrás, apenas teoricamente era possível afirmar que o planeta estava aquecendo como resultado das atividades humanas. Sabia-se que, desde o advento da revolução industrial, o crescimento e a intensificação das atividades humanas, em particular aquelas relacionadas com a produção e uso das fontes fósseis de energia estavam aumentando as concentrações dos gases de efeito estufa¹² (GEE) na atmosfera. Entretanto, somente após a publicação dos dois primeiros relatórios do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC¹³, em 1990 e 1995, a comunidade científica e a maioria dos países admitiram um “discernível”¹⁴ componente decorrente das atividades humanas, contribuindo diretamente para tornar a terra mais quente.

Apesar desse tema se inserir num campo controverso de intercâmbios, debates e polêmicas em razão da complexidade e das incertezas associadas aos modelos usados para o estudo das mudanças no clima, existe, atualmente, uma certa convergência no meio científico mundial sobre a influência das atividades desenvolvidas pelo homem para o processo de aquecimento do planeta, sobretudo aquelas relacionadas com a produção e o uso da energia. Particularmente após a publicação do Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC, em 2001, aumentou a confiança dos cientistas sobre a compreensão das causas e dos efeitos do aquecimento global sobre o clima no planeta.

Diferentemente do que está ocorrendo nos dias atuais, até meados da década de cinquenta poucos cientistas sociais e economistas preocupavam-se com a relação entre o crescimento econômico e o meio ambiente. As preocupações com o uso sustentado dos recursos naturais só ganharam força e passaram a ocupar um lugar na pauta de discussões no cenário internacional, após a publicação do Relatório do Clube de Roma que, prevendo o esgotamento desses recursos,

¹² Gases de efeito estufa são assim denominados porque têm a propriedade de reter o calor irradiante da Terra. Existem mais de 70 desses gases, sendo os mais importantes, pelas características que possuem, o vapor d'água (H₂O), o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O), o ozônio troposférico (O₃), o hexafluoreto de enxofre (SF₆), os clorofluorcarbono (CFCs), os hidrofluorcarbonos (HFCs) e os perfluorcarbonos (PFCs).

¹³ Em 1990, o IPCC (ver nota nº 6, capítulo 1) divulgou o seu primeiro Relatório que serviu de base para as discussões e negociações da Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. O PNUMA e a OMM reconhecem o IPCC como instância qualificada para apoiar os trabalhos científicos sobre a mudança do clima.

¹⁴ Cf. IPCC – 2º Relatório de Avaliação – SAR, publicado em 1995.

apontava como única saída para o crescimento econômico em nível mundial (Meadows, *et al.*, 1972).

Contra-pondo-se a essa idéia, os países em desenvolvimento contestaram porque viam nessa posição uma grave ameaça para os países do chamado “terceiro mundo”, que, nessa hipótese de “crescimento zero”, estaria condenado a permanecer na pobreza sem o direito de explorar seus estoques de recursos naturais.

Em 1974, especialistas do mundo inteiro, reunidos na cidade de Cocoyoc, no México¹⁵, discutiram os “Padrões de Utilização de Recursos, Meio Ambiente e Estratégias de Desenvolvimento”. Desse debate, emergiram duas grandes posições: uma que defendia a priorização do crescimento para atender às necessidades básicas das populações e outra que priorizava a questão da sustentabilidade dos recursos naturais e do meio ambiente (Maimon, D.1992, p.21).

Apesar dessa polarização inicial, a continuidade dos debates resultou no surgimento da concepção de ecodesenvolvimento, cuja estratégia consistia em tratar a questão do desenvolvimento econômico como algo não antagônico à utilização dos recursos naturais. De acordo com essa concepção para se atingir o desenvolvimento econômico de forma integrada seria necessário implementar “estratégias sócio-econômicas e espaciais diversificadas associadas às realidades locais, integrando-se o planejamento econômico com o espacial” (Maimon, 1992, p.22). Tal postura significava tratar, de forma indissociável, desenvolvimento econômico, justiça social e prudência ecológica, rompendo com as concepções unilaterais, tanto a da apropriação desordenada e predatória dos recursos como sendo uma condição necessária para se atingir o crescimento econômico, quanto a do “crescimento zero” como única forma de preservação do patrimônio natural.

Durante os anos 80, a discussão sobre esse tema foi renovada com a introdução do conceito de desenvolvimento sustentado, trazido à cena internacional pelo relatório da Comissão Mundial do Meio Ambiente, “Nosso Futuro Comum, publicado em abril de 1987. O conceito de Desenvolvimento Sustentado conforme definido no relatório “é aquele que responde às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de responderem às suas necessidades” (CMMAD, 1988).

De acordo com esse novo conceito, para gerar o progresso, entendido como a possibilidade de maior riqueza e maior benefício social e ecológico a produção de riqueza é vista

¹⁵ Essa conferência foi promovida pelo PNUMA e UNCTAD e dela participaram especialistas como Maurice Strong, Vladimir Kollontai, Leontief, Ignacy Sachs Samir Amin, Juan Somavia, Rodolfo Stavenghagen e Enrique Iglesias (Maimon, 1992, p. 21)

como um processo através do qual a exploração dos recursos renováveis e não renováveis, o direcionamento dos investimentos e as rotas tecnológicas harmonizam-se. Uma inovação importante trazida pelo relatório foi a introdução do conceito de equidade, através do qual não é reconhecido nenhum direito especial aos países desenvolvidos que devem implementar ações domésticas capazes de reduzir as diferenças per capita entre eles e os países em desenvolvimento. Esse é um conceito fundamental para orientar estratégias e políticas mais consistentes em relação a questões de desenvolvimento envolvendo países, grupos sociais e gerações.

Embora o debate em torno desse tema não tenha se esgotado, pela sua própria importância estratégica tem requerido um grande esforço no sentido de se chegar a uma formulação sobre o que significa sustentabilidade e quais são os meios práticos para atingi-la.

Em termos de resultados, no entanto, apesar das discontinuidades e do pequeno progresso efetivamente conquistado no que se refere à implementação de políticas permanentes, capazes de combinar adequadamente desenvolvimento econômico e sustentabilidade¹⁶, é fato que tem crescido a consciência mundial, sobretudo em relação à necessidade da preservação e do uso sustentável dos recursos naturais.

O problema do aquecimento global decorrente das emissões dos gases de efeito estufa (GEE) provenientes das atividades humanas, passa a ser visto como uma grave ameaça ao sistema climático do planeta, a partir do início dos anos 90, tornando-se particularmente preocupante após a divulgação do 2º Relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC¹⁷, em 1995, que demonstrou à luz de evidências científicas que o aumento da temperatura do planeta, na velocidade e intensidade observadas desde a revolução industrial, é incompatível com os longos períodos de tempo que regem tanto o acúmulo desses gases na atmosfera como a resposta do sistema climático, em termos da adaptação natural dos ecossistemas a esses acúmulos. Além disso, de acordo com o mesmo relatório, os altos níveis alcançados pelas emissões dos gases de efeito estufa na atmosfera não só aquecem a superfície da terra, como também produzem outras mudanças climáticas, como alteração no suprimento de água doce, maior número de ciclones, tempestades de chuvas e neve mais fortes e frequentes e desertificação dos solos.

¹⁶ Entendida como uma situação de equilíbrio entre os ritmos de extração e renovabilidade de um recurso.

¹⁷ O Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) foi criado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e pela Organização Meteorológica Mundial (OMM), em 1988, com os seguintes objetivos: a) avaliar as informações científicas existentes sobre a mudança do clima; b) avaliar os impactos ambientais e socioeconômicos da mudança do clima e c) formular estratégias de resposta. Em 1990 o IPCC divulgou o seu primeiro Relatório, que serviu de base para as discussões e negociações da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. O PNUMA e a OMM reconhecem o IPCC como instância qualificada para apoiar os trabalhos científicos sobre a mudança do clima.

Ainda mais preocupante é que, conforme assinalado pelo 3º Relatório do IPCC (2001) – e esta talvez seja a mais importante conclusão –, essas ocorrências podem ser atribuídas em grande parte às atividades humanas, sendo as emissões de dióxido de carbono (CO₂) o principal responsável pelo aquecimento do planeta. A expectativa é que a temperatura média global na superfície terrestre se eleve, entre 1,4 e 5,8 graus, nos próximos 100 anos, conduzindo, simultaneamente, a uma elevação do nível dos oceanos em até 90 cm.

Ressalta-se que os efeitos do aquecimento global que já se fazem sentir na atualidade serão muito mais intensos durante o século XXI, caso medidas não sejam imediatamente adotadas pelas nações mais desenvolvidas, que são as maiores responsáveis pelos atuais níveis de concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera. De acordo com o relatório de Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade do Grupo II do 3º Relatório do IPCC, 2000, são previstas uma gama diversificada de efeitos adversos que incluem inundações costeiras em muitas comunidades, calculando-se que em torno de 10 milhões de habitantes dessas comunidades estariam em situação de risco, pressões em sistemas hídricos e agrícolas, com redução geral em potenciais safras em regiões tropicais e subtropicais e, com alguma variação, em potenciais safras em regiões de latitude média, padrões mutantes de migração, perda de biodiversidade e mais incidência de doenças infecciosas, com um aumento no número de pessoas expostas a doenças transmitidas por insetos e pela água, a exemplo da malária e da cólera e um aumento na mortalidade pelo estresse. Os cientistas apontam ainda a possibilidade de um crescimento na demanda por energia para resfriamento de ambientes devido às altas temperaturas durante o verão.

Por outro lado os cientistas sugerem também efeitos benéficos, a exemplo de um potencial aumento das safras agrícolas em algumas regiões de média latitude, um potencial aumento do fornecimento de madeira em florestas adequadamente manejadas, aumento do fornecimento de água para as populações que habitam em algumas regiões carentes de água, como por exemplo partes do sudeste asiático, redução na mortalidade no inverno em médias e altas latitudes e redução da demanda por energia para aquecimento de ambientes em áreas mais frias do Planeta. Apresenta-se no Anexo A da presente dissertação a tabela SPM-2 – Capacidade de adaptação regional, vulnerabilidade e preocupações-chave, elaborada pelo Grupo II do IPCC, acima mencionado.

Embora as imensas e crescentes emissões de gases de efeito estufa resultem também da destruição de florestas e ecossistemas e de mudanças no uso da terra e na agricultura, é o modelo de produção – e de consumo – de energia baseado no uso intensivo dos combustíveis fósseis que torna essa atividade humana o fator que mais contribui para a elevação das emissões dos GEE.

Além disso, apesar do aquecimento ser global, as suas conseqüências adversas e os seus maiores custos recairão sobre os países em desenvolvimento e subdesenvolvidos, menos capazes de lidar com as crises provocadas pelos desequilíbrios ambientais, tornando-os mais vulneráveis às mudanças do clima. Por essa razão, embora os países menos desenvolvidos não tenham obrigação de reduzir suas emissões dos GEEs, pelo menos no primeiro período de compromisso¹⁸, entre 2008 e 2012, são, talvez, os principais interessados na implementação de políticas e medidas capazes de reduzir substancialmente as emissões dos GEEs no mundo.

A resposta política dos países que assinaram a Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima a esse problema vem sendo dada através de uma série de conferências e acordos internacionais que apelam para a urgente necessidade da redução das emissões dos GEE, com a definição de metas quantificadas de redução para os países desenvolvidos, que conforme foi anteriormente mencionado, são os principais responsáveis pelos atuais níveis de concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera.

A primeira iniciativa, que resultou na adoção de um compromisso amplo entre as nações, ocorreu durante a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, em 1992, no Rio de Janeiro, na qual foi negociada e assinada por 175 países a Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (MCT, 1999). A Convenção colocou como objetivo a ser alcançado “a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático”¹⁹, devendo este nível 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”²⁰

Considerando o critério da responsabilidade histórica pelo o aquecimento global, atribuiu compromissos e responsabilidades exclusivas aos países relacionados no Anexo I²¹ da Convenção em relação à mitigação da mudança do clima – seja pela limitação de emissões antrópicas dos gases de efeito estufa ou pela expansão e proteção de sumidouros e reservatórios. Esses compromissos são descritos no artigo 4, item 2 da Convenção.

A Convenção estabeleceu como princípio a obrigatoriedade do compartilhamento do ônus na luta contra o aquecimento da Terra, estabelecendo que todos os países, “levando em conta suas responsabilidades comuns mas diferenciadas e suas prioridades de desenvolvimento, objetivos e

¹⁸ Refere-se ao período compreendido entre 2008 e 2012.

¹⁹ Artigo 2º da Convenção

²⁰ idem

²¹ Encontra-se no Anexo 2 do presente trabalho a lista desses países.

circunstâncias específicos, nacionais e regionais”²², devem assumir compromissos, a exemplo da elaboração e divulgação de inventários nacionais das emissões antrópicas de GEEs, da formulação e implementação de programas mitigadoras de emissões de GEEs, devem cooperar para o desenvolvimento, aplicação e difusão, inclusive transferência, de tecnologias, que controlem ou reduzam as emissões de gases de efeito estufa, devem promover a gestão sustentável dos recursos em todos os setores, cooperar, sempre que possível, nos preparativos para a adaptação aos impactos da mudança do clima, sobretudo aqueles voltadas para as regiões que apresentam maiores riscos, sempre que possível devem levar em conta os fatores relacionados com a mudança do clima em suas políticas e medidas sociais, econômicas e ambientais, entre outras obrigações.

Ao longo dos últimos 10 anos, foram realizadas sete conferências, denominadas Conferências das Partes (COPs), com o objetivo de viabilizar politicamente os compromissos assumidos e criar diretrizes, regras e procedimentos para a sua operacionalização. A história dessas conferências reflete a complexidade e as enormes dificuldades políticas e institucionais envolvidas nesses acordos internacionais.

Ao apontar para a exigência de “uma ação mais rigorosa por parte dos governos”²³, a 3ª Conferência das Partes (COP 3), realizada em dezembro de 1997, celebrou o Protocolo de Quioto que ao estabelecer metas e prazos de redução ou limitação das emissões futuras dos gases de efeito estufa representou um marco na história dessas conferências. De acordo com as decisões do Protocolo de Quioto, os países desenvolvidos devem reduzir suas emissões, 5,2%, em média, em relação às emissões quantificadas em 1990, até o período entre 2008-2012. Esse acordo instituiu também um comércio de emissões, por meio da criação de três mecanismos, sendo que de apenas um deles, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, MDL, os países em desenvolvimento podem participar.

De acordo com o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), ver Anexo 3, projetos que reduzam emissões dos GEEs podem ser certificados e com isso serem beneficiados com créditos de emissões reduzidas, através da certificação desses projetos. Para tanto é necessário a definição de um cenário de referência (“linha de base”), cuja expressão é utilizada para denominar o conjunto de estimativas que representa razoavelmente as emissões antropogênicas dos gases de efeito estufa que ocorreriam na ausência de projeto mitigador dos GEEs. Definida a linha de base ou cenário de referência determina-se a adicionalidade, entendida como a redução das emissões

²² Artigo 4 da Convenção, alíneas *a* até *j*.

²³ Cf. Mudança Climática – Guia de Informações, Brasília: Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas, 2002.

que não seria obtida se o projeto não existisse. É importante destacar, que o conceito de adicionalidade de um projeto se relaciona também com a promoção do desenvolvimento sustentável, sendo suas atividades consideradas como adicionais se proporcionarem efeitos positivos ao meio ambiente e a sociedade em termos de qualidade de vida.

O Protocolo ainda não recebeu o número de ratificações necessárias para entrar em vigor. No entanto, ainda é o principal instrumento formal de que o mundo dispõe para obrigar os países desenvolvidos a reduzirem suas emissões. Portanto, dependerá da sua efetiva implementação o surgimento de novas e mais eficazes políticas e medidas que garantam o equilíbrio do sistema climático na Terra e contribuam para impedir que as mudanças climáticas, que já estão ocorrendo, inviabilizem a vida de centenas de milhões de pessoas em um futuro próximo.

1.2. Objetivo do Trabalho

O objetivo da presente dissertação é propor o uso de metodologia para estimar valores anuais padronizados das linhas de base para o SIN e seus subsistemas, através da aplicação de métodos simplificados de cálculo e avaliar o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa, resultante da implementação das atividades de projetos que utilizam fontes de energia renováveis não convencionais – eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) – no Sistema Interligado Nacional (SIN) Tais projetos estão previstos para serem desenvolvidos no âmbito do Programa Nacional de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA).

Na presente dissertação sustenta-se a hipótese que para avaliar certos tipos de projetos elegíveis como MDL, particularmente projetos de pequena escala, conforme definidos pelos Acordos de Marraqueche, é suficiente e vantajosa, a definição de linha de base anual padronizada²⁴, definida a partir de um método de cálculo híbrido de média ponderada e margem construída. Além de contribuir para reduzir os custos de transação associados com o estabelecimento da linha de base, promover alto grau de transparência, facilitar a avaliação do potencial dos projetos candidatos ao MDL, poderá estimular desenvolvimento mais rápido dos projetos. Destaca-se que a possibilidade de extensão da padronização varia de acordo com o tipo de projeto e de acordo com o setor considerado. Para alguns tipos de projetos pode ser possível

²⁴ As principais referências para as linhas de base propostas nesta dissertação encontram-se desenvolvidas em estudos de diversos autores, ver bibliografia, baseados sobretudo nas experiências com o mecanismo de Implementação Conjunta. Os referidos estudos sugerem alguns métodos para a construção de linhas de base padronizadas para pequenos projetos elegíveis como MDL.

padronizar o valor da linha de base, enquanto que para outros só é possível padronizar metodologias ou alguns parâmetros (Ellis, J., et al, 2001, p. 8)

Avalia-se que, se por um lado há insuficiências associadas à padronização da linha de base, qualquer que seja esse nível de padronização, por outro, construir um cenário de referência para cada projeto, tratando-se de pequenos projetos interligados ao SIN, não se justificaria principalmente por três razões:

- i) o tamanho e a forma como o SIN é operado não permite que se identifique, *a priori*, qual usina terá sua geração afetada (reduzida ou desligada temporariamente) pela entrada de uma pequena nova usina construída para operar integrada ao sistema interligado;
- ii) não se espera que a construção de uma pequena central, movida a uma fonte alternativa de energia, seja capaz de substituir ou mesmo postergar a construção de empreendimentos (usinas hidrelétricas ou térmicas convencionais) previstos ou indicados no Plano Decenal de Expansão, cujas potências apesar de diversificadas, variam entre 103 e 1036 MW²⁵, muito superiores, portanto, às potências estabelecidas como limite para o enquadramento desses empreendimentos como projetos de pequena escala, pelo menos considerando os critérios recomendados nos Acordos de Marraqueche;
- iii) os custos associados à definição de uma linha de base específica para um pequeno projeto despachado ou não pelo ONS apontam para baixa relação benefício-custo, ou seja, os ganhos que uma linha de base específica geraria, identificação precisa da adicionalidade promovida pela entrada do projeto, provavelmente, não compensariam os custos para a sua determinação.

Observou-se que os pequenos projetos, definidos com base nos critérios estabelecidos nos Acordos de Marraqueche não produzirão impactos significativos no sentido de alterar a atual tendência de elevação das emissões de CO₂ na produção de energia elétrica do Brasil, pelo menos a curto prazo. No entanto, a depender do nível da geração térmica que será requerida para atender ao mercado, do próprio comportamento do consumo de energia no país e da possibilidade de enquadramento de alguns projetos de grande porte que serão implementados no âmbito do PROINFA como elegíveis para o MDL, tais reduções poderão ser significativamente maiores, a médio e longo prazos. Estas e outras conclusões são apresentadas de forma detalhada no sub-item 8.1 do capítulo 8.

²⁵ As resoluções 36 e 37 da Câmara de Gestão da Crise, de 15 e 21 de agosto de 2001, respectivamente encontram-se em anexo. A única usina cuja potência é inferior ao intervalo acima mencionado é a FAFEN, com 56MW.

1.3. Organização do Trabalho

A dissertação foi organizada em oito capítulos, 3 apêndices e 14 anexos, além dos índices de tabelas, índices de figuras e bibliografia.

O capítulo 1 apresenta, resumidamente, uma visão do tema da mudança do clima e do MDL, mostrando a sua importância em nível mundial e para os países em desenvolvimento em particular. Na seqüência, descreve o objetivo do trabalho e a estrutura do documento, em termos de desenvolvimento, conclusões e recomendações.

O capítulo 2 faz uma revisão do atual entendimento científico sobre o efeito estufa e o aquecimento do planeta, baseada sobretudo nas principais conclusões dos dois últimos relatórios de avaliação do IPCC. São destacados os aspectos relacionados com os novos conhecimentos adquiridos sobre a mudança do clima desde 1995, ano em que foi publicado o 2º Relatório de Avaliação (SAR). Reúnem ainda os principais resultados dos estudos realizados pelos grupos II e III do IPCC, relacionados à vulnerabilidade, adaptação e políticas para a mitigação dos GEE. Finalmente, o capítulo traz uma descrição da ação política dos países para enfrentar a questão da mudança do clima, ao longo dos últimos 10 anos.

O capítulo 3 apresenta um panorama sobre a produção mundial de energia, emissões globais e principais tendências da matriz energética mundial. Analisa, a partir do Balanço Energético Nacional (BEN)/2001, o quadro energético brasileiro e as emissões de CO₂ do setor elétrico nacional.

O capítulo 4 faz uma descrição da matriz do setor elétrico brasileiro, apresentando o seu perfil em termos de capacidade instalada e distribuição por fonte de recurso, de potencial da geração por fonte, especialmente em relação às fontes renováveis não convencionais (eólica, biomassa, solar e PCHs), de mercado atual e suas perspectivas de evolução e de planejamento do setor elétrico. Ênfase especial é dada ao planejamento da operação de médio prazo, na medida que se considera um elemento chave para os estudos relacionados com a definição da linha de base do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O capítulo 5 apresenta o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) destacando seus objetivos e suas principais características. Conceitua e discute a necessidade da construção de linhas de base ou cenários de referência específicos e linhas de base padronizadas, no âmbito do MDL, salientando as limitações e vantagens associadas às duas opções. O capítulo apresenta as características e os elementos importantes para a definição das linhas de base como: credibilidade,

transparência, mensurabilidade, comparabilidade, cobertura, vida útil, suposições e nível de restrição.

Em relação às abordagens padronizadas da linha de base para atividades dos projetos do setor elétrico, discute-se, mais especificamente, os seguintes itens: aplicações (conectados e não conectados à rede), formas de apresentação, tamanho dos projetos, parâmetros (nível de agregação dos dados, vida útil da linha de base, fronteiras e unidades) e método de cálculo do valor da linha de base (média ponderada, operação na margem, margem construída, metodologias combinadas).

O capítulo 6 apresenta a metodologia utilizada para estimar as linhas de base do SIN e seus subsistemas. Para tanto, fixam-se os pressupostos (tamanho e categoria dos projetos, fronteiras, contexto e cobertura), propõe-se a forma de apresentação da linha de base relativa, representada pelo Fator Padrão de Emissão (FPE), expresso em tCO_2/GWh , e definem-se os passos para a sua determinação. Finalmente, estimam-se as emissões totais de GEEs, associadas à geração de energia elétrica no SIN e seus subsistemas sem considerar as atividades dos projetos mitigadores, que representam no presente trabalho a linha de base em termos absolutos, expressa em tCO_2/GWh . Para tanto, são propostas, previamente, três hipóteses de crescimento do mercado e as gerações térmicas convencionais associadas.

No capítulo 7, discute-se o problema da inclusão ou não dos projetos implementados pelo PROINFA na linha de base do setor elétrico, apresenta-se uma projeção da energia a ser gerada com esses projetos, estabelecendo-se o potencial de redução das emissões de GEEs decorrentes das suas atividades. Os resultados encontrados são descritos e comentados no último sub-item do capítulo.

Finalmente, o capítulo 8 apresenta as principais conclusões e faz algumas recomendações.

2. EFEITO ESTUFA E AQUECIMENTO DO PLANETA

O capítulo apresenta como e porque o crescimento das concentrações dos gases de efeito estufa decorrentes das atividades humanas contribuem para o aquecimento do Planeta e como a elevação das concentrações desses gases na atmosfera, ao desequilibrar o balanço da energia do sistema climático, poderá causar inúmeras e graves conseqüências ao meio ambiente e à vida de milhões de pessoas na Terra. Aborda mais especificamente os resultados divulgados no 3º Relatório de Avaliação do IPCC, 2000, destacando os avanços registrados em relação ao 2º Relatório(SAR), sobretudo no que se refere à evidências, cada vez mais consistentes, em relação à responsabilidade das emissões antropogênicas para a mudança do clima no Planeta. Tece comentários sobre os impactos e vulnerabilidades dos países em relação à mudanças climáticas e, finalmente, apresenta como os países estão enfrentando o problema do aquecimento global desde a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, em 1992, no Rio de Janeiro, quando foi negociada a Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, passando pelo Protocolo de Quioto até os Acordos de Marraqueche, na COP 7.

2.1. Efeito Estufa e Aquecimento Global

O efeito estufa ocorre porque do total da energia solar que chega a Terra na forma de radiação de ondas curtas apenas uma parte é refletida antes de atingir a superfície terrestre. A maior parte passa diretamente pela atmosfera para aquecer o planeta. A Terra, então, libera essa energia, mandando-a de volta para o espaço, na forma de irradiação infravermelha de ondas longas.

A maior parte da irradiação infravermelha que a Terra emite é absorvida pelo vapor d'água, pelo dióxido de carbono e por outros “gases de efeito estufa” presentes naturalmente na atmosfera. Esses gases impedem que a energia passe diretamente da Terra para o espaço e os processos naturais, como as correntes de ar, fazem com que essa energia circule sobre a superfície terrestre e só depois seja transportada para as altas camadas da atmosfera, de onde é irradiada para o espaço. É importante que esse processo seja lento porque, se a irradiação fosse diretamente para o espaço, o planeta Terra seria um lugar frio e sem vida. Neste processo necessariamente lento, a Terra precisa manter o equilíbrio entre a energia que recebe e a que emite, porém a elevação das concentrações dos GEEs impede que essa energia recebida seja reenviada nas quantidades necessárias para manter equilibrado o balanço

energético global. Por essa razão, o sistema climático, tentando se adaptar a essa situação, ajusta-se através da elevação da temperatura média da superfície da terra e da baixa atmosfera.

A figura 2.1 ilustra o efeito dos GEEs na atmosfera e o processo como é realizado. Os números das flechas representam a radiação solar incidente e a reflexão a ela associada. Observa-se que do total da radiação emitida pelo Sol, 343 Watts/m^2 , apenas 240 Watts/m^2 passam pela atmosfera e atingem a superfície da Terra, que absorve 168 Watts/m^2 , aquecendo a sua superfície, convertendo-se em calor que é reenviado, na forma de radiação longa (infravermelha) de volta para a atmosfera. Uma parte equivalente a pouco menos de um terço, 103 Watts/m^2 é refletida pela atmosfera ou pela superfície do Planeta, antes de ser absorvida pela superfície terrestre. Parte da radiação infravermelha passa pela atmosfera e perde-se no espaço. Outra parte dessa radiação infravermelha é absorvida pelos gases de efeito estufa que a reenviam de volta para a Terra, aquecendo a superfície da Terra e a troposfera. Novamente a superfície ganha mais calor e a radiação infravermelha é novamente reemitida pela superfície. Na figura 2.1, é apresentado de forma esquemática e ilustrada esse processo acima descrito.

Figura 2.1 – O Efeito Estufa



Fonte: A ciência de mudança do clima, contribuição do grupo de trabalho 1 para o Segundo Relatório de Avaliação do IPCC - UNEP e WMO, 1996.

Embora só muito recentemente o problema do aquecimento global tenha aparecido na agenda internacional como um dos mais importantes problemas ambientais que a humanidade está enfrentando, já no início do século XIX, em 1824, o matemático francês Jean-Baptiste Fourier, sugeriu que o efeito estufa não apenas era responsável por manter o Planeta mais quente do que seria normalmente se os gases de efeito estufa não fossem capazes de reter parte do calor refletido pela Terra, como vislumbrou a possibilidade de que as atividades humanas poderiam modificar o clima natural, fazendo uma analogia da cobertura de gases da atmosfera com os vidros de uma estufa de plantas. Posteriormente, já na segunda metade do século XIX, o cientista John Tyndall (1865) mediu a absorção de radiação infravermelha pelo dióxido de carbono (CO_2) e vapor d'água (H_2O) e a influência destes gases sobre o efeito estufa. Porém apenas no início do século XX, o químico Svante Arrhenius conseguiu calcular esse efeito, concluindo que se a Terra não possuísse gás carbônico a temperatura em sua superfície seria reduzida em cerca de 21°C . Os gases de efeito estufa atuam como uma cobertor que protege a Terra contra as oscilações abruptas de temperatura que ocorrem naturalmente no sistema climático. (Mattos, L.B., 2001).

O problema do aquecimento global, embora esteja intimamente relacionado ao efeito estufa é um fenômeno essencialmente diferente. Enquanto o primeiro é fundamental para garantir a vida no planeta, o segundo reflete, na verdade, um desequilíbrio no sistema climático decorrente, sobretudo, do volume de emissões dos gases de efeito estufa decorrentes das atividades humanas, desde o início da revolução industrial.

Entende-se como aquecimento global o aumento da temperatura da superfície do planeta em grau superior ao que deveria ocorrer, em consequência da elevação das concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera, em particular do dióxido de carbono. A magnitude do aquecimento depende, além do nível das concentrações dos GEE, das propriedades radiativas dos gases envolvidos e das concentrações de outros gases já presentes na atmosfera (IPCC, 1995). As informações coletadas ao longo deste século e, principalmente, na última década²⁶, demonstraram que as atividades humanas introduziram modificações globais que poderão ter consequências sérias o bastante para afetar os ecossistemas naturais. O que vem ocorrendo em nossos dias é que a opacidade da atmosfera está aumentando, devido à maior concentração desses gases de efeito estufa na atmosfera.

²⁶ Ressalta-se que em 1956, o Programa de Dióxido de Carbono Atmosférico do Scripps Institution of Oceanography deu início às medições dos dados empíricos referentes aos níveis de concentração atmosférica de CO_2 coletados no Observatório de Mauna Loa, no Havaí e na Antártica.

Para a grande maioria dos estudiosos, a revolução industrial representa um marco histórico para o aumento da concentração atmosférica dos GEEs, e, conseqüentemente, para aceleração do processo de aquecimento do planeta. A introdução das máquinas a vapor em larga escala representou o início de um aumento contínuo do consumo de combustíveis fósseis, no caso o carvão, cuja produção cresceria, significativamente, ao longo do século XIX. Acrescentaram-se, às necessidades energéticas associadas à produção industrial, outras necessidades como, por exemplo, de iluminação de casas e ruas, o que passou a demandar outros combustíveis, tais como os derivados de petróleo, que posteriormente ganharam força total, passando, juntamente com o gás natural, a ser utilizado, largamente, em motores de combustão para diversas finalidades.

A esse processo seguiu-se o aumento do uso dos combustíveis fósseis em muitas outras atividades humanas, sendo que hoje é impossível não associar qualquer atividade humana – seja ela produtiva, de lazer, científica ou cultural – ao uso de energia de origem fóssil.

Na figura 2.2, pode-se observar essa rápida evolução da concentração de CO₂ na atmosfera.

Figura 2.2 – Concentração de CO₂ na Atmosfera



Fonte: TP Whorf Scripps, Observatório de Mauna Loa, Havai, Instituto de Oceanografia (SIO), universidade da Califórnia La Jolla, EUA, 1999.

A principal atividade humana que contribui para a elevação das concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera é a produção de gás carbônico decorrente da queima de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral) associada, sobretudo, às atividades industriais que necessitam de quantidades significativas e crescentes de energia. Até meados do século XVIII, os principais fatores de mudança do clima na superfície terrestre eram agentes naturais, tais como: o vento, a chuva, a radiação solar, os vulcões e os terremotos. Com o advento da era industrial (1860), de acordo com os modelos mais confiáveis, que simulam o comportamento e as mudanças climáticas, os principais agentes de transformação do clima passaram a estar associados às ações humanas. Com isso, uma grande quantidade de carbono que estava estocado e fora dos ciclos biogeoquímicos começou a ser liberada para a atmosfera. Estima-se que o acúmulo dos gases de efeito estufa na atmosfera, particularmente o dióxido de carbono – cuja maior parcela foi introduzida na atmosfera terrestre pela queima de carvão e petróleo – foi elevado em 30%, de 280 para 360 ppm²⁷, desde 1860.

As observações científicas sobre esse recente processo de aquecimento do planeta assentam-se nas observações diretas sobre as taxas de liberação dos gases de efeito estufa para a atmosfera, do seu fluxo da atmosfera para os oceanos, e sobre as estimativas do intercâmbio da atmosfera com a biosfera. Além disso, com base nas experiências realizadas em laboratório²⁸, sabe-se que o aumento das concentrações atmosféricas de CO₂ resulta do aumento da taxa de deposição de energia na superfície terrestre. O que não se sabe com segurança é quanto desta energia adicional efetivamente se traduz em aumento de temperatura, em oposição a outros destinos possíveis, como por exemplo, o aumento da evaporação (MEIRA G., 2001).

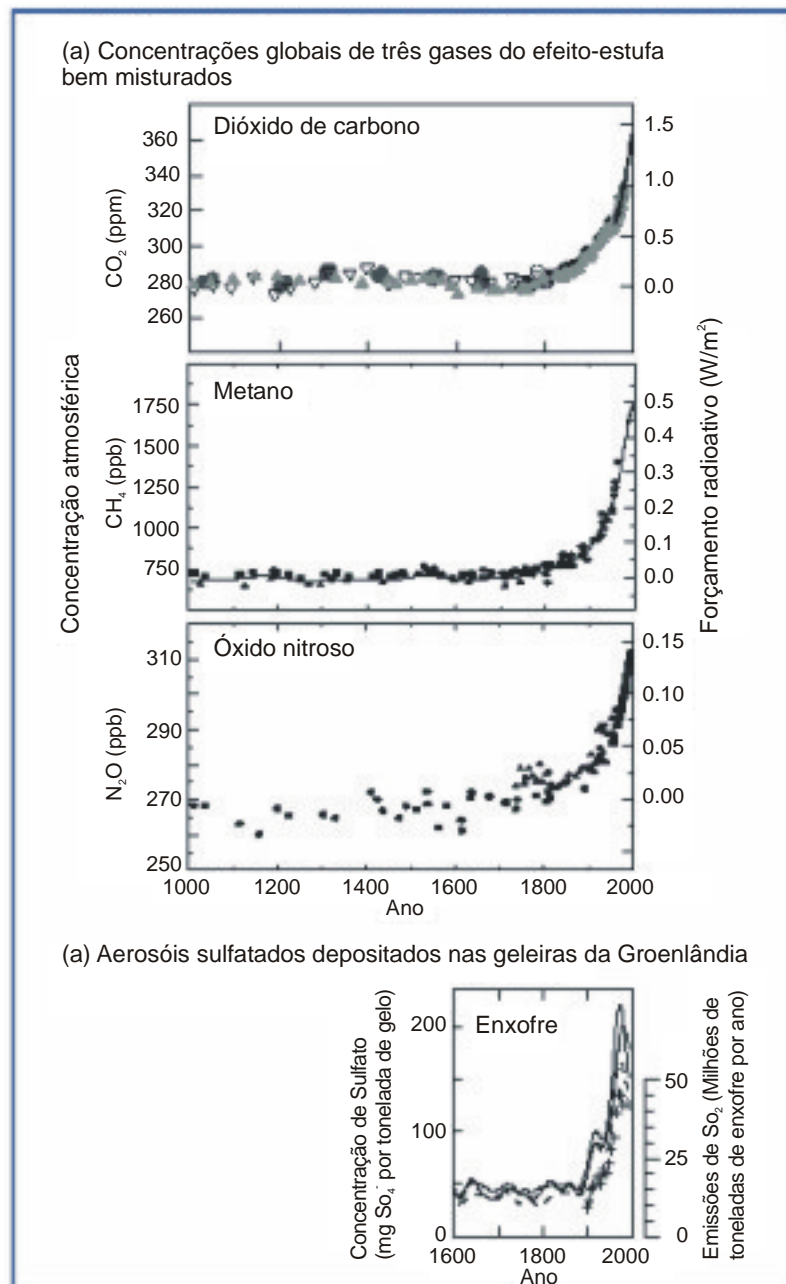
Conforme se pode verificar na figura 2.3, as mudanças nas concentrações atmosféricas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), considerando os últimos mil anos, ocorreram de forma acentuada a partir de meados do século XIX, sugerindo uma forte influência da ação humana na elevação desses gases na atmosfera, após o início da Revolução Industrial. O gráfico ilustra também a influência das emissões industriais nas concentrações de sulfato atmosférico que

²⁷ ppm – partes por milhão

²⁸ As experiências realizadas em laboratório medem o aumento da absorção da radiação térmica infravermelha decorrente da elevação da densidade do gás carbônico.

produzem forças radiativas negativas. Conforme mostra o gráfico, nos períodos históricos apresentados, as concentrações de sulfato não estão na atmosfera, mas nas crostas de gelo na Groelândia onde episódios de erupções vulcânicas foram registrados. Embora seja mais regional do que o dos gases do efeito estufa, que se encontram globalmente misturado por toda a atmosfera, este registro demonstra o alto crescimento nas emissões de (SO_2) antropogênico durante a era industrial.

Figura 2.3 – Indicadores da influência humana na atmosfera durante a Era Industrial

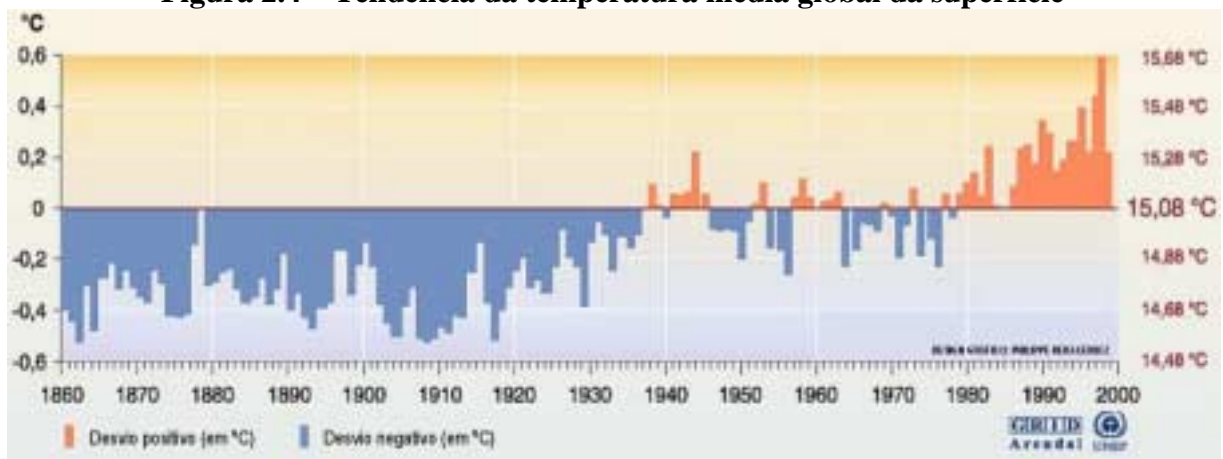


Fonte: IPCC, 2000

Para comparar a influência de fatores externos utiliza-se o conceito de força radiativa²⁹. Ela é positiva quando, pelo aumento dos gases de efeito estufa, produz aquecimento na superfície terrestre. Uma força radiativa negativa pode surgir devido ao aumento de alguns tipos de aerossóis e tende a esfriar a superfície terrestre. O comportamento dessas forças depende de mudanças na composição atmosférica, da alteração da superfície de reflexão de energia devido ao uso da terra e de variações na intensidade das emissões solares. Excluindo-se a variação solar, cada um dos outros exemplos estão ligados a algum tipo de atividade humana. Além disso, a taxa de aquecimento que vem se verificando no final do século XX, não apenas torna ainda mais evidente o aquecimento do planeta, mas também sinaliza no sentido de que no próximo século esse comportamento tende a ser mais acentuado.

A figura 2.4 mostra a combinação das temperaturas do ar da superfície terrestre e da superfície do mar (em graus centígrados), no período de 1861 a 1998, em relação à média da temperatura observada entre 1961 e 1990, que foi de 15,08°C.

Figura 2.4 – Tendência da temperatura média global da superfície



Fonte: Escola de ciências ambientais, unidade de pesquisa do clima, universidade de East Angle, Reino Unido, 1999.

De acordo com o 2º Relatório do IPCC, a estimativa da força radiativa derivada do aumento da mistura de gases do efeito estufa desde 1750 até o ano 2000 é de $2,43 \text{ Wm}^{-2}$, com a seguinte composição: $1,46 \text{ Wm}^{-2}$ de CO_2 ; $0,48 \text{ Wm}^{-2}$ de CH_4 ; $0,34 \text{ Wm}^{-2}$ de halocarbonos; $0,15 \text{ Wm}^{-2}$ de N_2O . Considera-se que a destruição da camada de ozônio (O_3) estratosférica registrada de 1979 a 2000 tenha causado uma força radiativa negativa ($-0,15 \text{ Wm}^{-2}$). Considerando uma total obediência às recentes regulamentações para emissões de halocarbonos, prevêem-se, para o século XXI, reduções nas forças radiativas positivas dos

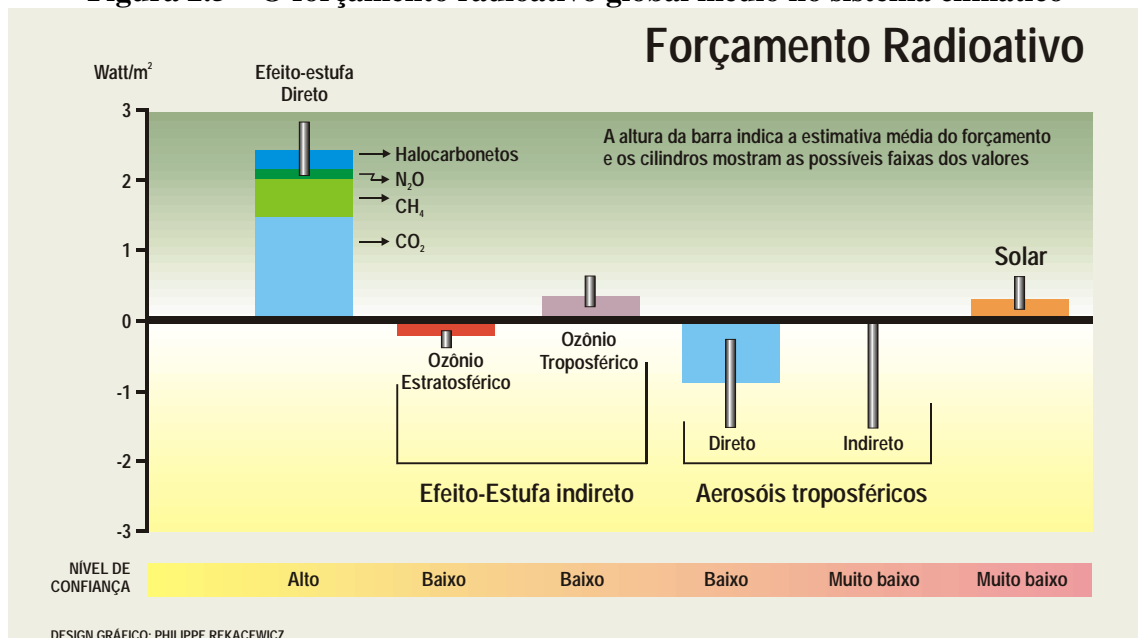
²⁹ Força radiativa, expressa em Wm^{-2} , é a medida da influência que possui um fator para a alteração do balanço entre a energia que entra e da energia que sai do Sistema Atmosférico Terrestre, indicando a importância deste fator para a mudança climática.

halocarbonos e na magnitude da força radiativa negativa da destruição da camada de ozônio estratosférico, assim como da própria camada de ozônio.

Calcula-se que a quantidade total da camada de ozônio na troposfera tenha aumentado cerca de 36% desde 1750, devido, principalmente, às emissões antropogênicas de diversos gases formadores de O₃. Isto corresponde a uma força radiativa positiva de 0,35 Wm⁻². As forças radiativas do O₃ troposférico variam consideravelmente entre as regiões e respondem muito mais rápido às mudanças no volume de emissão de halocarbono do que os gases de efeito estufa de longa vida como o CO₂.

A figura 2.5 mostra a estimativa atual das forças radiativas devido ao aumento da concentração dos componentes atmosféricos e outros mecanismos.

Figura 2.5 – O forçamento radioativo global médio no sistema climático



Fonte: IPCC, 1995

A estimativa positiva de força radiativa do sistema climático desses gases está representada à esquerda da escala. Como estes gases têm períodos de vida na atmosfera de uma década ou mais, eles ficam bem misturados e suas concentrações refletem as emissões de fontes de todo o mundo. Todos esses registros mostram os efeitos do aumento das emissões antropogênicas durante a era industrial.

A tabela 2.1 apresenta uma relação dos principais gases de efeito estufa, suas concentrações em 1994, os níveis dessas concentrações no período pré-industrial, as atividades humanas causadoras das elevações das emissões desses gases e o potencial de

aquecimento relacionado a cada um dos gases apresentados³⁰. O GWP considera um horizonte de 100 anos de acumulação. O potencial de aquecimento do metano inclui os efeitos indiretos das concentrações do ozônio troposférico e do vapor d'água estratoeférico. Os tempos de vida dos GEE na atmosfera, exceto o CO₂, foram definidos no 2º Relatório de Avaliação do IPCC. Os potenciais de aquecimento do CFC-12 e do HCFC-22 incluem o efeito da depleção do ozônio. Os números sobre o volume das concentrações do CO₂ na atmosfera apresentados neste quadro, 358.000 ppbv³¹, em 1994, mostram por que motivo o dióxido de carbono (CO₂) tem tanta relevância para a mudança do clima, embora os demais gases também possam causar enormes prejuízos para o sistema climático, na medida em que, além do potencial de aquecimento, podem levar longos períodos de tempo na atmosfera. O metano, entre todos eles, é o que apresenta menor expectativa de permanência na atmosfera embora seu poder de aquecimento seja 21 vezes superior ao dióxido de carbono, cujo tempo de permanência na atmosfera é variável. Além disso, apesar do poder de aquecimento do metano ser muito inferior ao do óxido nitroso (N₂O), com GWP de 310, as suas concentrações na atmosfera, em 1994, eram quase seis vezes superiores as concentrações atmosféricas do N₂O e sua taxa de crescimento, desde o período pré industrial, também foi significativamente mais elevada.

Tabela 2.1 – Os principais Gases de Efeito-Estufa (GEE)

Gases do Efeito-Estufa	Fórmula química	Concentração pré-industrial	Concentração em 1994	Vida na atmosfera ***	Fontes antropogênicas	Potencial de aquecimento global (GWP)*
Dióxido de carbono	CO ₂	278.000 ppbv	358.000 ppbv	Variável	Combustão de combustíveis fósseis, conversão do uso da terra e produção de cimento	1
Metano	CH ₄	700 ppbv	1721 ppbv	12,2 +/- 3	Combustíveis fósseis, campos de arroz, depósitos de lixo e gado	21**
Óxido nitroso	N ₂ O	275 ppbv	311 ppbv	120	Combustão dos processos industriais de fertilizantes	310
CFC-12	CCl ₂ F ₂	0	0,503 ppbv	102	Líquidos refrigerantes, espumas	6200-7100****
HCFC-22	CHClF ₂	0	0,105 ppbv	12,1	Líquidos refrigerantes	1300-1400****
Perfluormetano	CF ₄	0	0,0700 ppbv	50.000	Produção de alumínio	6.500
Hexa-fluorido sulfuroso	SF ₆	0	0,032 ppbv	3.200	Fluídos dielétricos	23.900

Nota: pptv = 1 parte por trilhão em volume; ppbv = 1 parte por bilhão em volume; ppmv = 1 parte por milhão em volume

* GWP para 100 anos de horizonte de tempo. ** inclui os efeitos indiretos da produção de troposferozônio e da produção de vapores de água na estratosfera. *** Na página 15 do IPCC SAR. Nenhuma tempo de vida individual para o CO₂ pode ser definido por causa das diferentes taxas de entenedimento pelos diferentes processos de coleta. **** Potencial de aquecimento global líquido (ex. incluídos os efeitos indiretos devidos a depleção do ozônio).

Fonte: IPCC, 1995

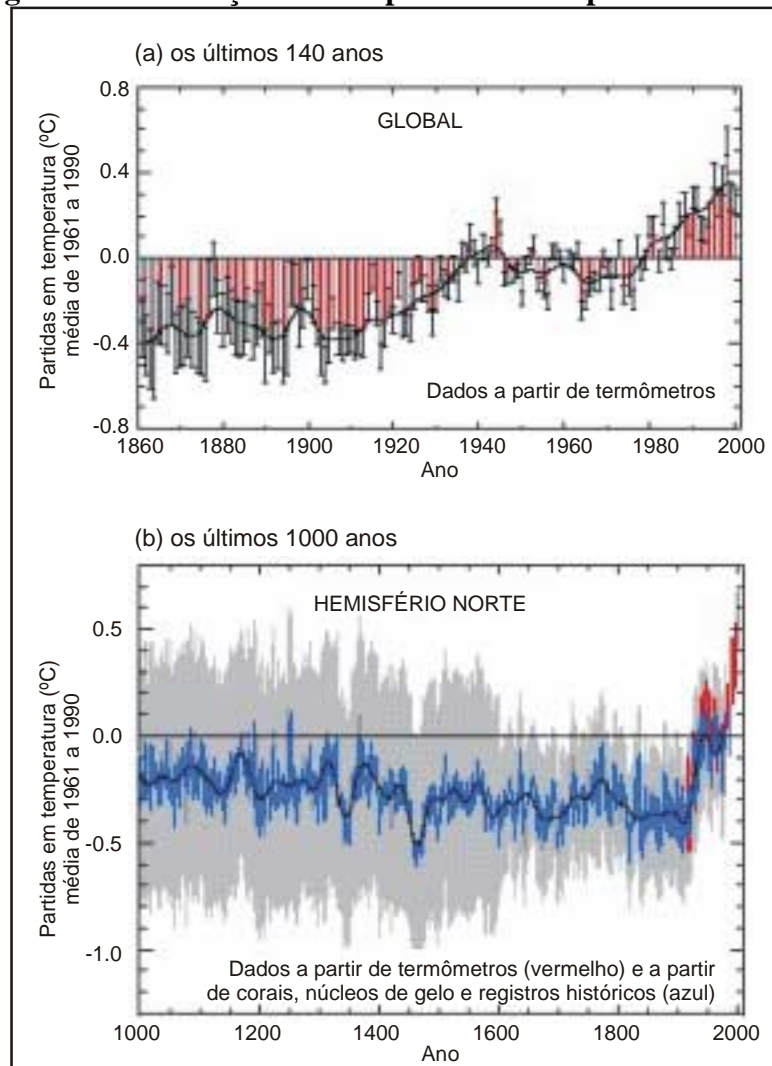
³⁰ Potencial de Aquecimento (GWP) é um medida que tenta estabelecer os efeitos radiativos relativos das emissões de diversos gases de efeito estufa. O índice é definido como o forçamento radiativo cumulativo do presente até algum horizonte de tempo definido, causado por uma unidade de gás emitida agora, expresso em relação ao de algum gás de referência (o IPCC usa como gás de referência o dióxido de carbono). O aquecimento global futuro provocado por algum gás de efeito estufa em algum horizonte de tempo pode ser estimado multiplicando-se o GWP adequado pela quantidade de gás emitida. Embora os GWP sejam citados como valores únicos a incerteza típica é de +/- 35%, sem contar a incerteza associada ao dióxido de carbono. (IPCC,1995)

³¹ ppbv: parte por bilhão de volume.

2.2. Fatos Relevantes sobre a Mudança do Clima: 3º Relatório do IPCC

O 3º Relatório de Avaliação concluiu que a temperatura média da superfície terrestre aumentou em $0,6 \pm 0,2^{\circ}\text{C}$ durante o século XX, sendo este valor $0,15^{\circ}\text{C}$ superior à estimativa feita pelo Segundo Relatório de Avaliação (SAR) para esse mesmo período. Na figura 2.6, a parte superior (a) mostra o comportamento da temperatura, as variações observadas a cada 20 anos nos os últimos 140 anos. Os dados revelam que a maior parte dos índices de aumento do nível de aquecimento, registrados durante o século XX, concentrou-se em dois períodos, de 1910 a 1945 e de 1976 a 2000. Como ilustra a parte inferior (b) da figura 2.6, o maior índice de aumento de temperatura registrado, considerando os últimos mil anos, ocorreu, provavelmente, no Hemisfério Norte.

Figura 2.6 – Variações da temperatura da superfície da Terra



Fonte: IPCC, 2000

Ainda conforme as projeções baseadas nos modelos climáticos, o nível do mar poderá subir entre 0,09 e 0,88cm, durante o presente século. As projeções indicam que as conseqüências do aquecimento não serão uniformes para todo o Planeta, em termos do grau de variabilidade do clima, freqüência e intensidade de alguns fenômenos climáticos extremos. Essas projeções baseiam-se numa ampla variedade de hipóteses, considerando os principais fatores que poderão determinar as futuras emissões como, por exemplo, o crescimento populacional e as mudanças tecnológicas. Entretanto, elas não levam em conta possíveis ações globais em termos de mitigação da emissão dos gases de efeito estufa. Além disso, há muitas incertezas sobre a magnitude dos impactos na mudança do clima, sobretudo em nível regional, dado que as temperaturas da superfície atmosférica não reagem imediatamente às emissões desses gases, em razão do efeito retardador dos oceanos. Assim, a expectativa é de que, mesmo que as concentrações dos gases de efeito estufa permaneçam estáveis, isto é, não sofram um aumento, a mudança do clima continuará se processando ainda por alguns séculos.

As medições indicaram que a média da temperatura global nos primeiros oito quilômetros da atmosfera se alterou, tendo um acréscimo que variou entre $+0,10^{\circ}\text{C} \pm 0,05^{\circ}\text{C}$ por década, enquanto a média global da temperatura na superfície da terra aumentou significativamente tendo acréscimos que variaram entre $+0,15^{\circ}\text{C} \pm 0,05^{\circ}\text{C}$, para o mesmo período. Essas diferenças ocorreram principalmente sobre as regiões tropicais e subtropicais devido à influência de diversos fatores a que os primeiros oito quilômetros da atmosfera e a superfície da terra estão submetidos como, por exemplo, a redução da camada de ozônio, a presença de aerossóis e o fenômeno do *El Niño*.

O 3º Relatório indicou que, muito provavelmente, diversos fenômenos relacionados com o aquecimento da Terra ocorreram durante o século XX. São exemplos nesse sentido: a redução de cerca de 10% da extensão da cobertura de neve, a diminuição de duas semanas no período anual de duração do congelamento de lagos e rios nas latitudes médias e altas do Hemisfério Norte, o amplo retrocesso dos glaciais das montanhas nas regiões não polares, a redução (em torno de 10 a 15%) na extensão da camada de gelo-marinho na primavera e no verão no Hemisfério Norte (desde o fim da década de 50), o declínio de cerca de 40% na espessura do gelo do Ártico, durante o fim do verão até o início do outono, e um considerável declínio, porém mais lento, na espessura da camada de gelo-marinho durante o inverno.

O nível médio dos oceanos e as suas temperaturas aumentaram, sendo observada uma elevação do nível dos oceanos de 0,1 a 0,2 metros. Os modelos climáticos sugerem que essa

elevação do nível médio dos mares é compatível com um aquecimento de $0,6^{\circ}\text{C}$, conforme indicam as medidas de aumento da temperatura média global. No entanto, outras alterações também podem ter contribuído para esse fenômeno; em particular, a queda de neve e o derretimento do gelo na Groelândia e o efeito da liberação sobre os continentes setentrionais do peso dos glaciais do período glacial.

Nas médias e altas latitudes, durante a segunda metade do século XX, provavelmente houve um aumento de 2 a 4% na frequência de fortes precipitações devido a mudança na umidade atmosférica, de tempestades elétricas e de tempestades em larga escala, e um aumento de cerca de 2% na nebulosidade. Essas tendências estão altamente correlacionadas à diminuição observada na amplitude das temperaturas diárias. É muito provável que tenha ocorrido uma redução na frequência de temperaturas extremamente baixas, com um pequeno incremento na frequência de temperaturas extremamente altas.

Em relação aos últimos cem anos, nas últimas décadas, as precipitações têm sido mais frequentes, persistentes e intensas, desde meados da década de 70. O mesmo não ocorreu com os alagamentos e as secas severas. Somente em algumas regiões da Ásia e da África observou-se um aumento na frequência e intensidade das secas nesse mesmo período. Os episódios de calor do fenômeno *El Niño* – Oscilação Sul (ENSO), que afetam as variações regionais de precipitação e a temperatura de boa parte dos trópicos, dos subtropicos e de algumas áreas de latitude média, têm contribuído para as mudanças observadas.

No entanto, consta também do relatório técnico que alguns aspectos importantes do clima, aparentemente, não foram alterados em algumas áreas do planeta. Este é o caso dos oceanos do Hemisfério Sul e parte da Antártica, cuja extensão da camada de gelo-marinho não se alterou desde 1978, período em que as medições através dos satélites se tornaram mais confiáveis. Não foi detectada nenhuma tendência significativa em relação à frequência das tempestades tropicais e extratropicais e nenhuma mudança sistemática na frequência de tornados, tempestades elétricas ou granizo foi observada nas áreas delimitadas para análise.

2.3. O aquecimento global e atividades humanas: as evidências

Desde a divulgação do 2º Relatório de Avaliação do IPCC, afirmando que “o balanço das evidências sugere uma discernível influência humana no clima global” e que há sinais indicando que atividades antropogênicas estão atuando nas bases da variação climática natural, o maior domínio de informações acerca do sistema climático reduziu as incertezas, principalmente, no que diz respeito à quantificação da magnitude e à distinção da

responsabilidade das diferentes influências externas. As simulações realizadas pelos novos modelos climáticos, utilizando uma base com um número maior e mais detalhado de registros, apontam no sentido de que as forças naturais sozinhas – quais sejam, as respostas à variação na radiação solar e erupções vulcânicas – não explicam o aquecimento verificado na segunda metade do século XX. Os estudos de detecção e atribuição encontraram, de forma consistente, evidências de sinais antropogênicos nos registros do clima dos últimos 35 a 50 anos. Tais sinais podem ser identificados, apesar das incertezas acerca das forças radiativas devido às emissões de aerossóis, como sendo decorrentes das atividades industriais (antropogênicos) e de fatores naturais (vulcões e radiação solar).

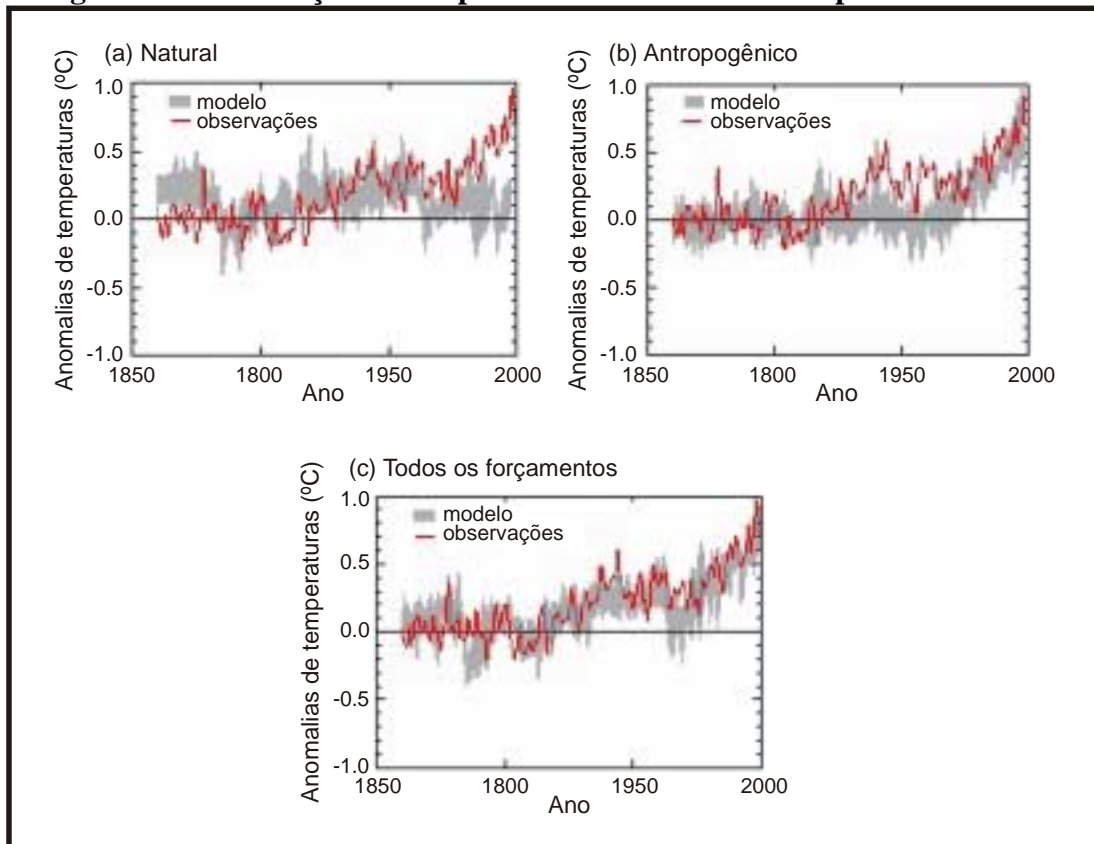
De acordo com o entendimento científico que apoia as conclusões do 3º Relatório do IPCC, a força radiativa do aerossol do sulfato é negativa e por isso não pode explicar o aquecimento global. Do mesmo modo, as reconstruções dos dados climáticos dos últimos mil anos indicam que este aquecimento foi atípico e, provavelmente, não é inteiramente natural em sua origem. Pelo fato de os modelos científicos terem melhorado a compreensão acerca dos processos climáticos, o 3º Relatório afirmou sua confiança nesse modelos para a projeção da mudança do clima e pode concluir mais seguramente que “há uma nova e mais robusta evidência de que a maior parte do aquecimento observado nos últimos cinquenta anos é atribuível a atividades humanas”³²

As simulações representadas nos gráficos da figura 2.7 registram as mudanças de temperatura que ocorrem devido a causas naturais e antropogênicas. O gráfico (a) representa uma simulação considerando apenas as forças naturais: variação solar e atividade vulcânica; o gráfico (b) considera apenas as forças antropogênicas: gases de efeito estufa e uma estimativa do aerossol do sulfato. No gráfico (c) foram consideradas as forças naturais e antropogênicas. Segundo as análises desenvolvidas no 3º Relatório, a partir da simulação representada no gráfico (b), pode-se perceber que a inclusão de forças antropogênicas fornece uma explicação plausível para uma parte substancial das mudanças de temperatura observadas no último século, porém uma explicação melhor ainda é obtida ao se observar a representação da ação combinada das forças antropogênicas com as forças naturais (gráfico c).

Estes resultados demonstram que tanto a partir das forças naturais quanto das antropogênicas, consideradas isoladamente, é possível explicar as mudanças observadas, mas que essa possibilidade de explicação não exclui a hipótese de que as forças atuem conjuntamente.

³² IPCC – Climate Change the Scientific Basis. Summary for Policymakers. (Report for WG I, 2001)

Figura 2.7 – Simulação da temperatura média anual da superfície da Terra



Fonte: IPCC, 2000

Para alguns cientistas, as simulações apresentadas nestes gráficos são a prova de que as atividades humanas estão de fato aquecendo o Planeta. Eles consideram, inclusive, que este é o principal avanço que a ciência do clima realizou, na medida em que separou, de forma mais clara, a contribuição das forças naturais e a das forças antropogênicas. O problema, portanto, não é mais se o aquecimento está sendo provocado, ou não, pelas atividades humanas. Este problema foi respondido de forma afirmativa. O que ainda persiste, e não é menos importante, é saber a real dimensão das conseqüências do processo de aquecimento observado e que tende a se prolongar por vários séculos, mesmo que medidas para reduzir as emissões dos gases de efeito estufa sejam imediatamente adotadas pelos países. Apesar do sucesso que os resultados dos modelos climáticos têm apresentado, eles ainda não são capazes de simular todos os aspectos do clima. Grandes incertezas persistem. Um exemplo é falta de clareza sobre a diferença de temperatura entre a superfície terrestre a baixa atmosfera, ou mesmo – e estas incertezas são significativas – em relação às nuvens e às suas interações com a radiação e os aerossóis.

2.4. Perspectivas para o século XXI

Os efeitos da elevação da temperatura ou aquecimento global já se fazem sentir na atualidade e serão cada vez mais intensos durante todo o século XXI. Considerando apenas as três últimas décadas do século XX, alguns registros de ocorrências de fenômenos podem servir como parâmetro para medir as ameaças que se colocam para o novo século. No pior cenário, em apenas algumas décadas haveria uma elevação do nível do mar em 90 cm, o que causaria uma imensa catástrofe no planeta.

Os modelos usados para fazer projeções das concentrações atmosféricas dos gases do efeito estufa e aerossóis e, conseqüentemente, de climas futuros baseiam-se nos cenários de emissões que constam do Relatório Especial dos Cenários de Emissões do IPCC (SRES)³³. Esses modelos projetam a resposta de muitas variáveis do clima, por exemplo, aumentos na temperatura da superfície do globo e do nível do mar, para vários cenários de emissões geradas pelo ser humano.

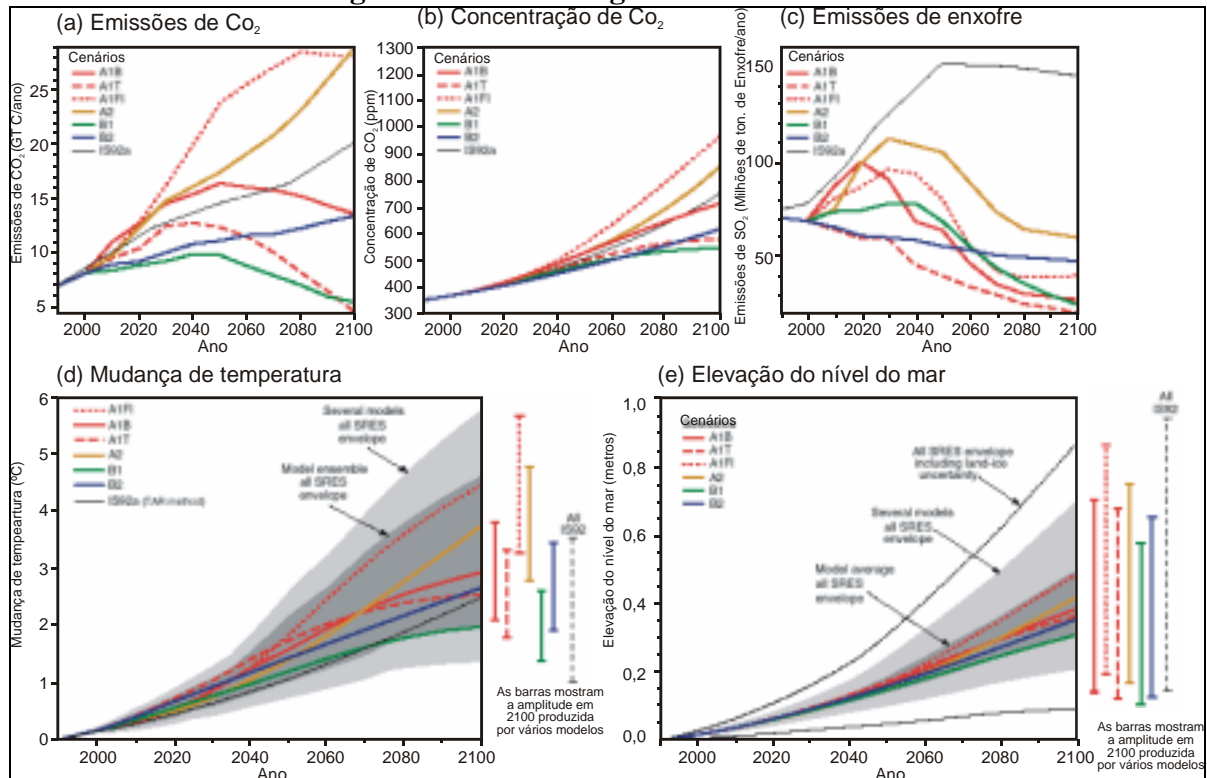
Na figura 2.8, o gráfico (a) mostra as emissões de CO₂ para os seis cenários construídos. O gráfico (b) mostra as projeções de concentração de CO₂ e o gráfico (c) mostra as emissões de SO₂ antropogênico. Emissões de outros gases e outros aerossóis também foram incluídas no modelo, mas não aparecem na figura. Os gráficos (d) e (e) mostram as projeções da temperatura e do nível do mar, respectivamente.

Para 2100, os modelos do ciclo de carbono projetam concentrações de CO₂ atmosférico, entre 540 e 970 ppm, para os cenários ilustrativos do SRES (entre 90% e 250% acima da concentração registrada de 280 ppm, no ano 1750), gráfico (b). Estas projeções incluem os históricos climáticos dos mares e da terra. As incertezas, especialmente sobre a magnitude do histórico do clima da biosfera terrestre, causam uma variação positiva, entre 10 a 30%, sobre cada cenário. A amplitude total é de 490 a 1260 ppm (75 a 350% acima da concentração no ano de 1750).

Os modelos também indicam que para as concentrações atmosféricas de CO₂ serem estabilizadas em 450, 650 ou 1000 ppm, as emissões globais de CO₂ antropogênico precisam cair para níveis abaixo dos registrados em 1990, em algumas décadas, um século ou cerca de dois séculos, respectivamente. E para que essas concentrações mantenham-se estabilizadas nesse limite, as emissões precisam continuar a decrescer mais ainda. Eventualmente, as emissões de CO₂ teriam de ser reduzidas a uma pequena fração das emissões atuais.

³³ SRES – Special Report on Emission Scenarios

Figura 2.8 – O clima global do século XXI



Fonte: IPCC, 2000

De acordo com o Relatório de Impactos, Vulnerabilidade e Adaptação³⁴ a extensão geográfica dos danos ou das perdas e o número de sistemas afetados irão crescer de acordo com a magnitude e evolução da taxa da mudança climática. Os sistemas naturais em risco incluem as geleiras, os recifes de corais e atóis, os manguezais, as florestas boreais e tropicais e os ecossistemas polares e alpinos. Por causa da limitada capacidade adaptativa que possuem, alguns desses sistemas poderão sofrer danos irreversíveis.

No que se refere às repercussões da mudança do clima sobre os sistemas humanos, a expectativa é de que pelo menos 90 milhões de pessoas sejam diretamente afetadas pelo aquecimento global. A grande maioria da população atual do planeta, 5,4 bilhões, teria que racionar água para que pudesse sobreviver. Entretanto, pelo fato de os sistemas humanos serem também afetados por mudanças nos fatores socioeconômicos, por exemplo, por mudanças demográficas e mudanças no uso da terra, identificar e quantificar a influência relativa dos fatores climáticos nesses sistemas torna-se uma tarefa bastante difícil.

³⁴ Relatório do grupo de trabalho II do IPCC, Mudança Climática 2001: Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade

Apesar disso, identificam-se impactos adversos como a redução geral das safras em regiões tropicais e subtropicais e (com alguma variação) em regiões de latitude média. Segundo os especialistas na matéria, a degradação do solo e dos recursos hídricos representará uma enorme pressão na segurança alimentar para um número crescente de pessoas. Espera-se uma redução importante na disponibilidade de água para algumas populações, particularmente, para aquelas que habitam nas regiões subtropicais. Há previsão ainda de aumento do número de pessoas expostas a doenças transmitidas por insetos e pela água contaminada, de crescimento na taxa de mortalidade pelo estresse, de um risco maior de inundações em muitas comunidades, por causa da maior frequência das precipitações e da elevação do nível do mar e de um crescimento na demanda por energia para resfriamento de ambientes, devido às altas temperaturas durante o verão.

Alguns impactos positivos também foram identificados com a aplicação dos modelos, destacando-se os seguintes: aumento de safras em algumas regiões de média latitude, um potencial aumento no fornecimento de madeira proveniente de florestas adequadamente manejadas, um aumento na disponibilidade de água em algumas regiões carentes desse recurso natural como, por exemplo, em partes do sudeste asiático, e redução na mortalidade durante o inverno em médias e altas latitudes.

Pelo que foi exposto, é possível afirmar que, apesar das incertezas que ainda persistem, a continuidade da tendência de crescimento das emissões dos gases de efeito estufa tornará as sociedades humanas e os sistemas naturais muito vulneráveis. Os sistemas ecológicos e socioeconômicos mais vulneráveis são os que possuem maior sensibilidade à mudança do clima e têm menor capacidade de adaptação. Este é o caso, por exemplo, de países com economias mais frágeis, em particular, os localizados em terras áridas ou semi-áridas, em zonas costeiras, em áreas sujeitas a inundações ou em pequenas ilhas. Por essa razão, embora, de alguma forma, todo o meio ambiente e todos os países do mundo possam vir a sofrer com os efeitos negativos do aquecimento do planeta, os maiores custos recairão sobre os países em desenvolvimento e os mais pobres, menos capazes de lidar com as crises provocadas pelos desequilíbrios ambientais e de arcar com os custos de adaptação requeridos, o que os torna duplamente vulneráveis às mudanças do clima³⁵.

³⁵idem, Tabela SPM-2: Capacidade de Adaptação Regional: vulnerabilidade e preocupações chave.

2.5. A Regulamentação entre os Países

A primeira iniciativa que resultou na adoção de um compromisso amplo entre as nações ocorreu durante a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, em 1992, no Rio de Janeiro. Na oportunidade foi negociada e assinada por 175 países mais a União Européia³⁶ a Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima³⁷.

A Convenção representou a preocupação dos países com o aquecimento da Terra e o entendimento do alto risco que representa, para o equilíbrio climático do planeta, a continuidade das emissões dos gases de efeito estufa no ritmo e na magnitude em que estão ocorrendo e sem que medidas de controle, limitação e/ou suspensão dessas emissões sejam adotadas. Reconhecendo a mudança do clima como “uma preocupação comum da humanidade”, os países signatários da Convenção firmaram o compromisso de colaborar para a elaboração de uma estratégia global, visando proteger o sistema climático para gerações presentes e futuras.

A Convenção assumiu a responsabilidade de criar condições e desenvolver instrumentos e mecanismos que possibilitassem alcançar a estabilização dos gases de efeito estufa na atmosfera em níveis que não interferissem perigosamente no sistema climático e que, ao mesmo tempo, garantissem o desenvolvimento sustentável. Isto significa dizer que [“esse nível deverá ser alcançado num prazo suficiente para permitir aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança e para assegurar que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de forma sustentável”]³⁸.

A Convenção estabeleceu como princípio o compartilhamento do ônus na luta contra o aquecimento da Terra, atribuindo compromissos e responsabilidades exclusivas em relação à mitigação da mudança do clima – seja pela limitação de emissões antrópicas dos gases de efeito estufa seja pela expansão e proteção sumidouros e reservatórios – aos países relacionados no Anexo I da Convenção, em função das suas responsabilidades históricas de emissões.

Considerando a responsabilidade comum, todos os países signatários assumiram o compromisso de colaborar para que os objetivos da Convenção fossem alcançados. Essa

³⁶ Atualmente já conta com 186 países signatários.

³⁷ Publicada em Português pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), a Convenção é o primeiro tratado mundial para enfrentar os problemas relacionados com os riscos da mudança do clima resultantes das emissões dos gases de efeito estufa provenientes das atividades antropogênicas.

³⁸ Convenção -Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

colaboração, porém, será efetivada de forma diferenciada, levando em conta não só a responsabilidade histórica dos países para elevação do nível de GEE na atmosfera, mas também suas prioridades de desenvolvimento e seus objetivos nacionais e regionais específicos.

Além do seu extraordinário valor político, por se tratar do primeiro tratado internacional sobre as mudanças climáticas, a Convenção estabeleceu a Conferência das Partes (COP)³⁹, o Secretariado, os órgãos subsidiários de assessoramento científico e tecnológico⁴⁰ e de implementação⁴¹ e, também, um mecanismo financeiro⁴² para viabilizar o pleno desenvolvimento das atividades propostas pela COP. Como instância suprema da Convenção, a COP, além de adotar regras dos órgãos subsidiários estabelecidos pela Convenção, formulou também suas próprias regras de procedimento.

Na Primeira Conferência das Partes⁴³ realizada em 1995 em Berlim, os países de todo o mundo examinaram a adequação das obrigações estabelecidas na Convenção, discutiram a adoção das medidas necessárias para cumpri-las e propuseram a constituição de um protocolo de decisões sobre o acompanhamento de todo esse processo. Porém o fato mais relevante, nessa Primeira Conferência, foi o estabelecimento do Protocolo de Berlim, através do qual foram definidos os limites para as emissões dos gases causadores do efeito estufa e o calendário para o cumprimento das obrigações assumidas pelos países.

Nesse protocolo, foi constituído o *Activities Implemented Jointly (AJI)*⁴⁴, possibilitando aos países do Anexo I implementarem medidas conjuntas para a redução das emissões antrópicas dos gases de efeito estufa, mas não permitindo que tais medidas venham a gerar direito a créditos de emissões para os países que as adotarem.

Em julho de 1996, foi realizada em Genebra a 2ª Conferência das Partes (COP2), na qual o Segundo Relatório de Avaliação (SAR⁴⁵) do IPCC foi apresentado. As conclusões do SAR apontaram para a necessidade de ações fortes e urgentes nos plano mundial, nacional e regional, direcionadas para o estabelecimento de metas obrigatórias e significativas de redução global das emissões, o que é esperado como resposta uma resposta chave e prioritária

³⁹ Conferência das Partes (COP) e Secretariado—descrição completa das suas atribuições e responsabilidades no artigo 7 e 8 da Convenção. Os países membros são denominados Partes da Convenção.

⁴⁰ Ver o artigo 9 da Convenção.

⁴¹ Ver artigo 10 da Convenção.

⁴² Ver artigo 11 da Convenção.

⁴³ A Conferência das Partes (COP) é o órgão supremo da Convenção. Além de tomar as decisões necessárias para prover a efetiva implementação da Convenção, tem a responsabilidade de manter regularmente sob exame essa implementação, assim como quaisquer instrumentos jurídicos que a Convenção vier a adotar.

⁴⁴ AJI é uma modalidade de implementação conjunta de projetos, visando a redução líquida das emissões dos gases de efeito estufa.

⁴⁵ SAR – Second Assessment Report.

das nações relacionadas no Anexo I, cabendo às demais partes apoiar essas metas de redução de acordo como as suas condições de desenvolvimento.

Apoiada nestes resultados, em dezembro/97, em Quioto, no Japão, a 3ª Conferência das Partes (COP 3) celebrou o Protocolo de Quioto, através do qual foram estabelecidas as metas e os prazos de redução ou limitação das emissões futuras dos gases de efeito estufa, exceto aqueles controlados pelo Protocolo de Montreal. O Protocolo de Quioto determinou ainda as medidas necessárias ao cumprimento das metas, atribuindo ênfase às obrigações das nações desenvolvidas, que, em contrapartida, exigiram a garantia da participação dos países em desenvolvimento, de forma significativa, no acordo. Para que esse Protocolo entre em vigor é necessário sua ratificação por 55 países que representem, pelo menos, 55% das emissões mundiais dos gases de efeito estufa em 1990 dos países do Anexo 1.

O Protocolo de Quioto prevê três mecanismos de flexibilização a serem utilizados, de forma complementar, pelos os países para o cumprimento das metas de redução das emissões dos gases de efeito estufa: Implementação Conjunta (*Joint Implementation – JI*), Comércio de Emissões (*Emissions Trade*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanism – CDM*).

Os dois primeiros mecanismos, que só podem ser utilizados para implementação conjunta de projetos entre os países do Anexo I, objetivam a contabilização de reduções líquidas de emissões de gases de efeito estufa. É ainda previsto que a execução desses projetos ocorra nos próprios países que fazem parte do Anexo I. Os países que não fazem parte do anexo I só podem participar do MDL.

Durante a COP 3 foram negociadas as metas de redução ou limitação das emissões para os países listados no Anexo 1 da Convenção para o período compreendido entre 2008 e 2012, também chamado de primeiro período de compromisso. As metas quantificadas de redução dos GEE encontram-se especificadas para cada país no Anexo B do Protocolo de Quioto, em porcentagem em relação ao ano base(1990). Para os hidrofluorcarbonos, perfluorcarbonos e hexafluoreto de enxofre e o percentual de redução é o mesmo, porém foi estimado em relação aos níveis observados em 1995.

O Brasil participou ativamente de todo esse processo, destacando-se nessa 3ª Conferência das Partes por apresentar uma proposta de criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo – FDL. Baseada no princípio do poluidor-pagador, a proposta deste fundo originalmente previa que ele seria formado por meio do aporte financeiro dos grandes países emissores, caso estes não cumprissem as metas de redução das emissões acordadas

entre as Partes. Para tanto o Brasil apresentou um modelo matemático, através do qual não somente se tornou possível determinar as emissões de cada país a partir de 1990, mas também identificar qual a contribuição histórica de cada um deles, levando em conta “o acúmulo desses gases na atmosfera e o efeito de cada um no aquecimento global”⁴⁶ (MUYLAERT, 1999/2000, p.).

Em Quioto essa proposta foi modificada, resultando na criação de um novo mecanismo de flexibilização, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), já mencionado anteriormente, para o cumprimento dos compromissos de redução das emissões, a ser utilizado por todos os países, ou seja, países do Anexo 1 e não partes do Anexo 1, que correspondem aos países em desenvolvimento.

O MDL tem como objetivo contribuir para a redução das emissões dos gases de efeito estufa em países em desenvolvimento, a partir da utilização de sumidouros, do investimentos em tecnologias limpas, da busca de maior eficiência energética e do uso de fontes alternativas de energia. Entre outras características que possui, esse mecanismo destaca-se por considerar a questão das emissões do ponto de vista da responsabilidade histórica ou acumulada de cada país, por assistir as partes não incluídas no Anexo 1, no sentido de levá-las a alcançar um desenvolvimento sustentável, e por prever a aplicação de penalidades aos países relacionados no Anexo 1 que ultrapassem as cotas anuais de emissões previamente estabelecidas.

Em 1998, foi realizada em Buenos Aires a 4ª Conferência das Partes, que teve como principal resultado a criação de um plano de trabalho denominado Plano de Ação de Buenos Aires, visando colocar em prática as principais regras e decisões técnicas e políticas, bem como superar os impasses e obstáculos à implementação do Protocolo de Quioto. A ênfase desse plano recaiu sobre a utilização de mecanismos de mercado, visando não apenas a redução dos custos da mitigação do efeito estufa, mas também a promoção do desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento.

A 5ª Conferência da Partes, a Conferência de Haia, realizada em novembro de 2000 foi um marco negativo nesse processo. Com efeito, não foi possível estabelecer as regras operacionais para o Protocolo, especialmente devido às divergências entre os Estados Unidos e os Países Europeus. Em função desse impasse, a Conferência foi suspensa e a opinião corrente de participantes e negociadores e de toda e imprensa mundial era de que, em Haia, o Protocolo de Quioto teria poucas chances de se manter. Nos meses que sucederam à Conferência, e após a vitória dos republicanos nos Estados Unidos, confirmou-se essa

⁴⁶ MUYLAERT, M.S [et al], 1999/2000 – Consumo de Energia e Aquecimento do Planeta – Análise do Mecanismo de

expectativa pessimista, que culminou em março de 2001 com o anúncio oficial dos Estados Unidos de que o país não tinha mais interesse em prosseguir com as negociações internacionais para a implementação do Protocolo.

A 6ª Conferência (COP 6, 2ª parte), realizada em Bonn, julho de 2001 trouxe muitas surpresas para a maioria dos observadores internacionais. Merece destaque o fato de que, nesta Conferência, foi firmado um acordo político entre os países interessados em dar prosseguimento ao Plano de Ação de Buenos Aires. O principal objetivo desse Acordo era estabelecer regras práticas e procedimentos operacionais para que os compromissos de redução quantitativa das emissões dos gases de efeito estufa assumidos pelos países do Anexo I pudessem ser efetivamente implementados.

As decisões da 6ª Conferência envolveram principalmente três áreas de atuação: regras operacionais para o comércio das emissões e outros mecanismos baseados no mercado estabelecidos pelo Protocolo (1), fundos para ajudar os países em desenvolvimento a combater as mudanças climáticas (2) e mecanismos para encorajar e reforçar os compromissos com as metas de estabelecidas pelo Protocolo de Quioto (3) (*Pew Center, 2001*).

Como ocorre em todo acordo político, negociações e concessões foram feitas, em especial para garantir a permanência de países como o Japão e a Federação Russa. Foram também considerados os interesses da União Européia e dos países do grupo 77, no qual estão incluídos o Brasil, a China e a Índia. A principal concessão, segundo alguns especialistas, foi a inclusão dos sumidouros (*sinks*) como créditos para os países do chamado *Umbrella Group*⁴⁷, o Canadá, Austrália e Japão.

O Acordo gerou diversas interpretações, especialmente quanto aos temas relacionados com o Uso da Terra, Mudança no Uso da Terra e Florestas e o sistema de cumprimento dos compromissos. Os mais críticos acreditam que tanto a Federação Russa, insistindo na sua posição de se opor ao valor que lhe foi concedido para a utilização de suas florestas e que irá contabilizar como um abatimento dos seus compromissos, como o Japão e Austrália se beneficiaram do enfraquecimento que os países do G77/China, Canadá e a União Européia sofreram com a saída dos Estados Unidos. Estes países defendiam um sistema de cumprimento obrigatório, com penalidades para aqueles que não cumprissem seus compromissos. A Austrália, Japão e a Federação Russa reivindicavam que o cumprimento não fosse obrigatório, que os critérios de elegibilidade para a utilização dos mecanismos de

flexibilização fossem pouco definidos, que houvesse pouca participação dos governos e pouca informação sobre os sumidouros. (ROCHA, M.T., 2001).

Para os mais pessimistas as concessões feitas não só reduziram como comprometeram as possibilidades reais de cumprimento das metas de redução das emissões consignadas no Protocolo de Quioto, ou seja, redução de 5,2, em média, em relação aos níveis de emissões de 1990. Outros preferem ver o Acordo de Bonn, não como um retrocesso, mas sim como o “acordo possível”, que deve ser encarado como mais um passo para garantir, no futuro, significativas reduções de emissões antrópicas dos GEEs.

2.6. A COP 7: Os Acordos de Marraqueche

Otimismos e pessimismos à parte, os 172 países e quase 2500 delegados que participaram da COP7, em Marraqueche, para definir as regras operacionais do Acordo de Bonn e do Protocolo de Quioto, aparentemente, conseguiram atingir os objetivos a que se propuseram. Os Acordos de Marraqueche, não apenas unificaram as posições dos países em relação às questões mais polêmicas, detalhando regras e procedimentos importantes para a implementação do Protocolo de Quioto, mas também definiram as regras operacionais para o Uso da Terra, Mudanças no Uso da Terra e Florestas, para os mecanismos de flexibilização⁴⁸, para o estabelecimento do sistema nacional para elaboração do inventário de emissões, para as informações adicionais à Convenção e para o processo de revisão das comunicações nacionais (ROCHA, M.T., 2001).

O tema da fungibilidade⁴⁹ foi incorporado aos Acordos e os créditos de carbono conferidos aos mecanismos de flexibilização terão a mesma base de cálculo para todos países, sendo cada unidade igual à tonelada métrica equivalente de dióxido de carbono a partir do potencial global de aquecimento. Este é um aspecto importante porque ao promover uma maior liquidez ao mercado de carbono o torna muito mais dinâmico e efetivo. Em relação ao regime de compromisso⁵⁰, esse Acordo determinou que o não cumprimento implicará a impossibilidade de participação da Parte no mercado⁵¹ de carbono. Conforme observado por Oliveira, A.S e Ribeiro, L.S., “trata-se de um instrumento inédito no Direito Internacional, pois pela primeira

⁴⁷ Os países do *Umbrella Group* são: Japão, Austrália, Nova Zelândia e Canadá

⁴⁸ Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), Implementação Conjunta (IJ) e Comércio de Emissões (CE).

⁴⁹ Fungibilidade refere-se basicamente à definição de uma moeda de troca unificada, aplicada às unidades de carbono que farão parte dos mecanismos flexíveis. (OLIVEIRA, A.S e RIBEIRO, L.S., 2001, p. 6)

⁵⁰ Um conjunto de regras e procedimentos orientados para verificar a implementação dos compromissos assumidos pelo Protocolo de Quioto.

⁵¹ Rocha ressalta que esse regime só irá ocorrer na 1ª Conferência das Partes *após* o Protocolo de Quioto entrar em vigor.

vez vislumbra-se a possibilidade de um Comitê Internacional aplicar sanções com conseqüências juridicamente vinculantes a países que venham a descumprir os compromissos assumidos internacionalmente”(idem, p.8).

Transferências de créditos oriundos de florestas e agricultura poderão ser realizadas em períodos de compromisso futuros. Há limites, porém, para as quantidades a serem transferidas. Créditos gerados através de MDL e IC terão limites máximos de transferência, já as transferências de AAUs, CERs, ERUs e ERMU⁵² não terão quaisquer limites, entre os países do Anexo I. Merece destaque, na 7ª COP, o Acordo firmado com o objetivo de criar novos Fundos para Adaptação e Mitigação para atender às necessidades dos países mais vulneráveis às mudanças climáticas e a decisão de manter o Fundo criado em Bonn, no valor de US\$ 410 milhões por ano até 2005, com revisão prevista para 2008.

Uma decisão fundamental da COP 7 foi a eleição do Conselho Executivo do MDL, que é a instância responsável:

- a) pelo desenvolvimento e recomendação sobre procedimentos e modalidades simplificadas para os pequenos projetos candidatos ao MDL;
- b) pelo credenciamento e autorização das Entidades Operacionais(EO) junto ao Conselho, que serão responsáveis pela validação das atividades dos projetos candidatos ao MDL, assim como pela verificação e certificação das emissões antropogênicas reduzidas pelos projetos validados;
- c) aprovar as metodologias para a determinação da linha de base e monitoramento dos projetos e/ou revisar outras propostas metodológicas apresentadas por projetos específicos, que devem ser analisadas e aprovadas antes do registro desses projetos.

Outras decisões adotadas na COP 7 se referem às regras operacionais necessárias ao desenvolvimento do MDL, às metodologias para estabelecer a linha de base e monitoramento dos projetos e o estabelecimento do ciclo das atividades dos projetos candidatos ao MDL.

Nesse sentido, destacam-se as definições relacionadas com a designação da Autoridade Nacional Designada(AND) que será responsável por confirmar se as atividades de um projeto candidato ao MDL contribui para o desenvolvimento sustentável, com base nos critérios estabelecidos pelo país hospedeiro do projeto. Desse modo, antes de credenciar o projeto a

⁵² **AAU** (*Assigned Amount Unit*) unidade referente às modalidades para contabilizar as quantidades de emissões que são atribuídas aos países do Anexo I; **CER** (*Certified Emission Reduction*), redução certificada de emissões, referente ao artigo 12 do Protocolo de Quioto; **ERU** (*Emission Reduction Unit*), unidade de redução das emissões, referente ao artigo 6 do Protocolo de Quioto que permite a comercialização entre as partes do Anexo I; **RMU** (*Removal Unit*) unidade referente às atividades de sumidouro nos mecanismos.

Entidade Operacional deverá receber dos proponentes do projeto uma aprovação escrita da Autoridade Nacional e só então poderá submeter o projeto ao Conselho Executivo do MDL para o registro do projeto.

Quanto às metodologias elas devem estar de acordo com o que for aprovado pelo Conselho Executivo. Caso a Entidade Operacional considere necessário apresentar outra metodologia, antes do registro, a metodologia deve ser encaminhada ao Conselho Executivo para revisão e, se for o caso, sua aprovação. De qualquer modo o registro, que é a aceitação do projeto pelo Conselho Executivo do MDL, é pré-requisito para a verificação, certificação e emissão de Reduções Certificadas de Emissões - RCEs. Além disso, as atividades de um projeto só serão consideradas adicionais se, com base na metodologia adotada e aceita pelo Conselho Executivo, demonstrarem que as emissões antropogênicas dos GEE serão inferiores às que ocorreriam na ausência do projeto devidamente registrado.

São muito importantes as recomendações relativas à aplicação de modalidades e procedimentos simplificados para os pequenos projetos candidatos ao MDL definidos como:

- a) projetos de energia renovável com capacidade instalada até 15MW;
- b) projetos de eficiência energética, que reduzam o consumo na demanda ou oferta de energia, até o equivalente a 15GWh/ano;
- c) outras atividades de projetos que, reduzam as emissões antropogênicas e emitam, por ano, menos que 15kt de CO₂ equivalente, simultaneamente.

Os projetos serão elegíveis para o MDL se forem submetidos para registro até 31 de dezembro de 2005, porém os seus créditos podem ser retroativamente contabilizados, a partir do ano 2000.

A COP 7 indicou que as abordagens para a definição da linha de base⁵³ dos projetos devem ser definidas de forma transparente com relação às metodologias, parâmetros, fontes de dados, fatores e adicionalidades, determinadas especificamente para cada projeto⁵⁴. Deve levar em conta políticas e circunstâncias setoriais relevantes, disponibilidade de combustível local, planos de expansão do setor energético e a situação econômica no setor do projeto (Oliveira e

⁵³ Sobre definição de Linha de Base ver sub-item 5.2 do capítulo 5.

⁵⁴ Sobre o estabelecimento de linha de base específica por projeto ressalta-se que embora seja uma recomendação baseada, muito provavelmente, na experiência dos países, defende-se no âmbito dessa dissertação a definição de linha de base padronizada para situações onde a definição de linha de base por projeto além de se mostrar onerosa não é capaz de refletir as condições através das quais as emissões de GEEs são verificadas. As justificativas sobre a alternativa de estabelecer linha de base não específicas, (multi-projetos /benchmarks) por projetos para o SIN, serão descritas com mais detalhes em parte posterior do presente trabalho.

Ribeiro, 2002). Se as atividades de um projeto candidato ao MDL prejudicar o nível de outras atividades externas ao projeto, a linha de base deve refletir este contexto, impedindo que tais atividades sejam beneficiadas com Reduções Certificadas de Emissões – RCEs.

A linha de base deve ser calculada, considerando entre as opções abaixo, a que for mais adequada para as atividades do projeto, levando em conta as orientações do Conselho Executivo:

- emissões históricas ou atuais existentes;
- emissões provenientes do uso de tecnologias que se apresentem economicamente atrativas, considerando as barreiras ao investimento;
- a melhor tecnologia disponível, ou seja, a média das emissões de atividades de projetos similares, considerando os 5 anos anteriores e a similaridade social, econômica, ambiental e tecnológica existente entre as características, parâmetros, fatores, etc, dos projetos que referenciaram a linha de base e o projeto candidato ao MDL.

Observa-se que os proponentes de um projeto candidato ao MDL poderão desenvolver uma nova metodologia, porém deverá ser previamente submetida à aprovação do Conselho Executivo.

Em termos do período para geração de créditos os proponentes dos projetos devem escolher entre um período máximo de sete anos que poderão ser renovados por duas vezes, neste caso com a revisão da linha de base, se a Entidade Operacional recomendar ao Conselho Executivo do MDL, ou por 10 anos, sem opção de renovação (Oliveira e Ribeiro, 2002).

Além disso outras definições importantes foram adotadas, a exemplo de vazamento (leakage), sendo considerado como tal a variação líquida das emissões de GEE que ocorre fora dos limites do projeto, porém está associada com as atividades do projeto candidato ao MDL, as regras sobre os planos de monitoramento do projeto, incluindo coleta e arquivamento de dados relacionados com a mensuração das emissões antropogênicas, durante o período de geração de RCEs, dados utilizados para a determinação da linha de base, dados utilizados para a identificação das fontes e do cálculo dos vazamentos e procedimentos para o cálculo periódico das reduções das emissões e dos efeitos dos vazamentos. (Oliveira, A.S e Ribeiro, L.S., 2002).

Em abril de 2002 o Comitê Executivo definiu o ciclo de atividade de um projeto elegível como MDL, composto por 5 etapas principais, a saber:

- Desenho do projeto

- Validação /Registro
- Monitoramento
- Verificação/Certificação
- Emissão das CERs

Desenho do Projeto: deve ser elaborado de acordo com as recomendações propostas no Apêndice B dos Acordos de Marraqueche, constituindo-se basicamente dos seguintes tópicos:

- Descrição do Projeto, compreendendo o objetivo do projeto, aspectos técnicos do projeto, incluindo qual a tecnologia que será empregada e se haverá processo de transferência tecnológica e uma descrição e justificativa dos limites do projeto;
- Descrição da metodologia da Linha de Base de acordo com o anexo sobre modalidades e procedimentos para o MDL, consistindo na aplicação de uma metodologia aprovada ou no desenvolvimento de uma nova metodologia. No primeiro caso, exige-se a identificação de qual metodologia aprovada foi selecionada e uma descrição de como a metodologia aprovada será aplicada no contexto do projeto. Caso esteja sendo proposta uma nova metodologia é necessário descrevê-la, justificar a escolha, incluindo uma avaliação de vantagens e desvantagens da metodologia. É requerida uma descrição dos parâmetros chave, fonte dos dados e pressupostos usados para estimar a linha de base, avaliando as incertezas associadas ao método. Recomenda-se ainda tecer considerações sobre como as circunstâncias políticas e setoriais foram consideradas, explanando como a linha de base foi definida de maneira transparente e conservadora;
- Declaração do ciclo de vida útil do projeto e como o período de crédito foi selecionado;
- Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por recurso, serão reduzidas abaixo do que ocorreria na ausência das atividades do projeto elegível como MDL;
- Impactos ambientais: documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo impactos foras das fronteiras do projeto. Se os impactos forem considerados relevantes pelos proponentes do projeto ou pela autoridade nacional do país hospedeiro, são requeridas todas conclusões e documentação de suporte sobre a avaliação dos impactos que tenha sido empreendida de acordo com os procedimentos do país hospedeiro;
- Informações sobre as fontes de recursos públicos de atividades de projetos de países incluídos no Anexo I deverá conter uma afirmação de que o fundo não resulta de desvio de assistência oficial e é separada e não é contabilizada para obrigações financeiras das Partes;

- Comentários sobre Parceiros, incluindo uma descrição do processo, sumário dos comentários recebidos e um relatório sobre como foram considerados os comentários recebidos;
- Plano de Monitoramento: a) identificação dos dados necessários e dados qualitativos sobre a precisão, comparabilidade, inteireza e validade, b) metodologia utilizada para a coleta de dados e monitoramento, incluindo as previsões sobre qualidade da segurança e do controle do monitoramento, coleta e relatórios, c) em caso de um nova metodologia de monitoramento é necessárioo descrever a metdologia, incluindo avaliação sobre pontos fracos e fortes e se foi ou não aplicada em algum lugar com sucesso;
- Apresentação do Memorial de Cálculo : a) descrição das fórmulas usadas para calcular e estimar as emissões de GEEs antropogênicas por fonte de recurso das atividades dentro dos limites do projeto, b) descrição das fórmulas para calcular possíveis vazamentos, definidos como mudanças líquidas nas emissões antropogênicas dos GEEs por fonte de recurso que ocorram fora dos limites das atividades do projetos e que sejam mensuráveis e atribuíveis às atividades do projeto de MDL, c) a soma de **a** e **b** representam as emissões atribuíveis ao projeto de MDL, d) descrição das fórmulas de cálculo das emissões antropogênicas dos GEEs associadas à linha de base do projeto e a vazamentos, se existirem na linha de base, e) a diferença entre as emissões associadas ao projeto e aquelas associadas à linha de base representa a redução das emissões antropogênicas vinculadas às atividades do projeto elegível como MDL.

Validação e Registro: nesta etapa envolvem-se a Entidade Proponente (EP) e a Entidade Operacional (EO) designada pelo Comitê Executivo para realizar o processo de análise e validação e posterior registro do projeto. Cabe à Entidade Operacional, devidamente credenciada pelo Comitê Executivo do MDL, validar através de um processo independente, o projeto apresentado pelos proponentes. O projeto, no entanto, precisa ser submetido à Autoridade Nacional Designada (AND) para que este seja julgado sob a ótica dos critérios nacionais de elegibilidade, que em última instância, definem o enquadramento do projeto como capaz de contribuir para o desenvolvimento sustentável⁵⁵ do país hospedeiro. Só após a

⁵⁵ Essa questão vem sendo discutida em nível nacional, através dos ministérios de Meio Ambiente e Ciência e Tecnologia, por Universidades, pelo PNUD e outras instituições privadas interessadas no tema. Recentemente a COPPE/UFRJ apresentou para discussão os critérios que considera fundamentais e compatíveis com o conceito de desenvolvimento sustentável. Esta proposta foi elaborada no âmbito de uma cooperação da COPPE com o MMA. Ainda não existe uma definição dos critérios que serão finalmente adotados pela Autoridade nacional do Brasil.

aprovação pela Autoridade Nacional Designada o projeto segue o seu processo de registro junto ao Comitê Executivo.

Monitoramento: os proponentes devem incluir como parte da concepção do projeto um plano de monitoramento, conforme condições e dados acima descritos, sob o título **Plano de Monitoramento**. Destaca-se que para pequenos projetos definidos conforme critérios recomendados no acordo de Marraqueche, os projetos participantes poderão usar procedimentos e modalidades simplificados. As revisões, se necessárias, devem ser justificadas pelo projeto participante e devem ser submetidas para validação da Entidade Operacional. A implementação do plano de monitoramento registrado, será condição para a verificação, certificação e emissão dos CERs.

Verificação e Certificação: a primeira é uma revisão independente periódica determinada, *ex post*, pela Entidade Operacional das reduções das emissões dos GEEs antropogênicos monitoradas e que tenham ocorrido como resultado das atividades do projeto registrado. A certificação é uma garantia emitida por escrito pela Entidade Operacional designada, atestando que durante o período específico as atividades do projeto atingiram as reduções das emissões dos GEEs que não teriam ocorrido na ausência das atividades do projeto. isto deve ser informado aos participantes do projeto, países envolvidos e ao comitê Executivo do MDL, que com base nesta certificação escrita imediatamente faz o encerramento do processo de certificação, tornando esta certificação publicamente disponível.

Reduções Certificadas de Emissões (RCEs)

O relatório de certificação é um pré-requisito para a emissão pelo Conselho Executivo de CERs igual ao montante de emissões reduzidas de GEEs antropogênicos verificadas. A emissão deve ser finalizada 15 dias depois do recebimento da solicitação de emissão, a não ser que o País envolvido nas atividades do projeto ou pelo menos três membros do Comitê Executivo requeiram uma revisão do projeto proposto para MDL. A revisão deve ser limitada a questões que envolvam fraude, malversação ou incompetência da Entidade Operacional designada, devendo a questão ser conduzida pelo Comitê Executivo para verificar o mérito dos questionamentos e dentro de 30 dias deve completar a execução da decisão. O Comitê Executivo deve informar aos participantes do projeto os resultados da revisão e tornar público a

decisão a respeito da aprovação da proposta de emissão dos CERs e as razões da decisão adotada.⁵⁶

Atualmente no Brasil existem projetos que estão sendo implementados e certamente, pelas características que possuem, irão requerer o enquadramento como beneficiários do MDL. Porém ainda permanecem indefinidas muitas questões relacionadas com os critérios de elegibilidade dos projetos e que são fundamentais para que investidores e demais interessados no tema possam visualizar regras mais claras e coerentes com os objetivos do MDL. Para alguns setores, somam-se à questão das indefinições dos critérios de elegibilidade, os custos elevados de transação associados à formatação dos projetos, sobretudo no que se refere aos custos para a construção de linhas de base específicas e elaboração dos planos de monitoramento.

Para os pequenos projetos⁵⁷ a decisão sobre a padronização das linha de base e procedimentos e modalidades simplificadas para os planos de monitoramento reduziram substancialmente as dificuldades para a implementação desse tipo de projeto. Com isso elevou-se a potencialidade de recursos direcionados para os pequenos projetos, sobretudo em países cujas regras de participação nesse novo mercado estejam em estágio mais avançado de definição.

A expectativa é que em 2003 as transações envolvendo a compra e a venda das RECs sejam intensificadas, os pequenos projetos ganhem espaço nesse mercado, pelo menos em termos quantitativos e os países cujas linhas de base apresentem um perfil mais emissor sejam mais beneficiados, em termos de valor das transações envolvidas. Considera-se, no entanto, importante para o Brasil participar desse mercado, não apenas em função de eventuais ganhos com os CERs decorrentes da implementação de projetos elegíveis como MDL, mas também pela real possibilidade de vir a se inserir competitivamente no mercado, buscando auferir ganhos em termos de transferência tecnológica, capacitação, ampliação dos programas de uso racional de energia e das fontes alternativas de energia.

Resumidamente o ciclo do projeto no âmbito do MDL deve cumprir as etapas a seguir descritas, envolvendo os seguintes agentes:

⁵⁶Sobre os procedimentos de emissão dos CERs pelo Comitê Executivo, ver Apêndice D – MDL Registro de Requerimentos, Acordo de Marraqueche, capítulo 3 – Modalidades e Procedimentos para o MDL como definido no art. 12 do Protocolo de Quioto, Decisão-/ CP.7 (artigo 12)

Tabela 2.2 – Etapas e agentes de um projeto MDL

Etapa	Agente
1 – Preparação do Projeto	Propositores do projeto
2 – Validação	Entidade Operacional Designada (EOD)
3 – Registro*	Conselho Executivo
4 – Monitoramento	Propositores do projeto
5 – Verificação/Certificação	Entidade Operacional Designada
6 – Emissão CER	Conselho Executivo

* O pedido de registro precisa incluir uma aprovação da Autoridade Nacional Designada (AND)

Fonte: elaboração própria

As expectativas pós Marraqueche

Apesar dos avanços que os Acordos de Marraqueche representaram, as avaliações sobre o tamanho do mercado internacional de carbono são extremamente incertas, sobretudo, em relação ao volume de recursos que serão envolvidos nas transações e movimentações financeiras de compra e venda dos CERs. As expectativas variam desde previsões bastante otimistas, estimando cifras entre US\$ 8 e 12 bilhões ao ano, até a julgamentos mais pessimistas que consideram que os Acordos de Marraqueche não permitirão a criação de um mercado de internacional de carbono. Entre esses dois extremos, encontram-se avaliações mais realistas, que consideram esse mercado apenas como um potencial a ser gerado e que só poderá ser avaliado depois que as nações envolvidas definirem suas regulamentações internas para atingir suas metas quantificadas de redução das emissões.

Segundo os analistas mais céticos, o pessimismo em relação a esse mercado se justifica, pois os países europeus atingiriam suas metas de redução apenas com as atividades internas, a Federação Russa tem bastante *hot air* para vender, mas não tem um grande comprador (já que os Estados Unidos estão fora do Protocolo) e os países como o Canadá, Japão e Austrália utilizarão, ao máximo, os seus sumidouros.

De qualquer modo, e independentemente de quem tem razão, pelo menos um ponto é de fundamental importância: os Acordos contribuem para acelerar o início de projetos elegíveis como MDL, viabilizando investimentos de curto prazo em países em desenvolvimento e a transferência de tecnologias limpas e sustentáveis. Além disso, politicamente, destaca-se a declaração enviada à Rio +10 em Joanesburgo, enfatizando a estreita relação que se observa entre desenvolvimento sustentável e mudança do clima, reafirmando a prioridade da erradicação da pobreza nos países em desenvolvimento e a

⁵⁷ Conforme critérios recomendados pelos Acordos de Marraqueche.

proposta brasileira recomendando que 10% da energia consumida em todo o mundo fosse gerada através de fontes alternativas de energia. Embora essa proposta não tenha sido aprovada pela Conferência de Joanesburgo, o fato de ter sido encaminhada revela que há espaço para que novos avanços nessa direção venham a ser concretizados no futuro.

3. PRODUÇÃO E USO DE ENERGIA E EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Este capítulo apresenta um panorama da produção e consumo mundial de energia, apontando as tendências de evolução desses dois agregados, nas próximas décadas. Descreve, sumariamente, quais as principais fontes de energia que estão sendo exploradas e que se constituem na plataforma energética mundial, a distribuição dessas fontes entre os países e regiões no planeta e como e onde a energia está sendo consumida. Nesse contexto, avalia as atuais emissões dos GEE e as projeções realizadas pelas agências internacionais, em face aos cenários elaborados de crescimento da produção e uso da energia. À luz dos resultados do Balanço Energético Nacional – BEN, 2001, discute a evolução recente da oferta interna de energia primária, os usos finais da energia ofertada e as perspectivas sobre a configuração da futura da matriz energética nacional. Finalmente, com base no inventário nacional, recentemente divulgado e em estudos mais recentes sobre a emissões dos GEE no Brasil, faz uma análise do quadro atual, explorando possíveis tendências de emissões, sobretudo aquelas associadas ao setor elétrico nacional.

3.1. Panorama Mundial

Desde o início do século XIX, o consumo mundial de energia primária vem crescendo a uma taxa média de 2% ao ano, acelerando-se entre 1950 e 1970, quando registrou um crescimento médio anual de 4,5%. Ao lado desse crescimento quantitativo operou-se também transformações importantes no modo como a energia passou a ser utilizada. Com efeito, os usos térmicos que predominavam na sociedade pré-industrial dão lugar aos usos mecânicos e novas formas de energia surgiram, como a hidreletricidade, a energia nuclear e o gás natural e passaram a integrar, junto com o carvão e o petróleo, a matriz energética mundial.

Além disso, com o advento da revolução industrial, alterou-se, substancialmente, a participação do consumo entre as regiões no mundo: A Ásia e parte das regiões hoje consideradas como “em desenvolvimento”, que consumiam mais da metade da produção mundial, no século XIX, deram lugar a Europa e Estados Unidos, que já no início do século XX, absorviam mais de 75% da produção mundial de energia.(Martin, J.M.)

O século XX, sobretudo a partir da segunda metade, foi marcado pelo crescimento econômico e pela rápida industrialização de algumas nações, pela urbanização acelerada e

pela demanda crescente dos meios de transporte para viabilizar a movimentação das mercadorias e das pessoas. Todo esse processo foi realizado com base em padrões intensivos em energia, só parcialmente interrompido com a crise do petróleo, na década de 70. Desde então, os países em desenvolvimento passaram a ter no acesso à energia, que se tornara abundante e barata para os países, entre 1950 e 1970, um fator de progresso ou de limitação do seu processo de desenvolvimento.

Por outro lado, o problema energético assumiu uma nova dimensão na medida que “o uso da energia, seja através de combustíveis fósseis ou nuclear, ou através da exploração em grande escala da hidreletricidade ou ainda de recursos da biomassa provoca os mais severos impactos ambientais tanto em nações em desenvolvimento como naquelas industrializadas” (Jannuzzi, G. M & Swisher, J. N, 1997). Atualmente, não restam dúvidas, que a produção e o uso da energia tem participação significativa nos principais problemas ambientais, cujos impactos são registrados em toda a cadeia produtiva da energia, desde a captura dos recursos naturais básicos até o seu uso final. Poluição urbana, chuva ácida, mudanças climáticas, degradação marinha e costeira, perdas de áreas agricultáveis, florestas e desertificação são alguns dos principais problemas que estão associados à produção e uso da energia (Reis, L. B. e Silveira, S., 2000).

Apesar do importante papel que desempenha para a vida das pessoas e pela decisiva contribuição que empresta para que os países e regiões possam reduzir suas disparidades econômicas e sociais, o acesso à energia, largamente utilizado como medida para avaliar o grau de desenvolvimento dos países, não tem na atualidade o mesmo significado que teve no passado (La Rovere, E., 1992). Crescentemente, as pessoas individualmente e a sociedade, nos seus diferentes níveis de organização social e política, aceitam a idéia de que é possível atingir níveis de desenvolvimento comparáveis entre si, sem que, necessariamente, quantidades semelhantes de energia sejam utilizadas. Ou seja, o uso eficiente de forma renováveis de energia passa a desempenhar um papel tão ou mais importante para o desenvolvimento quanto a elevação pura e simples das quantidades ofertadas de energia. Isto significa dizer, que uma nova opção estratégica baseada no uso eficiente das fontes renováveis de energia, além de democratizar o acesso à energia, trabalha no sentido de que o desenvolvimento seja alcançado sem colocar em risco os ecossistemas naturais e humanos.

No entanto, ainda prevalece uma forte estrutura de produção e consumo da energia baseada nos combustíveis fósseis. Conforme se pode verificar na figura 3.1, a produção mundial de energia primária, não apenas continuou crescendo durante os anos 90, mas,

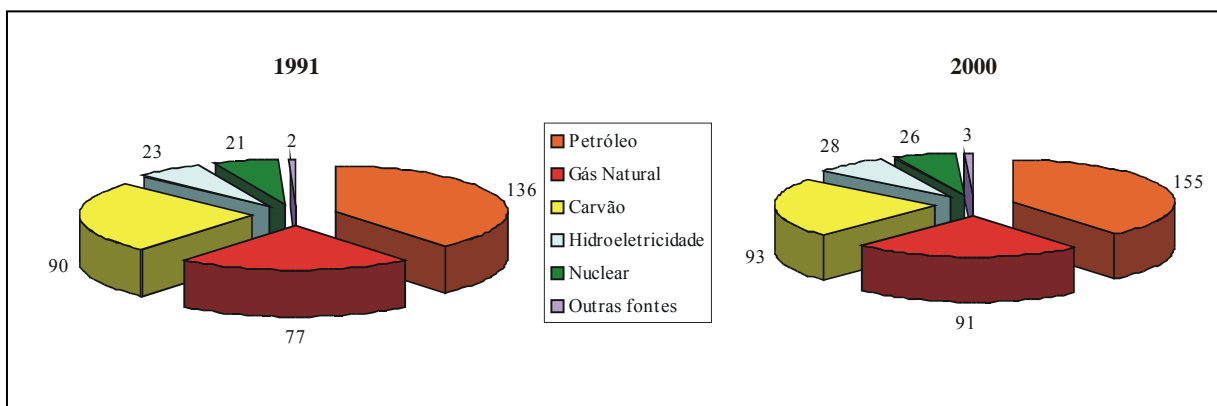
sobretudo, este crescimento foi baseado na elevação da geração e do consumo das fontes fósseis de energia, em particular, do petróleo e seus derivados. Em 2000, a oferta mundial de energia primária totalizou $397 \cdot 10^{15}$ BTU, registrando um crescimento médio anual de 1,4% em relação a 1991. Neste último ano, a oferta de energia primária total foi de $351 \cdot 10^{15}$ BTU. O petróleo e o gás natural líquido, permaneceram como os principais recursos energéticos utilizados no mundo, participando com 39% do total, seguidos do carvão, com 23,3% e do gás natural seco, com 22,9%. As fontes de energia hidráulica, nuclear e outras fontes renováveis não convencionais contribuíram com 6,9%, 6,5% e 0,8%, respectivamente. É importante notar que, segundo o IEA (International Energy Annual, 2000)⁵⁸, a continuação desse perfil da matriz energética mundial tende a se reproduzir ao longo das próximas duas décadas.

Tabela 3.1 – Produção mundial de Energia primária 1991-2000 BTU 10^{15}

Fonte de Energia	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Petróleo	136	137	137	138	141	144	149	152	150	155
Gás Natural	77	77	77	79	80	84	84	86	88	91
Carvão	90	90	88	89	92	93	96	94	93	93
Hidroeletricidade	23	23	24	24	26	26	27	27	27	28
Nuclear	21	21	22	23	23	24	24	24	25	26
Outras fontes	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Total da oferta primária	351	352	353	360	367	377	384	388	388	397

Fonte: elaboração própria a partir das informações divulgadas pelo International Energy Annual, 2000

Figura 3.1 – Produção mundial de energia primária – 1991 e 2000 BTU 10^{15}



Fonte: elaboração própria a partir das informações divulgadas pelo International Energy Annual, 2000

Em 2000, os Estados Unidos, a China, a Rússia, o Japão e a Alemanha foram os cinco maiores consumidores de energia primária do mundo, contabilizando 50,1% do total. Eles foram seguidos do Canadá, Índia, França, Reino Unido e Brasil que juntos somaram mais

⁵⁸ As informações do International Energy Annual, 2000 encontram-se disponibilizadas no website www.eia.doe.gov.

14% da energia consumida em nível mundial. Ressalta-se que Estados Unidos consumiu sozinho quase 100×10^{15} BTU, mais que duas vezes e meia o consumo da China, segundo maior consumidor mundial, com $36,7 \times 10^{15}$ BTU.

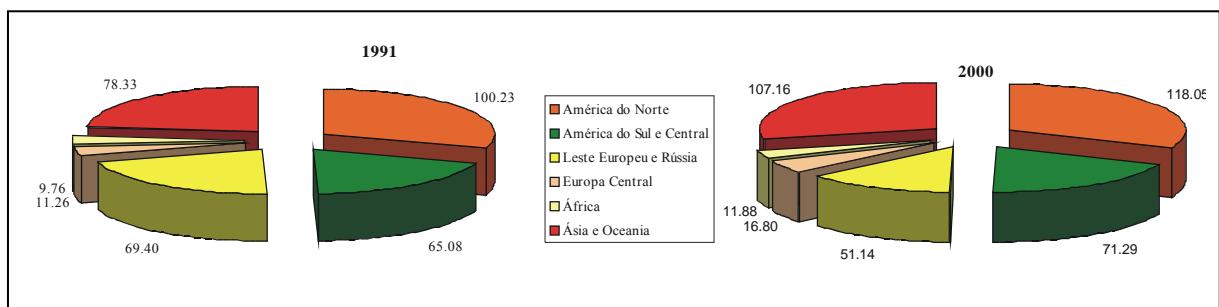
Considerando o consumo por região, a América do Norte é responsável por 30% de toda a energia consumida no mundo, seguida da Ásia e Oceania com 27%. Todas as demais regiões consomem juntas 38%. Entre 1991 e 2000 a América do Norte praticamente manteve a sua participação que era de 29% e a Ásia e a Oceania ampliaram essa participação em 5 pontos percentuais, que em 1991 era de 22%. O Leste Europeu juntamente com a Rússia reduziram significativamente o consumo, perdendo quase 18,5 pontos percentuais entre 1991 e 2000. Um resultado esperado, em face a enorme recessão econômica que o conjunto dessas economias sofreram ao longo desta última década. Na tabela 3.2 os valores do consumo regional, ao longo da última década.

Tabela 3.2 – Consumo Mundial de Energia – 1991-2000 BTU 10^{15}

Região	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
América do Norte	100,23	101,63	103,94	106,31	108,05	111,64	112,41	112,80	115,58	118,05
América do Sul e Central	65,08	64,23	64,63	64,69	66,67	68,49	68,96	70,37	70,32	71,29
Leste Europeu e Rússia	69,40	65,16	60,75	54,66	53,20	52,47	49,78	48,76	50,08	51,14
Europa Central	11,26	12,06	12,77	13,41	13,97	14,65	15,50	16,08	16,37	16,80
África	9,76	9,91	10,05	10,25	10,73	10,78	11,57	11,84	11,68	11,88
Ásia e Oceania	78,33	81,61	86,73	92,24	97,67	100,84	104,09	102,99	105,48	107,16
Total	349,14	349,96	354,98	358,43	367,99	377,42	381,77	383,12	389,89	397,40

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do IEA, 2000

Figura 3.2 – Consumo mundial de energia por continente – 1991 e 2000 BTU 10^{15}



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do IEA, 2000

A última projeção da IEA (International Annual Agency/WEO), para 2020 assume como cenário de referência uma taxa de crescimento da economia mundial maior que 3% ao ano, muito próxima à taxa observada na última década. O cenário assume também que os preços dos combustíveis fósseis permanecerão inalterados ao longo dos próximos 10 anos, com os preços do óleo e do gás crescendo depois de 2010, em resposta as pressões que deverão ocorrer pelo lado da demanda por esses energéticos. O

cenário de referência considera ainda a introdução de novas políticas e medidas adotadas pelos países da OCDE, muitas das quais relacionadas com os compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto. O cenário não inclui possíveis, potenciais ou prováveis futuras iniciativas políticas.

De acordo com essas projeções a expectativa é que o uso da energia no mundo e as emissões associadas continuarão a crescer, e os combustíveis fósseis contabilizarão mais de 90% do mix da energia primária mundial, em 2020, levemente superior à participação registrada em 1997. A participação das diferentes regiões na demanda mundial de energia mudará significativamente, com a participação dos países da OCDE declinando em favor dos países em desenvolvimento.

Apesar das políticas e medidas previstas para serem adotadas pelos países da OCDE, levando-se em conta o cenário de referência, as emissões de CO₂ relacionadas com a produção de energia serão significativamente maiores que aquelas acordadas sob o Protocolo de Quioto. Os países em desenvolvimento serão responsáveis por quase um terço do incremento total das emissões de CO₂.

A demanda de energia primária mundial crescerá 57% entre 1997 e 2020, registrando uma taxa média anual de 2%, no período. A intensidade energética, medida pela demanda de energia primária por unidade de produto (PIB), deverá ser reduzida, no período da projeção, de 1,1% ao ano, igual à taxa histórica que vem sendo registrada desde 1971.

O petróleo permanecerá como principal recurso e será responsável por 40% do mix energético em 2020, participação quase idêntica à atual, com taxa de crescimento anual de 1,9%, em todo o período de projeção. A demanda de petróleo projetada para 2020 deverá ficar próxima a 115 milhões de barris/dia, crescendo significativamente em relação a 1997, ano em que foi registrada uma demanda de 77 milhões de barris/dia. A expectativa é que a produção física de petróleo seja suficiente para atender à demanda até 2020. Segundo as análises desenvolvidas pelo IEA, apesar da indústria do petróleo já se encontrar numa fase madura, em alguns países e regiões, a base do recurso no mundo não será um fator de restrição. Considera-se, no entanto, que para colocar esse recurso no mercado será necessário realizar altos investimentos de capital, em particular nos países do Oriente Médio, que formam a OPEP. Isto é compatível com a perspectiva de crescimento do preço do petróleo a partir do segundo período da projeção (2010). Além disso, a concentração da produção de petróleo em um pequeno grupo de países, também deverá resultar numa tendência de elevação da dependência de importação de petróleo das maiores regiões consumidoras.

O gás natural é o recurso que registrará o segundo maior crescimento no mix global da energia. O crescimento da produção do gás, de acordo com as projeções, será de 2,7% ao ano durante o período, e a sua participação na demanda primária de energia crescerá dos atuais 22% para 26%, em 2020. A maior parte desse crescimento será realizado em detrimento da energia nuclear e do carvão.

A expectativa é que o uso do gás ultrapasse o consumo do carvão, em 2010. As novas plantas serão responsáveis pela maioria da demanda incremental do gás. Avanços tecnológicos das turbinas a gás em ciclo combinado estão mudando a economicidade da geração em favor do gás. Aponta-se também as qualidades do gás, do ponto de vista ambiental, em função do menor conteúdo de carbono e outros poluentes, na comparação com o petróleo e o carvão. As reservas de gás natural no mundo, segundo os analistas, são mais que suficientes para atender a demanda projetada, que é prevista crescer 86% durante todo o período da projeção.

Como as reservas de gás natural existentes nem sempre se localizam próximas aos centros de consumo, o custo com o transporte será um aspecto chave para a expansão do consumo do gás e já é a maior fonte de incerteza a respeito da perspectiva do gás. Os gasodutos permanecerão sendo o principal meio de transporte do gás do Norte da África, Rússia e da região do Cáspio para os crescentes mercados da Europa, para o comércio com a América Latina e o Cone Sul e para a exportação do gás canadense para os Estados Unidos. O gás natural liquefeito, transportado principalmente do Leste da Ásia, deverá atender parte do crescimento do comércio internacional.

As projeções sobre o crescimento da demanda de carvão, de 1,7% ao ano, é menor que a esperada para a demanda total de energia primária, esperando-se ainda que ocorra um declínio lento da sua participação no mix energético, de 26%, registrado em 1997, para 24,5%, em 2020. Nos países da OCDE, todo o incremento previsto da demanda de carvão derivará das necessidades da geração de energia. A combinação do carvão com o gás em aplicações industriais e aquecimento residencial continuará a crescer. A China e a Índia, com amplas reservas de carvão e grande demanda de energia, contribuirão com mais de dois terços do crescimento da demanda de carvão no mundo, até 2020.

Depois de atingir o pico, por volta de 2010, prevê-se o declínio da produção da energia nuclear no fim do período. Estima-se uma queda na participação da energia nuclear no mix dos recursos energéticos dos 7% registrados em 1997 para 5% em 2020. A produção da energia nuclear aumentará apenas em poucos países, sobretudo na Ásia. Espera-se também a retirada de reatores dos países do OECD e, nas economias em transição, uma tendência de queda da produção de energia nuclear.

3.2. Emissões de CO₂ no Mundo⁵⁹

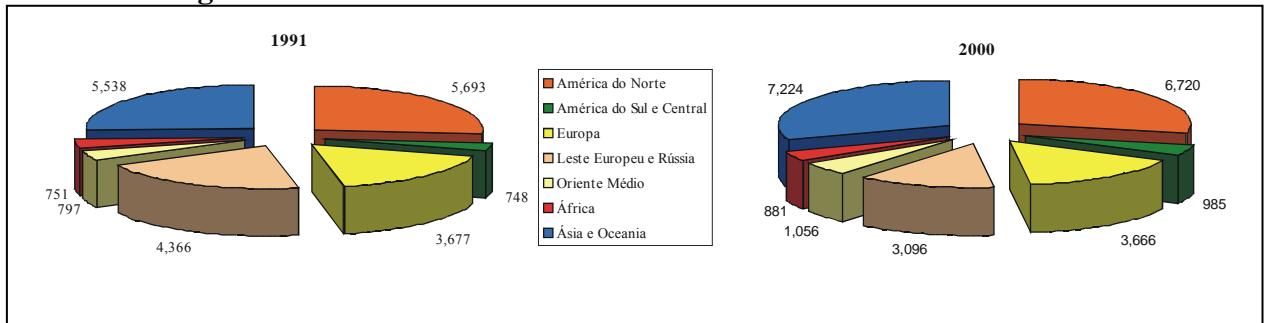
O total de emissões de dióxido de carbono (CO₂) no mundo resultante do consumo de petróleo, gás natural (inclusive a queima nos flaring) e carvão, cresceu de 21,5 bilhões em 1991 para 23,6 bilhões de toneladas em 2000, registrando uma média anual de crescimento no período de 1%. Os Estados Unidos, a China, o Japão, a Rússia e a Índia foram os cinco maiores emissores, respondendo por 52% do total das emissões mundiais. Incluindo a Alemanha, o Canadá, o Reino Unido, a Itália e a Coreia do Sul, esse percentual sobe para 64%. Os Estados Unidos é líder isolado em emissões de CO₂ no mundo, com 5,8 bilhões de toneladas em 2000, ou seja, sozinho emitiu 25% do total mundial. A China vem em segundo lugar, com 2,8 bilhões de toneladas, seguida pela Rússia, que emitiu em 2000, 1,6 bilhões de toneladas.

Tabela 3.3 – Emissões mundiais de dióxido de carbono – em milhões de toneladas

Região	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
América do Norte	5.693	5.784	5.898	6.022	6.059	6.276	6.394	6.445	6.541	6.720
América do Sul e Central	748	766	799	822	865	896	932	965	973	985
Europa	3.677	3.541	3.512	3.495	3.567	3.667	1.006	1.006	3.609	3.666
Leste Europeu e Rússia	4.366	4.122	3.792	3.352	3.218	3.158	2.957	2.895	3.022	3.096
Oriente Médio	797	820	858	894	921	950	999	1.015	1.032	1.056
África	751	754	782	791	828	822	874	902	873	881
Ásia e Oceania	5.538	5.775	6.138	6.491	6.819	7.015	7.165	7.022	7.132	7.224
Total	21.570	21.562	21.778	21.866	22.276	22.785	20.327	20.250	23.183	23.627

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do IEA, 2000

Figura 3.3 – Emissões mundiais de dióxido de carbono – 1991 e 2000



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do IEA, 2000

⁵⁹ Dados publicados pelo EIA/DOE. Site www.eia.doe.gov.

Em 2000, o petróleo continuou sendo a principal fonte de emissões de CO₂, com 42% do total. Entre 1991 e 2000 as emissões decorrentes do consumo de petróleo cresceram quase 9 %, passando de 9 bilhões de toneladas para quase 10 bilhões, em 2000. Os Estados Unidos contribuíram com a maior parcela dessas emissões, com 24% do total mundial, seguido do Japão, China, Rússia e Alemanha. Em 2000, estes 5 países foram responsáveis por 44% das emissões de dióxido de carbono resultante do consumo de petróleo.

O consumo de carvão é a segunda maior fonte de emissões de dióxido de carbono, contabilizando 37% do total. Em termos absolutos, as emissões totalizaram 8,8 bilhões, quase 7% superior ao total emitido em 1991 com 8 bilhões de toneladas. A China e os Estados Unidos são os países que mais emitiram dióxido de carbono pelo consumo de carvão, responsáveis por 49% do total. Somando-se com as emissões da Índia, Rússia e Japão esse percentual eleva-se para 66% do total mundial.

O consumo e a queima do gás natural foi responsável por 21% das emissões de dióxido de carbono, em 2000, passando de 4,4 bilhões de toneladas em 1991 para 4,8 bilhões em 2000, com crescimento de 16% no período. Mais uma vez os Estados Unidos lideraram o volume de emissões, que junto com a Rússia somaram 40% das emissões mundiais. O Reino Unido, Canadá e Alemanha foram responsáveis por mais 11% do total. Estes 5 países emitiram juntos em 2000, 51% das emissões de dióxido de carbono resultante do consumo e queima do gás natural.

3.3. Panorama Nacional

A matriz energética nacional embora venha alterando o perfil da composição das fontes de energia na oferta primária, nos últimos quinze anos, ainda se caracteriza pela forte predominância da contribuição das fontes renováveis no total da oferta primária⁶⁰. Com efeito, em 2000, o conjunto das fontes renováveis, com $146.256 \cdot 10^3$ tep, representaram 57% do total, enquanto que as fontes não renováveis foram responsáveis por 43%. A hidráulica/eletricidade registrou o melhor desempenho, com crescimento da sua participação em 7 pontos percentuais. Em termos absolutos, passou de $52.284 \cdot 10^3$ tep em 1985 para $101.498 \cdot 10^3$ tep em 2000. No conjunto, entretanto, a energia renovável perdeu participação, caindo de quase 63%, em 1985 para 58%, em 2000. Quem mais perdeu foi a lenha, quase 11

⁶⁰ Utilizando o fator de 0,29tep/MWh, que reflete o consumo médio de óleo combustível em kcal/kWh nas térmicas brasileiras, com eficiência de 27,5%, (3.132 kcal/kWh) e o poder calorífico do petróleo (10.800 kcal/kg).

pontos, reduzindo sua participação na matriz energética de 19% em 1985 para 8% em 2000, e o bagaço de cana com 2 pontos percentuais. A participação das outras fontes renováveis embora tenha crescido, 0,9% em 1985 para 1,5%, em 2000, não possui importância no conjunto da oferta primária nacional

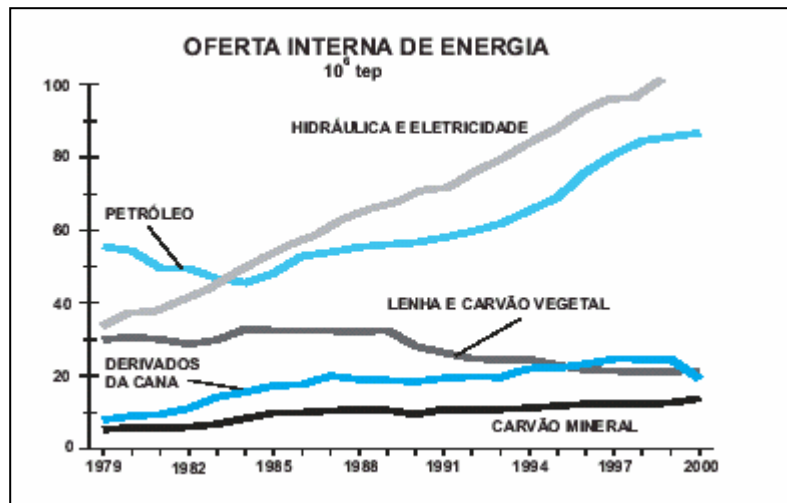
Todas as fontes não renováveis registraram crescimento entre 1985 e 2000, com destaque para o petróleo e o gás natural, com 81% e 229%, respectivamente. O petróleo que em 1985 participava com 29% do total da oferta primária passou a contribuir com 34%, em 2000. O gás elevou sua participação de 2%, em 1985 para 4%, em 2000. Os derivados de petróleo, também ganharam participação, com elevação de 4 pontos percentuais. O carvão mineral e o urânio, embora tenham crescido no período, reduziram suas participações na oferta total, em relação a 1985. O carvão, que participava com 6 %, em 1985, caiu para 5% e o urânio que contribuía com 1% reduziu essa participação para menos de 1%, em 2000. A tabela 3.4 e a figura 3.4 mostram evolução dessas participações por fonte de recurso desde 1985 até o ano 2000.

Tabela 3.4 – Evolução da oferta interna de energia – caso A (%)

Fontes	1985	1990	1995	2000
Energia não renovável	37,4	37,8	39,7	42,3
Petróleo e derivados	29,1	30,1	37,5	35,8
Gás natural	1,7	2,3	2,4	3,0
Carvão mineral e derivados	6,0	5,0	5,4	5,0
Urânio e derivados	0,5	0,3	0,4	0,5
Energia renovável	62,6	62,2	60,3	57,7
Hidráulica e eletricidade	31,6	36,1	38,3	38,1
Lenha e carvão vegetal	19,6	15,0	10,5	8,4
Derivados da cana-de-açúcar	10,5	9,9	10,1	9,7
Outras fontes primárias renováveis	0,9	1,1	1,3	1,5
	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: MME – Balanço Energético Nacional, 2000

Figura 3.4 – Oferta interna de energia (10^6 tep)



Fonte: MME – Balanço Energético Nacional, 2000

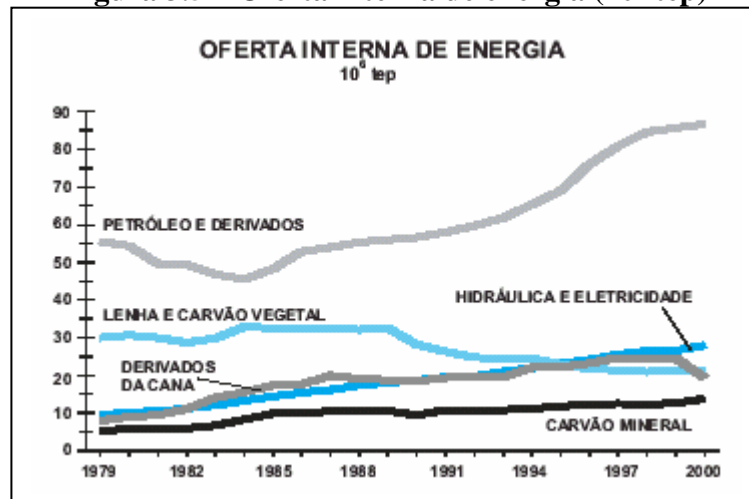
No entanto, se for considerado o segundo critério⁶¹ para avaliar a contribuição das fontes no total da oferta primária de energia, os resultados da análise apresentam-se bastante diferentes. Destaca-se que a principal mudança está relacionada à oferta de hidráulica e eletricidade que passam a representar apenas 15% do total da oferta primária. Sob essa ótica, a energia renovável que pelo primeiro critério era responsável por 57% do total passa a contribuir com apenas 39%, invertendo a posição com a energia não-renovável, cuja participação eleva-se para 61% contra os 43%, considerando o primeiro critério utilizado no Balanço Energético Nacional. Além disso, a análise da evolução das contribuições relativas das fontes altera-se substancialmente, observando-se um crescimento de quase 12 pontos percentuais para o conjunto da energia não renovável e uma queda de quase 6 pontos para a energia renovável. Na tabela 3.5 e figura 3.5, a evolução anual da oferta primária considerando o segundo critério.

⁶¹ O segundo critério é teórico e obedece ao primeiro princípio da termodinâmica, onde 1 kWh=860kcal. A aplicação deste segundo critério resulta no fator de conversão de 0.08tep/MWh(860/10800), portanto, 3,6 vezes menor que o primeiro. Por essa razão, o BEN passou a publicar as duas tabelas para quantificar a oferta interna de energia e as respectivas contribuições por fonte de recurso.

Tabela 3.5 – Evolução da oferta interna de energia – caso B (%)

Fontes	1985	1990	1995	2000
Energia não renovável	48,4	51,3	55,0	60,6
Petróleo e derivados	37,8	40,9	43,6	47,0
Gás natural	2,2	3,1	3,3	5,1
Carvão mineral e derivados	7,7	6,8	7,5	7,5
Urânio e derivados	0,7	0,4	0,6	1,0
Energia renovável	51,6	48,7	45,0	39,4
Hidráulica e eletricidade	11,3	13,5	14,6	15,2
Lenha e carvão vegetal	25,5	20,4	14,6	11,6
Derivados da cana-de-açúcar	13,6	13,3	14,0	10,4
Outras fontes primárias renováveis	1,2	1,5	1,8	2,2
	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do MME – Balanço Energético Nacional, 2000

Figura 3.5 – Oferta interna de energia (10⁶ tep)

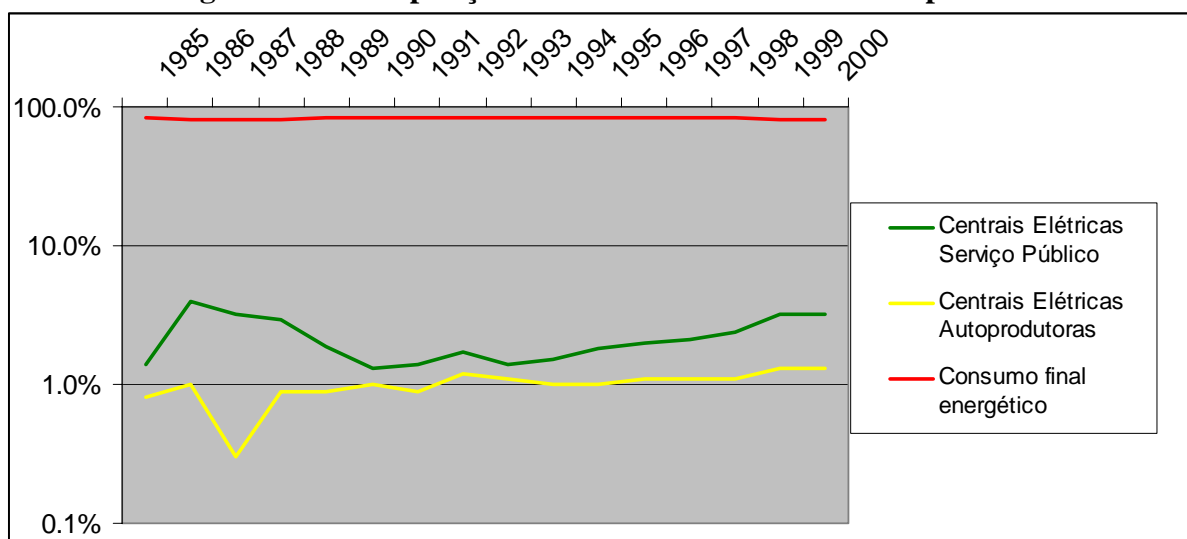
Fonte: MME – Balanço Energético Nacional, 2000

O consumo de derivados de petróleo em termos setoriais, apesar do crescimento registrado no seu uso pelas centrais elétricas de serviço público e autoprodutores, passando de 2,1%, em 1985 para 4,5%, em 2000, ainda é pouco significativo na comparação com o consumo dos setores de transporte e industrial, maiores consumidores da energia de origem fóssil com, 47,3% e 15,7%, respectivamente. Na tabela 3.6 encontram-se os valores percentuais desagregados por ano.

Tabela 3.6 – Composição do consumo dos derivados de petróleo

Setores	1985	1990	1995	2000
Total (mil tep)	48101	56989	69449	86674
Consumo na transformação	2,1%	2,2%	2,8%	4,5%
Centrais elet. Serv. Público	1,4%	1,3%	1,8%	3,2%
Centrais elet. Autoprodutoras	0,8%	1,0%	1,0%	1,3%
Consumo final energético	82,5%	83,3%	84,3%	81,6%

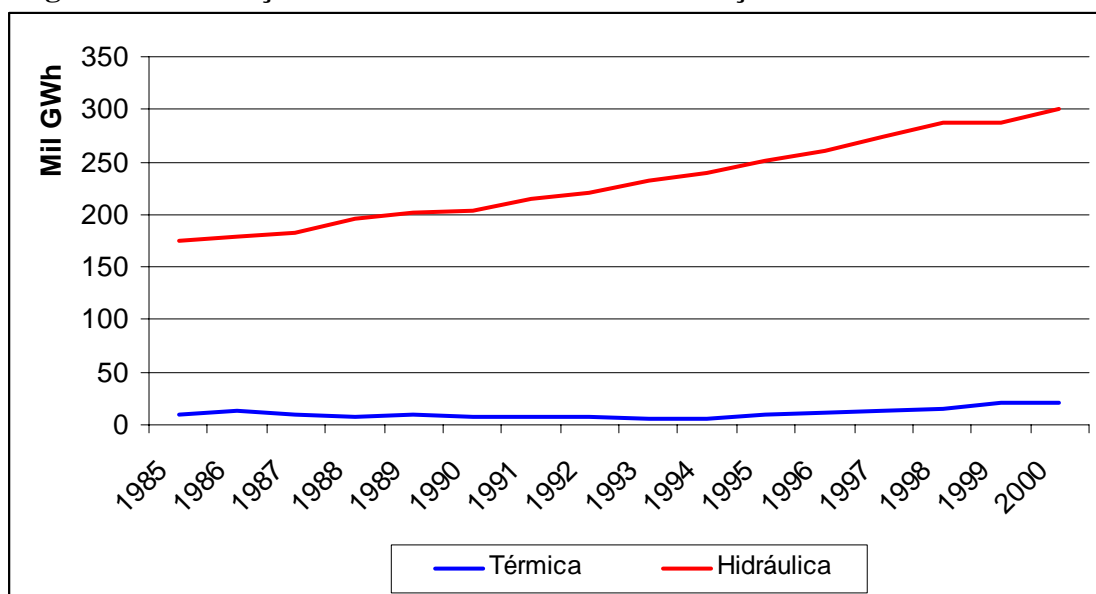
Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

Figura 3.6 – Composição do consumo dos derivados de petróleo

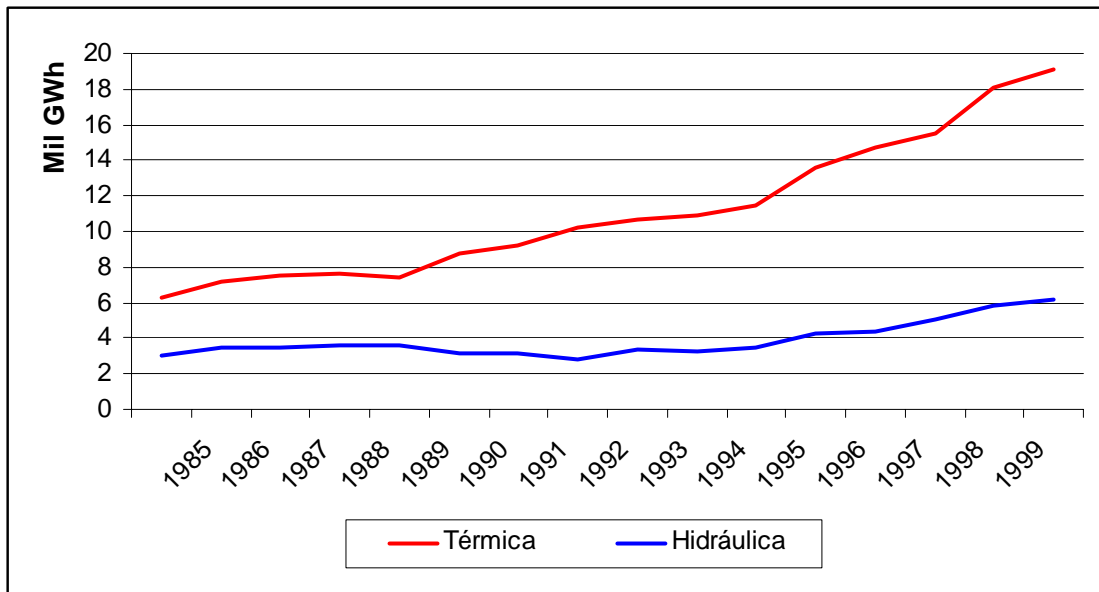
Nota: Escala logarítmica

Fonte: elaboração própria à partir do BEN, 2000

O balanço da produção de eletricidade, figuras 3.7 e 3.8, mostra que do total da eletricidade gerada pelas centrais elétricas de serviço público em 2000, 93% foi de origem hidrelétrica contra 7% de origem térmica. Em 1985 as participações eram de 95% e 5%, respectivamente. Em relação às centrais dos autoprodutores a energia hidráulica representou apenas 24% do total gerado em 2000, reduzindo em 7 pontos a sua participação, em 1985 que era de 30%.

Figura 3.7 – Geração das Centrais Elétricas de Serviço Público – 1985-2000

Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

Figura 3.8 – Geração das Centrais de Elétricas de Autoprodutores – 1985-2000

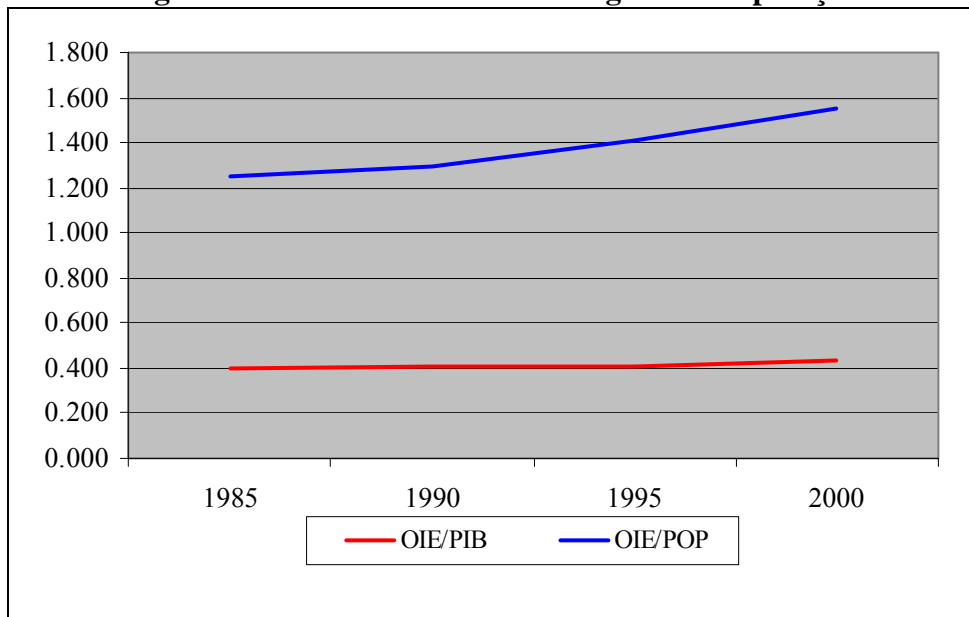
Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

Em termos demográficos e macroeconômicos, a oferta interna de energia (OIE) apresentou, nos últimos 15 anos, uma evolução positiva, considerando a relação entre a energia ofertada e a população (tep/hab) e uma evolução também crescente da intensidade energética, medida pela relação entre a oferta de energia e o PIB. Na tabela 3.7 e figura 3.9 encontra-se a evolução anual desses indicadores.

Tabela 3.7 – Oferta interna de energia/PIB/População

Especificação	Unidade	1985	1990	1995	2000
Oferta Interna de Energia – OIE	10 ⁶ tep	165,6	187,3	219,0	258,0
Produto Interno Bruto – PIB	10 ⁹ US\$ (2000)	419,5	457,7	532,2	595,4
População Residente – POP	10 ⁶ hab	132,7	144,7	155,1	166,1
OIE/PIB	Tep/10 ³ US\$	0,395	0,409	0,411	0,433
OIE/POP	Tep/hab	1,248	1,295	1,412	1,553

Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

Figura 3.9 – Oferta interna de energia/PIB/População

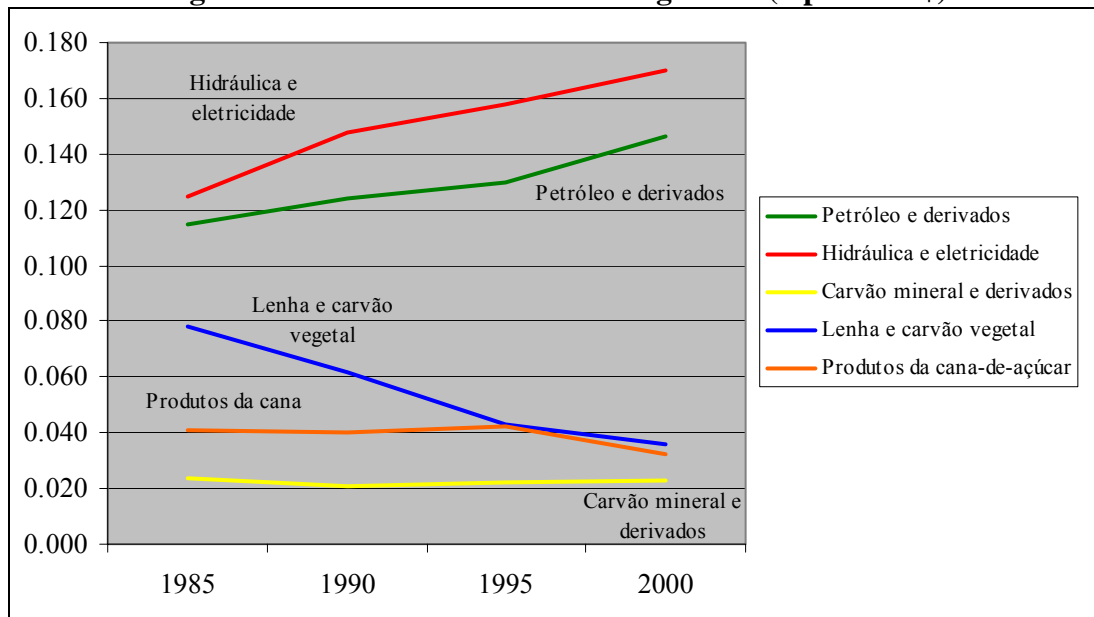
Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

A análise desagregada da intensidade energética por fonte de recurso, considerando a relação tep/US\$, a tabela 3.8 e a figura 3.10, mostram uma acentuada queda, a partir de 1985, da lenha e do carvão vegetal, uma certa estabilidade do carvão mineral e derivados, o crescimento da hidráulica e eletricidade e crescimento também do petróleo e derivados a partir de 1985, após registrar uma forte e continuada queda, muito provavelmente, associada às crises do petróleo em 1973 e 1979.

Tabela 3.8 – Oferta interna de energéticos/PIB (tep 10³/US\$ (2000))

Especificação	1985	1990	1995	2000
Petróleo e derivados/PIB	0,115	0,124	0,130	0,146
Hidráulica e eletricidade/PIB	0,125	0,148	0,158	0,170
Carvão mineral e derivados/PIB	0,024	0,021	0,022	0,023
Lenha e carvão vegetal/PIB	0,078	0,062	0,043	0,036
Produtos da cana-de-açúcar/PIB	0,041	0,040	0,042	0,032

Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

Figura 3.10 – Oferta interna de energia/PIB (tep/10³ US\$)

Fonte: elaboração própria a partir do BEN, 2000

3.4. Evolução da produção e consumo de energia e Emissões de GEEs

De acordo com as projeções elaboradas pela Agência Internacional de Energia, o consumo energético do Brasil deverá crescer a uma taxa média anual de 3%, nas próximas três décadas. O petróleo e a geração hidrelétrica continuarão sendo as principais fontes da plataforma energética do país, prevendo-se um grande avanço da geração termelétrica, principalmente, entre 2010 e 2030. Segundo essas projeções, em 2030 a participação da geração termelétrica no Brasil representará 35% do total da oferta interna de energia, observando, no entanto, que esse crescimento será lento, sobretudo em função de limitações associadas às importações do gás natural, cuja dependência crescerá rapidamente nos próximos 10 anos. A Agência prevê que serão necessários investimentos na distribuição de gás da ordem de US\$ 160 bilhões, nos próximos 30 anos.

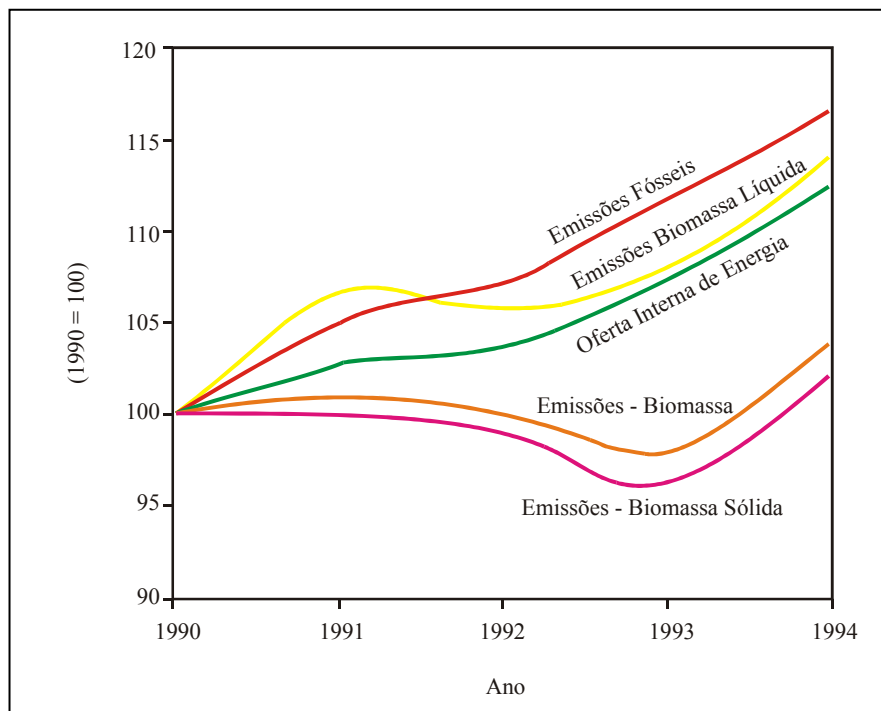
Essas projeções para o Brasil são compatíveis com as principais tendências desenhadas em nível mundial, prevendo-se que os maiores crescimentos serão registrados nos setores de eletricidade e transportes, especialmente nos países em desenvolvimento, onde a elevação da renda promoverá maior demanda por eletricidade e transporte para o deslocamento de pessoas e mercadorias. As projeções indicam que serão necessários investimentos de US\$ 2,1 trilhões, nas próximas três décadas, nos países em desenvolvimento, apenas para atender à demanda de eletricidade.

De acordo com Inventário Nacional de Emissões, recentemente divulgado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), as emissões de carbono derivadas da queima de combustíveis fósseis no sistema energético brasileiro cresceram mais de 16%, entre 1990 e 1994, evoluindo de cerca de 55,3 Mt C, em 1990, para 64,5 Mt C, em 1994. O crescimento das emissões foi superior ao aumento da oferta interna de energia, que no período apresentou uma taxa de crescimento de 13%, indicando um maior uso de combustíveis mais intensivos em carbono no sistema energético brasileiro, em substituição às fontes renováveis de biomassa. O petróleo e seus derivados representam 78% das emissões seguidos pelos combustíveis fósseis sólidos, com participação em torno de 20% e pelos combustíveis fósseis gasosos, com um peso de apenas 3,2 a 3,5%.

As emissões de CO₂ derivadas do consumo da biomassa no sistema energético brasileiro apresentaram uma pequena taxa de crescimento no período, de apenas 1,1% (muito abaixo do crescimento da oferta interna de energia de 13%), crescendo de 52,0 Mt C, em 1990, para 52,5 Mt C, em 1994, refletindo a perda de participação relativa da biomassa na plataforma energética nacional.

A figura 3.11 mostra a evolução das emissões por fonte de energia, comparando com a evolução da oferta interna de energia, entre 1990 e 1994.

Figura 3.11 – Emissões de CO₂ e oferta interna bruta de energia



Fonte: MCT – Inventário nacional de emissões dos GEEs, 1994.

O inventário nacional ressalta que apesar da geração hidrelétrica apresentar vantagens em relação à termelétrica, no que se refere às emissões dos gases de efeito estufa, há muitas incertezas quanto ao futuro da exploração hidrelétrica para a geração de eletricidade, por duas razões principais: em primeiro lugar, porque a presença da iniciativa privada privados no setor elétrico tende a privilegiar a construção de usinas termelétricas que requerem menores investimentos e menor tempo de retorno para o capital investido e, segundo, porque “grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro situa-se na Região Amazônica, onde se teme que um programa intensivo de implantação de hidrelétricas possa acarretar impactos ambientais irreversíveis à floresta, incluindo efeitos sobre a sua biodiversidade”⁶².

Considerando as emissões de CO₂, os indicadores de desempenho do sistema energético brasileiro, ver tabela 3.9, observa-se que a matriz energética brasileira não apenas é pouco carbono-intensiva, na comparação com os Estados Unidos, por exemplo, como também se manteve estável entre 1990 e 1994. “Essas vantagens do Brasil certamente decorrem da maior participação relativa das fontes renováveis na sua matriz energética. No entanto, deve-se ressaltar algumas outras diferenças importantes entre os sistemas energéticos dos dois países”⁶³. No entanto, é importante destacar que nesses quatro anos as atividades econômicas no Brasil apresentaram um fraco desempenho, razão pela qual o consumo de combustíveis fósseis pode ter sido extremamente reduzido, refletindo o fraco desempenho dos setores econômicos do país.

De qualquer modo, com base nos dados apresentados no Inventário Nacional, 1994, verifica-se que a matriz americana é muito mais carbono intensiva, média 0,69t C/tep, contra 0,44t C/tep da matriz brasileira, ou seja, em média consome-se 55% mais CO₂ por unidade de energia ofertada do que o sistema brasileiro. Mesmo considerando que a oferta interna de energia é 15 vezes maior que a nacional, o sistema energético americano emite 23 vezes mais CO₂⁶⁴.

⁶² MCT – Inventário Nacional de Emissões dos GEE, 1994.

⁶³ idem

⁶⁴ idem

Tabela 3.9 - Indicadores de desempenho das Emissões de CO₂ no Setor Energético

Indicador de Desempenho	Ano					
	1990	1991	1992	1993	1994	Média
Emissão total de CO ₂ /oferta interna bruta de energia (t C/tep)	0,43	0,44	0,45	0,45	0,45	0,44
Emissão total de CO ₂ /PIB (t C/US\$ mil)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Emissão total de CO ₂ per capita (t C/hab)	0,37	0,39	0,39	0,40	0,41	0,39
Oferta interna bruta de energia/PIB (ktep/US\$)	0,27	0,27	0,28	0,27	0,27	0,27
Oferta interna bruta de energia per capita (tep/hab)	0,87	0,88	0,87	0,88	0,91	0,88
Renda per capita (US\$ mil/hab)	3,24	3,20	3,12	3,21	3,35	3,22

Fonte: MCT- Inventário Nacional de Emissões, 1994

3.5. Emissões de CO₂ no Setor Elétrico Nacional

Apesar de modesta, a dimensão ambiental começa a ganhar um maior espaço no processo de planejamento do setor elétrico brasileiro. Basicamente isso se deve às preocupações em relação aos custos de licenciamento ambiental, que em médio e longo prazos, tendem a se tornar um grande problema para a implementação dos empreendimentos que irão ampliar a capacidade de geração do parque elétrico nacional. Além disso, cresce no setor uma visão mais estratégica, segundo a qual a inclusão da questão ambiental contribui para a utilização mais eficiente dos recursos naturais, para a sustentabilidade social e para uma visão integrada dos empreendimentos com o compromisso do desenvolvimento sustentável (BEN, 2000).

Particularmente em relação às emissões de CO₂ no setor elétrico nacional o Comitê Técnico analisou os 17 projetos termelétricos, listados na tabela 3.10 Tais projetos compõem o cenário de referência do programa decenal de expansão, que foi utilizado para estimar as emissões nos próximos 10 anos.

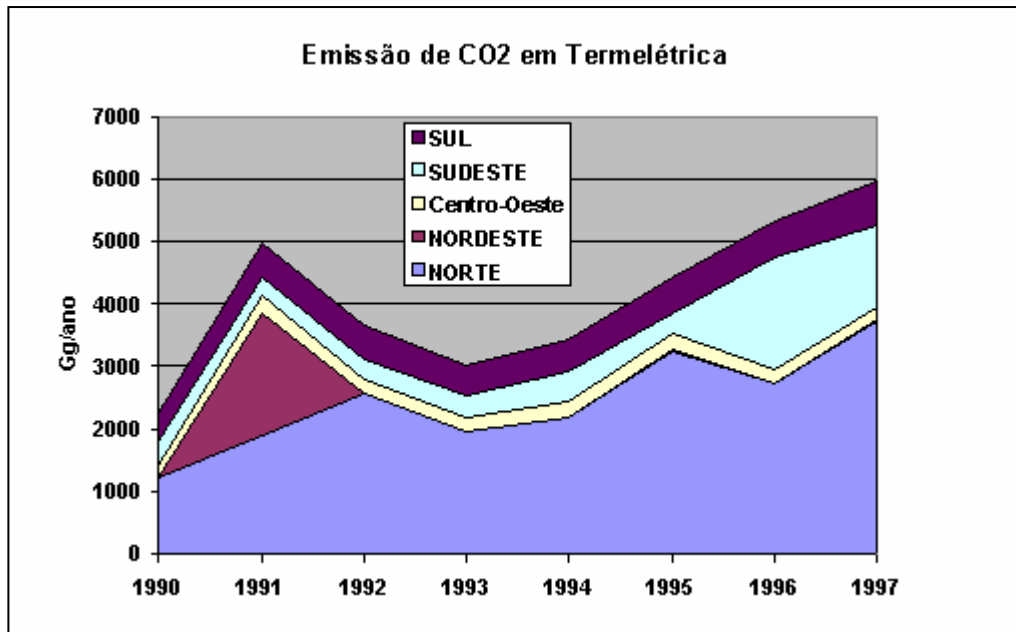
Tabela 3.10 – Projetos Termelétricos

Usinas Termelétricas	Local	UF	Ciclo	Comb.	Tot (MW)	Unid. (MW)	Data
FAFEN	Camaçari	BA	A	GN	56	28	2001
						28	2002
TERMOBAHIA	S. F. do Conde	BA	C	GN	450	190	2002
						260	2003
TERMOPERNAMBUCO	Suape	PE	C	GN	500	500	2003
Araucária	Araucária	PR	C	GN	480	480	2002
Ariona	Campo Grande	MS	A	GN	120	120	2001
Canoas (REFAP)	Canoas	RS	C	GN	500	160	2002
						90	2003
						250	2004
Corumbá	Corumbá	MS	A	GN	90	90	2002
Eletrobolt	Seropédica	RJ	A	GN	350	350	2001
Ibirité	Ibirité	MG	C	GN	690	150	2001
						80	2002
						460	2003
Juiz de Fora	Juiz de Fora	MG	C	GN	103	41	2001
						62	2002
Macaé Merchant	Macaé	RJ	A	GN	870	870	2001
Piratiniga	São Paulo	SP	C	GN	600	200	2001
						400	2002
TERMOFRIO	D. de Caxias	RJ	C	GN	1036	212	2001
						212	2002
						450	2003
						213	2004
Três Lagoas	Três Lagoas	MS	C	GN	240	240	2002
RIOGEN	Seropédica	RJ	C	GN	500	320	2002
						180	2003
BONGI	Recife	PE	C	GN	150	150	2003
Camaçari	Camaçari	BA	C	GN	300	300	2003

Fonte: MME – Plano Decenal de Expansão, 2001/2010

Os dados de emissões utilizados no Plano Decenal de Expansão (PDE) referem-se a 1997 e foram estimados com base no Inventário de Emissões elaborado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT). Na figura 3.12 apresenta-se a evolução das emissões de CO₂ no setor elétrico brasileiro, por região.

Figura 3.12 – Emissão de CO₂ em Termelétrica



Fonte: MCT – Inventário Nacional de emissões, 1994

De acordo com as análises desenvolvidas no Plano Decenal esta defasagem temporal não prejudica as estimativas para 2000, na medida que não houve mudança significativa no nível das emissões no setor elétrico, entre 1997 e 2000, visto que neste período praticamente não houve expansão da geração térmica nacional. Nessas condições, segundo o PDE, as emissões contabilizadas em 1997 podem ser assumidas também como referência para o ano de 2000.

Tabela 3.11 – Emissões anuais para usinas existentes em 1997

Ano	CO ₂ (MtC/ano)	CH ₄ (t/ano)	N ₂ O (t/ano)
1997	5,96	289	140

Fonte: MCT (<http://www.mct.gov.br>)

As projeções para a emissões de GEEs foram elaboradas a partir de duas alternativas de expansão do parque hidrotérmico nacional, formuladas com base em dois cenários de crescimento do mercado de energia para o período entre 2001/2010. Na tabela 3.12 os dois cenários de crescimento da demanda – denominados de “mais provável” e de “crescimento sustentado” – considerados pelo Plano Decenal. Prevê-se acréscimos de 7.035MW de potência instalada até o final de 2003 para o primeiro cenário e de 6.750 MW, entre 2007 e 2009, para o segundo

Tabela 3.12 – Mercado de Referência – Carga Própria (MWmédios*) – PDE – 2001/2010

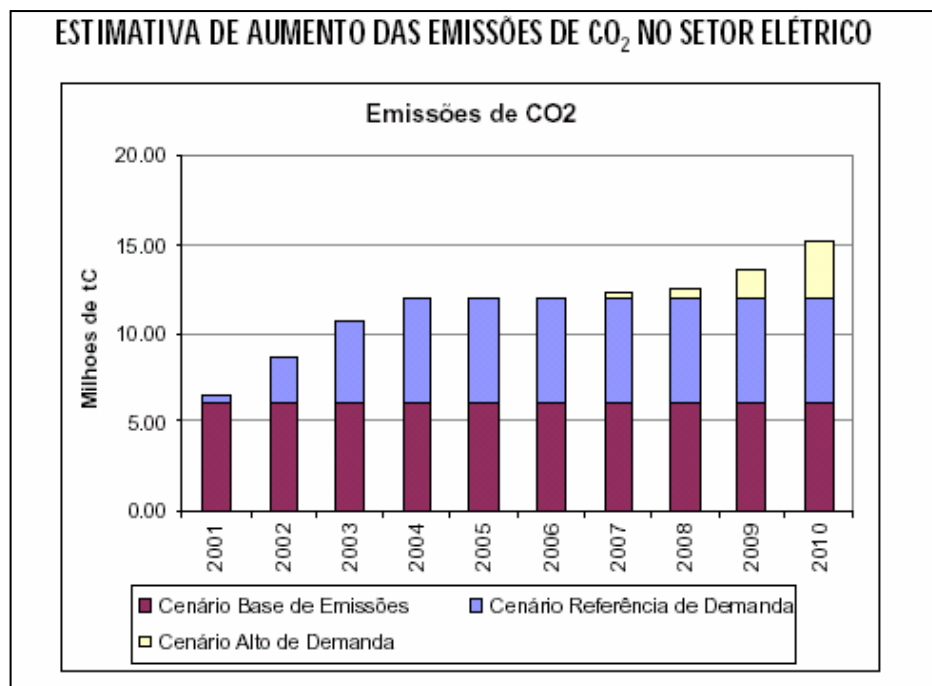
Ano	Cenário	
	Trajectoria Mais Provável (Mercado 2)	Crescimento Sustentado (Mercado 3)
2000 **	331,6	331,6
2001	349,4	351,7
2005	437,6	451,5
2010	589,6	628,4
Varição % (ao ano)		
2000/2001	5,4	6,1
2000/2005	5,7	6,4
2005/2010	6,1	6,8
2000/2010	5,9	6,6

* Inclui Autoprodução

** Valores previstos em outubro de 2000

Fonte: CTEM/OCPE

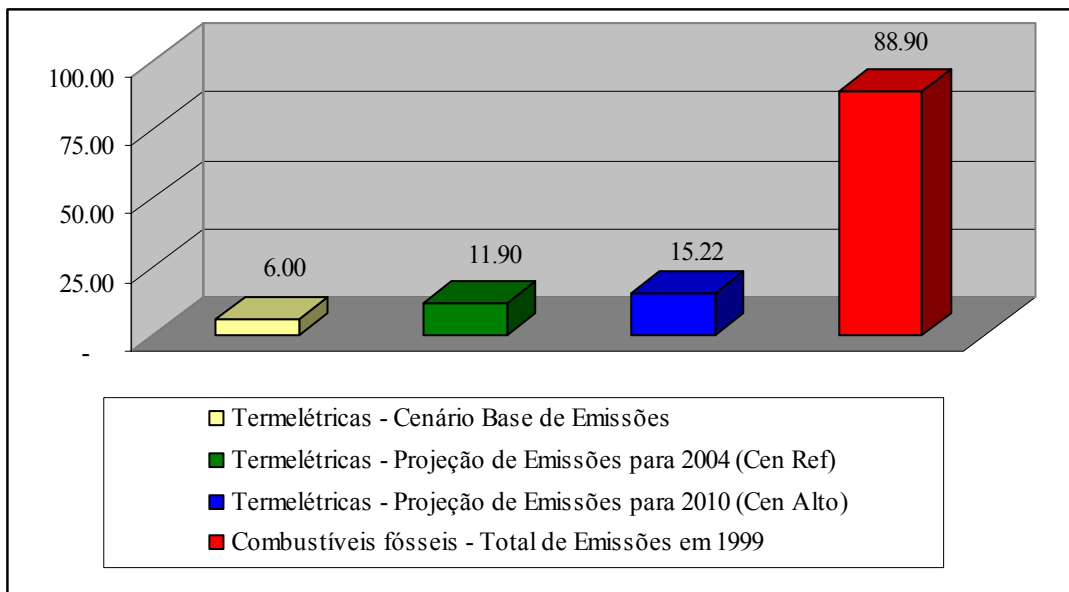
Conforme se pode verificar na figura 3.13 os resultados dos cálculos efetuados no PDE, utilizando a metodologia recomendada pelo IPCC, e respeitando as datas previstas para a entrada em operação desses empreendimentos, demonstraram que as emissões de CO₂ serão duplicadas em relação aos níveis estimados para 1997, crescendo de 5,97 milhões de toneladas para quase 12 milhões em 2010, considerando o “cenário de referência da demanda”, e elevando-se para mais de 15 milhões de toneladas, se for considerado o “cenário de alto crescimento da demanda”.

Figura 3.13 – Estimativa do aumento das emissões de CO₂ no setor elétrico

Fonte: MME – PDE – 2001/2010

Por outro lado, na comparação com o setor energético como um todo, (ver figura 3.14) as projeções das emissões elaboradas pelo PDE – 2001/2010, indicam uma tendência de crescimento, embora a participação no total ainda se mostre pequena, atingindo, no máximo 17%, na hipótese de alto de crescimento do mercado de energia elétrica.

Figura 3.14 – Total de emissões de CO₂ na queima de combustíveis fósseis



Fonte: Agência Internacional de Energia, 1999.

É importante destacar que os resultados apresentados no PDE – 2001/2010, aparentemente, subestimam as emissões de GEE das termelétricas do setor elétrico brasileiro, entre 1998 e 2000. Com efeito, considerando as gerações realizadas pelas usinas térmicas do SIN, nesse período e tomando-se por base a relação kCO₂/kWh por tipo de combustível divulgadas no PDE, os resultados apontam para volumes de emissões de CO₂ bastante superiores ao valor assumido para 2000.

As emissões de CO₂ por unidade de PIB⁶⁵, em 1997, de 370t/US\$, praticamente mantiveram-se inalteradas em relação ao ano de 1970, que registrou 330t/US\$. Esta performance favorável em termos de emissão por unidade de PIB é atribuída ao grande desenvolvimento do parque hidrelétrico nacional, o que, muito provavelmente, não se repetirá nas próximas décadas.

⁶⁵ PIB- Produto Interno Bruto.

4. MATRIZ E PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Descreve-se neste capítulo as principais características e dimensões do setor elétrico brasileiro, em termos da sua capacidade instalada, da geração de energia elétrica por fonte de recurso e por região, das importações e intercâmbios interregionais, dos usos atuais das fontes alternativas de energia⁶⁶ e das suas perspectivas de usos futuros. Analisa-se a evolução do mercado, levando-se em conta as novas projeções elaboradas pelo Comitê Técnico de estudos de Mercado – CTEM, após o racionamento e o planejamento do setor elétrico.

No sub-item 4.1 a ênfase é dada aos números associados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo em vista a sua importância quantitativa e qualitativa para o setor elétrico brasileiro. Comenta-se aspectos considerados relevantes em relação às transformações em curso na matriz do setor elétrico, destacando-se o crescimento da participação das usinas térmicas convencionais, sobretudo em função da crise de oferta de energia que o país atravessou e o lançamento do Programa Prioritário de Térmicas (PPT). Discute-se alguns aspectos em relação à entrada em operação das usinas térmicas, atualmente em diferentes fases de implementação, considerando particularmente os custos assumidos pelo governo nos contratos de instalação dessas plantas térmicas e as questões ambientais associadas.

No sub-item 4.2 os cenários de expansão da oferta de energia e as tendências de crescimento do mercado nacional são apresentados e assumidos conforme definidos no PDE – 2001/2010, e projetados a partir de 2011, até o final do horizonte do estudo, em 2027. Os usos atuais e as possibilidades de diversificação das fontes de energia e a oferta de novos recursos energéticos são discutidos no sub-item 4.3. Comenta-se, no sub-item 4 alguns dos principais aspectos relacionados ao planejamento da operação da expansão do setor elétrico e do SIN, considerando, sobretudo, os resultados das simulações do Newave direcionados para os estudos de médio prazo da operação do SIN e que são utilizados na presente dissertação para calcular o valor da linha de base do SIN e seus subsistemas no período entre 2002 e 2005. O capítulo é finalizado com a apresentação dos comentários sobre os resultados encontrados e algumas das suas principais limitações.

⁶⁶ Energia solar, da biomassa, energia eólica e PCH,s com potência até 30 MW)

4.1. Capacidade Instalada e Geração de Energia Elétrica

A capacidade instalada de produção de energia elétrica no Brasil atingiu, em dezembro de 2001⁶⁷, segundo o MME, aproximadamente, 75.000MW, dos quais 84% em usinas hidrelétricas, 12% do total em usinas térmicas convencionais, 3% em nucleares e cerca de 2% da capacidade instalada total, em usinas à biomassa e eólica. As importações de Itaipu atingiram 5.500MW e as demais importações, pouco menos de 1.200MW.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), com capacidade instalada de quase 72,5GW⁶⁸, em 2001, é o maior e mais importante sistema elétrico do país, responsável pela quase totalidade da energia produzida. As usinas hidrelétricas representam 86%, 62.039MW do total da potência instalada, as térmicas convencionais 10%, sendo 3.593MW de usinas à gás, 1.890 MW de térmicas à óleo combustível e diesel e 1.461MW das usinas à carvão. As nucleares com 1.966MW de capacidade instalada representam 3% do total. A capacidade instalada em usinas à biomassa e eólica acrescentam mais 1.478MW ao SIN, cerca de 2% do total, sendo 1.457MW instalados em usinas à biomassa e 21MW em usinas eólicas.

Os sistemas isolados, em 2001, foram responsáveis por 2.513MW de potência instalada, cerca de 3% da capacidade instalada própria do país. Desse total, o estado do Amazonas detém 1.299MW, com 52% da potência total instalada, seguido do estado de Rondônia com 855MW, com 40% do total. Os demais estados, Roraima, Amapá e a Ilha de Fernando de Noronha perfazem juntos os 14% restantes.

Na tabela 4.1 são apresentados os quantitativos da capacidade instalada em MW e os percentuais da capacidade instalada por fonte de energia para o SIN e para os sistemas isolados são apresentados nas figuras 4.1 e 4.2.

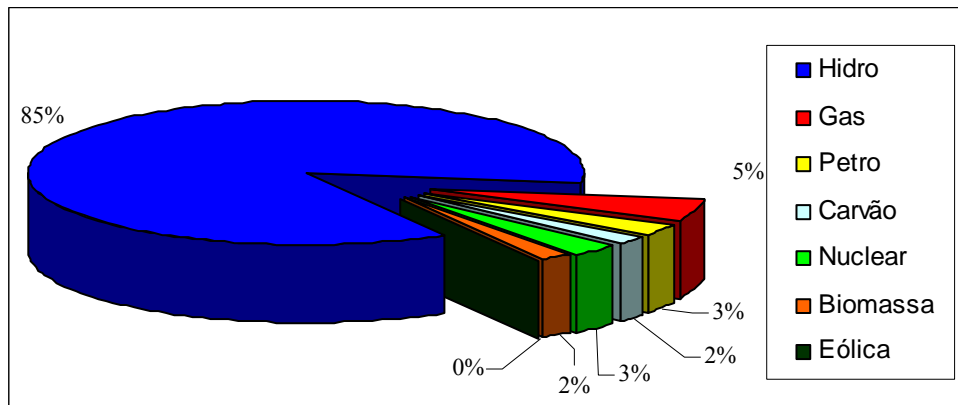
Tabela 4.1 – Capacidade Instalada no Setor Elétrico (MW) – 2001

	Sistema Interligado	Sistema Isolado	Total
Hidro	62.039	598	62.637
Gas	3.593	0	3.593
Petróleo	1.890	1.915	3.805
Carvão	1.461	0	1.461
Nuclear	1.966	0	1.966
Biomassa	1.457	0	1.457
Eólica	21	0,3	22
Total	72.427	2.513	74.940

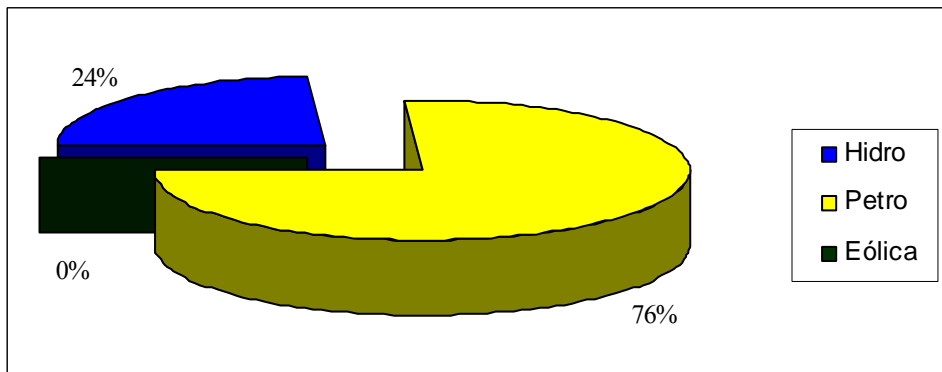
Fonte:MME/SEN

⁶⁷ Energia Brasil – Programa Estratégico de Aumento da Oferta 2001-2004

⁶⁸ Fonte: MME/SEN(Secretaria de Energia)

Figura 4.1 – Sistema Interligado (2001)

Fonte: MME/SEN

Figura 4.2 – Sistema Isolado (2001)

Fonte: MME/SEN

Os números por região para o conjunto do parque gerador nacional mostram que a região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), apesar de deter 50%, 37.711 MW, do total da potência instalada e possuir uma grande capacidade de armazenamento, 68% do total, em diversos reservatórios localizados na região, importa energia de outros países e de outras regiões do país. O subsistema Sul (S), com 18.831 MW de potência instalada, 25% do total, possui uma variada capacidade de armazenamento, em torno de 15 MW/mês e mantém intensas relações de intercâmbios de energia elétrica com a região SE/CO. Na região Nordeste (NE) são 11.153 MW instalados, 15% do total e 21% da capacidade de armazenamento, representando, aproximadamente, 50MW/mês. O subsistema Norte (N), exporta energia durante a maioria dos meses do ano para os outros subsistemas, possui baixa capacidade de armazenamento, 4,5% do total, e é o menor mercado consumidor do país.

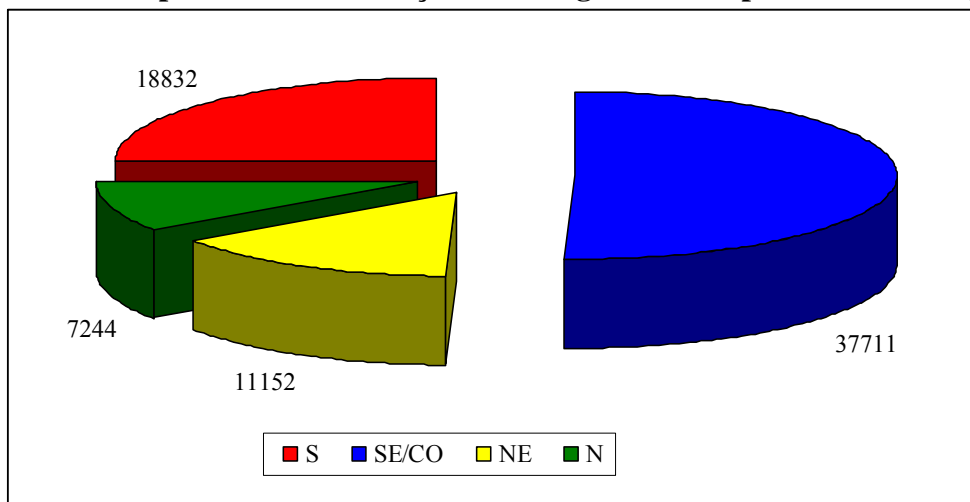
Na tabela 4.2 são informados os dados da capacidade instalada por subsistema, em 2001.

Tabela 4.2 – Capacidade de Produção de Energia Elétrica por Região (MW)

	S	SE/CO	NE	N	TOTAL
Hidro	16.348	30.877	10.297	5.115	62.637
Gás	777	2.427	385	4	3.593
Petróleo	44	1.384	306	2.070	3.804
Carvão	1.461	0	0	0	1.461
Nuclear	0	1.966	0	0	1.966
Biomassa	199	1.056	146	55	1.456
Eólica	3	1	18	0	22
Total	18.832	37.711	11.152	7.244	74.939

Fonte: MME/SEN

Figura 4.3 – Capacidade de Produção de Energia Elétrica por Subsistema (MW)



Fonte: MME/SEN

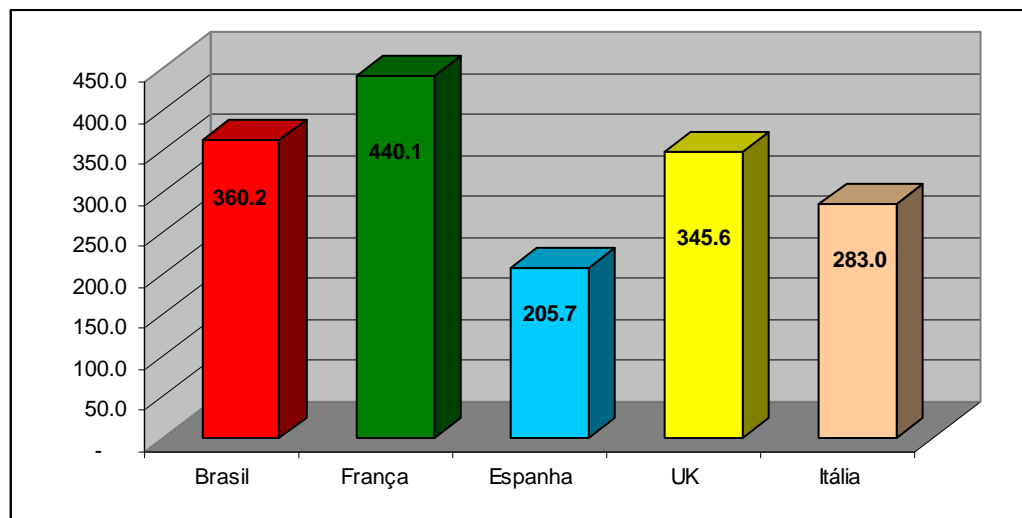
Entre 1988 e 2001, a capacidade instalada nacional total cresceu em média, 6 % ao ano, as usinas hidráulicas registraram crescimento de 3,2% ao ano e as usinas térmicas 17,4%. Em termos quantitativos a capacidade instalada, a geração e o mercado atendido pelos sistemas isolados da região Norte apresentam valores insignificantes na comparação com os valores apresentados pelo SIN.

Segundo informações do Operador Nacional do Sistema, o SIN gerou, em 2001, 330 TWh, sendo que desse total, as regiões Sudeste e Centro Oeste foram responsáveis pela geração de 203TWh, 61%, a região Sul produziu quase 61TWh, ou 18% do total, a região Nordeste foi responsável por 46 TWh, com 12% e a região Norte produziu 20 TWh. Por fonte de recurso as

usinas hidráulicas, incluindo ITAIPU produziram 292 TWh, as térmicas convencionais quase 19,5 TWh e as usinas nucleares pouco mais de 14TWh.

Na figura 4.4, apenas para ilustrar, uma comparação entre a energia elétrica produzida pelo SIN e as quantidades geradas por sistemas elétricos de outros países, França, Itália, Reino Unido e Espanha. Esta figura foi apresentada pelo Sr. Mário Santos, observando que nesse conjunto apenas a França atingiu um volume de geração de energia elétrica (TWh) superior ao do SIN.

Figura 4.4 – Comparação entre a energia elétrica produzida pelo SIN e outros países



Fonte: Santos, M., 2002

O Sistema Interligado Nacional, predominantemente hidráulico, mobiliza a maior parte do seu parque térmico para complementar a geração de eletricidade realizada pelas usinas hidrelétricas. Por essa razão, e devido ao maior custo de operação da geração térmica, as usinas térmicas convencionais⁶⁹ são despachadas em situações em que a demanda não pode ser atendida com a energia gerada pelas usinas hidrelétricas⁷⁰. No caso das usinas à gás natural, tanto pela tecnologia que a maioria utiliza, ciclo combinado, como pelo tipo de contrato que estas usinas possuem, em princípio, são previstas para operar na base.

É importante destacar que as recentes previsões (pós-acionamento) sobre os níveis de vazões naturais afluentes para os próximos 4 anos, apontando para um período de grande hidraulicidade, muito provavelmente, colocará como questão relevante a ser tratada e equacionada, os termos contratuais e os tipos de plantas de geração associadas às novas térmicas movidas à gás natural.

⁶⁹ Óleo Combustível, diesel e carvão.

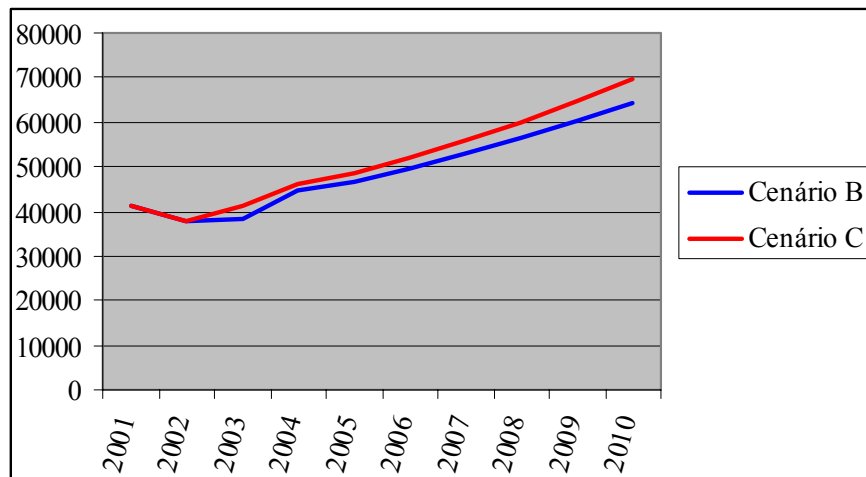
⁷⁰ Há casos em que as térmicas são despachadas sem obedecer o critério de menor custo marginal de operação (CMO) em função de restrições operativas, elétricas ou por inflexibilidade.

4.2. Mercado de Energia Elétrica

Com o racionamento as projeções de mercado que o SIN tem a atender tornou-se uma tarefa bastante difícil. Com efeito, o racionamento alterou em profundidade padrões de consumo observados historicamente, dificultando a tarefa de se fazer uma previsão sobre o comportamento futuro da carga. Além disso, segundo o Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM) “apesar de todas as dificuldades naturais na análise do comportamento do mercado de energia elétrica após o racionamento, há indicações evidentes de que as previsões hoje disponíveis não estão aderentes à realidade, sobretudo, no curto prazo”⁷¹.

Os cenários de evolução da carga elaborados pelo CTEM para o ciclo de planejamento 2001, levaram em conta dois possíveis cenários de crescimento da economia com diferentes prazos de permanência do racionamento no período entre 2002-2005, denominados A, B e C⁷². O que vem ocorrendo, pelo menos de forma aproximada é uma combinação do cenário B para a taxa de crescimento da economia com o cenário C, em relação à premissa adotada quanto ao término do racionamento. Na figura 4.5, as projeções de carga realizadas pelo CTEM para o Plano Decenal – PDE-2001/2010.

Figura 4.5 – Projeções da carga própria 2000-2010



Fonte: PDE - 2001/2010

⁷¹ CTEM – Comitê Técnico de Estudo de Mercado.

⁷² Para cada um desses cenários o CTEM admitiu diferentes taxas de crescimento do mercado de energia elétrica, associando-as a diferentes datas para o suspensão do racionamento de energia elétrica no país. O cenário B admitiu uma taxa de 5,3% do mercado e término do racionamento em dezembro de 2002. No cenário C foi considerada uma taxa de crescimento de 6,1%, com previsão de suspensão do racionamento em fevereiro de 2002.

Devido ao racionamento o consumo de energia elétrica no Brasil registrou uma queda de 7,7% em relação a 2000, totalizando 284 TWh. Essa queda ocorreu em quase todas regiões consumidoras do SIN, exceção apenas para a região Sul, que apresentou crescimento de 1,4%, no período. Os decréscimos registrados nas demais regiões foram os seguintes: Sudeste, 10%, Centro Oeste, 8%, Nordeste, 8,8% e região Norte interligada, 5,2%. A região Norte isolada apresentou crescimento de 2,7%. Por classe de consumo, as quedas mais expressivas se concentraram nas classes residencial, industrial e comercial⁷³.

Em termos de evolução da carga, para o atual ciclo de planejamento decenal, supõe-se que os efeitos do racionamento persistam ainda por algum tempo, embora mudanças importantes possam ocorrer em função do comportamento de variáveis macroeconômicas. Segundo os especialistas consultados pelo CTEM, a conjuntura econômica tem apontado para um crescimento do PIB na faixa de 2,5%, em 2002. Além do setor industrial, prevê-se também um melhor desempenho do setor agrícola e do setor de serviços. Este último refletindo, sobretudo, o dinamismo que poderá ocorrer nos dois primeiros.

As estimativas de crescimento do mercado adotadas pelo Plano Decenal de Expansão 2001-2010, consideraram dois cenários para o crescimento da carga. No primeiro, Cenário B, prevê-se um crescimento médio anual de 5,3%. No cenário C o crescimento previsto é de 6,1%. Observa-se que o cenário B associa-se a uma previsão, que não se realizou, de continuidade do racionamento, com redução da carga em 10%, até o final de 2002. O cenário C considerou que o racionamento terminaria em fevereiro de 2002, como de fato ocorreu.

4.3. Uso Atual das Fontes de Energia Renovável não Convencional⁷⁴

Embora sejam abundantes no país, as fontes alternativas de energia renovável, biomassa, eólica, solar e PCHs, apresentam uma reduzida participação em termos de capacidade instalada e geração, mesmo considerando a capacidade instalada dos autoprodutores, que geram energia na indústria de papel e celulose, açúcar e álcool e alimentos, onde há grande disponibilidade de bagaço de cana, resíduos e casca de madeira, licor negro. Normalmente essas indústrias utilizam a tecnologia de cogeração que além de atingir altos níveis de eficiência contribuem para reduzir impactos ambientais negativos.

⁷³ Fonte: Eletrobrás- Resenha de Mercado, 40 trimestre, 2001. Ver site www.eletrobras.gov.br.

⁷⁴ Fontes de Energia Renovável não Convencional: solar, eólica, biomassa e PCHs

Segundo consta no PDE – 2001/2010, em 2001 a capacidade instalada com fontes de energia renovável não convencional atingiu 2.330 MW, sendo que desse total, 22 MW em fazendas eólicas, 800 MW, distribuídos em 3.000 pequenas usinas hidrelétricas e 1500 MW em cogeração com bagaço de cana, na sua maior parte para uso próprio. Apenas 10% da geração dessas usinas, 150MW, se destinam à venda para concessionárias de energia. Estima-se ainda que 12 MW já foram instalados com energia solar fotovoltaica, em sistemas rurais isolados e 330.000m² de solar térmica para aquecimento de água.

A grande maioria dos projetos com energia solar fotovoltaica, foram implementados em caráter experimental para demonstrar a viabilidade técnica dessa tecnologia para o atendimento de populações que vivem em áreas rurais isoladas, localizadas muito distantes das redes elétricas das concessionárias.

Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos e as usinas à biomassa, que usam bagaço de cana, apesar de mais tradicionais, ainda atendem a pequena parcela do mercado. Por essa razão estão buscando, nesse novo contexto regulatório e de mercado do setor elétrico, ampliar seus espaços de atendimento.

Segundo o relatório intitulado “Estimativa do Potencial de Co-geração no Brasil” – CCPE – abril/1999, cujos números foram apresentados no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, o potencial de co-geração do setor industrial poderá atingir até 2003, 12.500MW, considerando as possibilidades identificadas nos ramos do refino do açúcar e álcool, de 4.283 e 4.020MW, respectivamente⁷⁵. Diz o Plano Decenal: “calcula-se que o bagaço é cerca de 30% da quantidade de cana moída, sendo que com a tecnologia disponível é possível gerar 100kWh por tonelada de bagaço”⁷⁶. Observa-se ainda, o caráter complementar desse energético em relação à geração das usinas hidrelétricas, na medida que sua maior disponibilidade ocorre entre os meses de maio a setembro, justamente o período no qual as chuvas são escassas no Brasil”⁷⁷.

A Eletrobrás e a CHESF estão desenvolvendo o projeto WBP/Sigame para a geração de eletricidade a partir da biomassa em sistema de gaseificação de madeira em ciclo combinado, para a instalação de uma usina de 32 MW. Espera-se, com a implementação desse projeto, gerar novos empregos e apresentar uma concreta iniciativa nacional para a mitigação dos gases de efeito estufa. Outro projeto em curso, de iniciativa da Copersucar, prevê a instalação de 33MW, utilizando tecnologia de gaseificação de biomassa, a partir do bagaço e da palha da cana-de-açúcar.⁷⁸

⁷⁵ MME – Plano Decenal de Geração – PDE – 2001/2010

⁷⁶ Idem.

⁷⁷ Idem.

⁷⁸ idem

A energia eólica também vem se apresentando como uma alternativa relativamente adequada para a geração de energia elétrica em regiões do país onde as medições realizadas indicaram a existência de ventos compatíveis com as exigências requeridas por eficientes tecnologias de produção de eletricidade a partir desse recurso. Identifica-se, da mesma forma que na biomassa, “a complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste, constituindo-se em uma vantagem sistêmica a ser explorada”.

Em menor escala, e com menor grau de competitividade aparecem a energia solar térmica e solar fotovoltaica, que se apresentam porém como alternativas para suprir necessidades pontuais de cargas em mercados mais específicos. Com o racionamento de 2001, o uso da energia solar térmica ganhou um certo impulso, destacando-se o lançamento do projeto GeraHélio, com o objetivo de estabelecer no Brasil uma base tecnológica termosolar.

As principais aplicações são aquecimento de água a baixa temperatura, secagem de produtos agropecuários e refrigeração com a utilização de uma máquina térmica para produzir frio. Avalia-se, no entanto, que é ainda muito pequena a penetração dessa tecnologia no mercado nacional, em face às excelentes condições climáticas que o país apresenta para usar mais intensivamente essa tecnologia sobretudo, se comparada com outros países, cujos potenciais do recurso solar disponível são muito menores. A quantidade até agora utilizada encontra-se muito aquém do potencial de utilização viável existente no Brasil revelam os especialistas. Um exemplo contundente nesse sentido é o uso de chuveiros elétricos responsáveis por cerca de 6% do consumo total de energia elétrica no país, sendo parcela significativa no consumo residencial. Com o objetivo de contribuir para reverter parcialmente esse quadro, destaca-se o Plano Energia Brasil – Eficiência Energética, através do qual busca-se atingir metas de introdução de aquecimento de água residencial solar em 392 mil domicílios, em 2 anos, sendo 110 mil no 1º ano e 282 mil no 2º ano, contados a partir do primeiro ano de implementação do plano.

Conforme acima mencionado, os sistemas fotovoltaicos foram instalados como resultado de iniciativas relacionadas com programas de cunho social e de projetos demonstrativos e/ou pilotos que tiveram a participação financeira e técnica de instituições internacionais. O PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, apesar de ser eminentemente social é o programa mais amplo existente no país. Foram instalados, em suas quatro fases, cerca de 2.500 sistemas de bombeamento de água com 1,3MW instalados, 379 sistemas de iluminação pública com 7,5kW instalados e 3.000 sistemas de geração de eletricidade com 1,7MW instalados em painéis.⁷⁹

⁷⁹ idem

Além do PRODEEM, outras iniciativas têm sido implementadas por concessionárias, secretarias estaduais e universidades. Dentre elas destaca-se o Programa Luz no Campo, estabelecendo que uma parcela dos novos atendimentos sejam realizados com a instalação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, a ELETROBRÁS incentiva projetos de energia solar no âmbito do Projeto Comunidades Ribeirinhas, que vai atender a 300 famílias distribuídas às margens de rios no Estado do Amazonas.

Aparentemente a oferta da energia gerada por PCH's, tende a crescer estimando-se que até 2004 quase 1.400MW serão adicionalmente instalados. A legislação atual sobre concessões, permissões e autorizações facilita a instalação de PCHs, dispensando para as usinas de até 1MW qualquer tramitação burocrática junto à agência reguladora. Para os empreendimentos entre 1 e 30MW exige-se apenas autorização, quando destinada à produção independente ou autoprodução. Esses empreendimentos podem ainda comercializar seus excedentes de energia elétrica, ficando isentos do pagamento da taxa de utilização de recursos hídricos e da taxa de uso das redes de transmissão e distribuição, se entrarem em operação até 2003. Os que entrarem depois de 2003 terão um desconto mínimo de 50% destes custos. Outro incentivo dado é a possibilidade da venda direta de excedentes para consumidores cuja demanda seja superior a 500kW. Caso a PCH entre para substituir uma geração térmica que utilize algum combustível fóssil, nos sistemas isolados terá direito de usufruir da sistemática de rateio da conta de consumo de combustíveis⁸⁰, por 72 meses a partir da sua implantação. Além disso, estudos visando a determinação de locais para a instalação de PCH's, nas regiões Norte e Nordeste, vêm sendo desenvolvidos pela Eletrobrás em parceria com a Eletronorte e CHESF.

Em termos das perspectivas de uso das fontes alternativas de energia no setor elétrico, o Brasil apesar de dispor de uma das matrizes energéticas mais limpas no mundo, com grande parte da sua oferta interna de origem renovável, ainda possui um potencial para crescer, substancialmente, sua oferta energética a partir dessas fontes. No entanto, a tendência atual aponta para uma maior utilização de fontes fósseis, a exemplo do gás natural e do carvão, em face aos desafios postos para o setor elétrico nacional, com a necessidade de atender uma demanda por eletricidade que é prevista crescer em torno de 5% nos próximos dez anos, aumentar a confiabilidade do atendimento atual e promover a universalização do atendimento, já que quase 10% dos brasileiros não têm acesso a iluminação elétrica. (Pereira, O. S. e Reis, T. M., 2002)

Todavia essa tendência poderá ser revertida com uma significativa contribuição das fontes renováveis o que poderá acontecer tanto pelo aumento da oferta de energia para o sistema

⁸⁰ ANEEL - Resolução nº 245/1999.

interligado, com a injeção de energia de grandes fazendas eólicas e usinas fazendo uso de biomassa (plantações energéticas e resíduos urbanos), como através da geração distribuída, interligando usinas de co-geração baseadas em resíduos agrícolas, pequenas centrais hidrelétricas, unidades solares de aquecimento de água ou, ainda, no uso de painéis solares fotovoltaicos, pequenos aerogeradores e micro centrais hidrelétricas para o atendimento de áreas remotas. (Pereira, O. S. e Reis, T. M., 2002)

Este cenário mais promissor para as fontes renováveis tornou-se mais viável, com a aprovação recente pelo Congresso Nacional da Lei nº 10.430, de abril de 2002, que estabelece que no horizonte de vinte anos, 10% da energia elétrica nacional deverá ser oriunda de fontes renováveis não convencionais. Pelas suas características e dimensão, o PROINFA será especificamente tratado no capítulo 7 da presente dissertação⁸¹. Outras importantes iniciativas importantes, são os estudos que estão sendo desenvolvidos pela Petrobras, em parceria com outros agentes que atuam no setor elétrico, para a construção de um grande projeto utilizando energia eólica, para instalar, até o final de 2002, 30MW pulverizados entre seis estados: Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Além disso, a Companhia de Eletricidade do Ceará (COELCE) desenvolve um projeto de construção de mais duas usinas eólicas, com potência instalada total de 60 MW.

As perspectivas de desenvolvimento de um grande parque gerador de energia elétrica proveniente dos ventos no Brasil são muito boas. Alguns especialistas chegam a afirmar que o potencial eólico do país é de 25 mil MW, embora outros estudiosos, como o físico José Goldemberg, prefira assumir uma postura mais cautelosa, afirmando que apenas em áreas onde os ventos registram velocidades iguais ou superiores a 7 metros por segundo, os projetos de geração eólica são economicamente viáveis. O custo do kW instalado de uma planta eólica, que varia entre US\$1.100 a US\$1.700 não fica, portanto, muito acima do valor de US\$1.000 das hidrelétricas.

De qualquer modo, à exceção do PROINFA, todas as demais iniciativas não se constituem em ações duradouras, na medida que respondem muito mais a determinadas circunstâncias que lhes são oportunas do que a uma política ou a um planejamento de inserção continuada das fontes alternativas na matriz energética nacional.

⁸¹ No capítulo 7 desenvolve-se um estudo de caso, aplicando as linhas de base definidas para o SIN, para calcular o potencial de redução de emissões dos GEEs em decorrência das atividades de projetos a serem desenvolvidos no âmbito do PROINFA.

4.4. O Planejamento no Setor Elétrico Nacional

4.4.1. Plano Decenal de Expansão (PDE) – 2001/2010

O ciclo de planejamento da expansão do SIN, 2001-2010, prevê como diretrizes mais gerais a continuidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico disponível no país associado à construção de novas usinas termelétricas, apoiadas, sobretudo, no aproveitamento do gás natural, com a participação da iniciativa privada, como principal agente responsável pelos novos investimentos necessários à implementação do plano de expansão.

O programa de expansão é otimizado, ou o custo total é mínimo, quando dado um conjunto de empreendimentos, um cenário de mercado e um horizonte de planejamento, se verifica a igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão. Assim, “a menos que os limites de intercâmbio impeçam a otimização total das transferências de energia entre subsistemas, essa condição será atendida pelo programa usualmente denominado “ótimo”. Para esse programa otimizado é mínima a soma do valor atual, para todo o período, dos investimentos e dos custos operacionais, incluindo, nestes últimos, a parcela referente à energia não suprida”. (PDE – 2001/2010, p.)

Conforme assinalado no PDE – 2001/2010, o atual planejamento, embora tenha procurado atingir o chamado “ótimo” da expansão, ofereceu um programa flexível, no qual outras variáveis foram também consideradas, a exemplo do interesse da iniciativa privada, que nem sempre coincide com um programa de ótimo no sentido econômico estrito, prazos mínimos para implantação dos novos empreendimentos, considerando a necessidade da realização de estudos/projetos, a necessidade de licitação da outorga de concessão e a execução das obras, a viabilidade sócio-ambiental dos empreendimentos, os programas governamentais, como o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, etc.

Com base nestas considerações, o planejamento gerou “programas indicativos de expansão da oferta de energia para dois cenários alternativos de mercado, dois critérios alternativos de planejamento de expansão do parque gerador (igualdade dos custos marginais de operação e de expansão e risco de déficit de 5%) e duas hipóteses concernentes às usinas do PPT, uma considerando as usinas do Programa e os prazos previstos para a sua operação, e a outra não” (PDE – 2001/2010).

Utilizou ainda, como premissa, o custo do déficit em quatro patamares, associados a diferentes expectativas de taxa de risco e só considerou na expansão da capacidade instalada, os

empreendimentos do Programa Prioritário de Termelétricas definidos nas resoluções 36 e 37 da Câmara de Gestão da Crise (CGE)⁸².

No presente trabalho, adotou-se os seguintes dados e critérios do Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010:

- A projeção da carga própria de acordo com os cenários de mercado **B** e **C**⁸³;
- O Plano de Expansão associado ao cenário **C** de mercado para o critério de igualdade dos custos marginais de operação, denominado de expansão **C1**;
- A hipótese de implementação do PPT.

O Cenário B leva em consideração que o racionamento, de 20%, se estenderá até fevereiro de 2002, continuando em 10% até dezembro deste ano, enquanto o Cenário C considera que o racionamento de 20% se estenderá apenas até fevereiro de 2002. Embora tanto o Cenário C de projeção do mercado quanto a hipótese de implementação das térmicas esteja se confirmando no que refere à suspensão do racionamento, razão pela qual foram escolhidos, devem ser vistos apenas como prováveis a médio e longo prazo.

Na tabela 4.3 e na figura 4.6 encontra-se um resumo do plano de expansão associado ao cenário **C**⁸⁴, em termos absolutos e relativos. Observa-se que os empreendimentos hidrelétricos representarão 75% do total de capacidade a ser instalada até 2010. A elevação da capacidade instalada em usinas hidrelétricas, de 56.600 MW em 2001 para 91.731MW em 2010⁸⁵, corresponde a um crescimento médio anual de 6%, puxado pela usina de Belo Monte, com entrada prevista para o ano de 2008. A usina de Belo Monte, sozinha, acrescentará 11,6MW ao sistema.

⁸² As resoluções citadas encontram-se em anexo.

⁸³ O cenário B só é usado na presente dissertação no capítulo 6 para simular uma hipótese de baixo crescimento da carga própria de energia. As projeções de mercado propostos nessa alternativa considerava a possibilidade de continuação do programa de racionamento com redução de 10%, até dezembro de 2002, o que de fato não ocorreu.

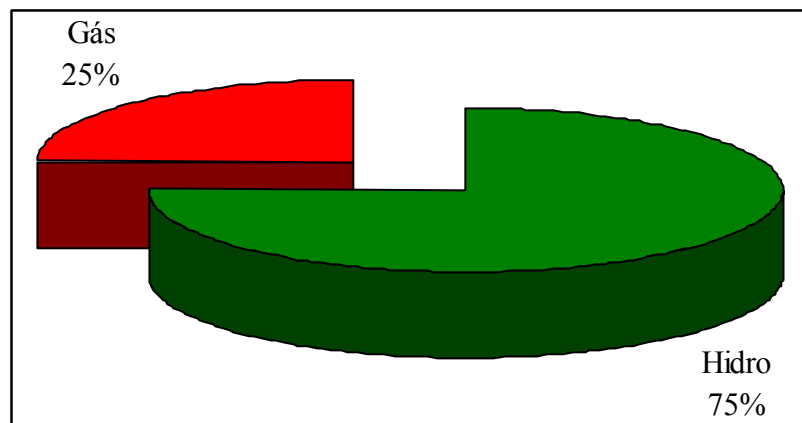
⁸⁴ Sobre os empreendimentos e cronogramas de entrada em operação ver PDE – 2001/2010, capítulo 5, páginas, 139,140 e 141.

⁸⁵ Não inclui a capacidade instalada para as importações.

Tabela 4.3 – SIN – Capacidade Instalada Incremental (MW)

Região Ano	S		SE/CO		NE		N		Total		Total SIN C1
	Hidro	Gás	Hidro	Gás	Hidro	Gás	Hidro	Gás	Hidro	Gás	
2001	-	-	1.934	1.482	-	28	850	-	2.784	1.510	4.294
2002	1.850	890	1.061	1.745	450	388	4.125	-	7.486	3.023	10.509
2003	120	340	511	679	-	760	-	-	631	1.779	2.410
2004	-	250	1.893	133	-	-	-	-	1.893	383	2.276
2005	-	-	404	-	-	-	-	-	404	-	404
2006	1.375	-	1.264	-	-	-	-	-	2.639	-	2.639
2007	1.960	-	2.218	1.000	-	400	-	-	4.178	1.400	5.578
2008	215	-	307	-	283	400	13.328	-	14.133	400	14.533
2009	587	-	-	3.000	-	800	2.880	-	3.467	3.800	7.267
Total	6.107	1.480	9.592	8.039	733	2.776	21.183	-	37.615	12.295	49.910

Fonte: elaboração própria a partir do PDE – 2001/2010

Figura 4.6 – SIN – Capacidade Instalada Incremental

Fonte: elaboração própria a partir de PDE – 2001/2010

A instalação das usinas a gás concentram-se entre 2001 e 2004, prevendo-se novas adições de usinas térmicas entre 2007 e 2009. Em termos regionais, o Norte terá o maior volume de instalação de capacidade, 41% do total, seguido da região Sudeste/Centro Oeste com 32%. As regiões Sul e Nordeste serão responsáveis por 15% e 7%, respectivamente. Em termos de geração térmica convencional, a região Sudeste/Centro Oeste receberá 65% das novas instalações de usinas a gás, seguida da região Nordeste com 23% e o Sul com apenas 12%. Na tabela 4.4 a projeção anual da capacidade instalada em usinas térmicas convencionais e total de acordo com o cenário C1 do PDE – 2001/2010.

Tabela 4.4 – SIN – Projeção da Capacidade Instalada em UTE – Programa Expansão – Cenário 1 (MW)

Ano	S	SE/CO=>			NE	TOTAL	
		Conv.	Nuclear	UT*		Conv.	UT*
2001	2.185	3.239	1.966	5.205	318	5.742	7.708
2002	3.075	4.984	1.966	6.950	706	8.765	10.731
2003	3.415	5.663	1.966	7.629	1.466	10.544	12.510
2004	3.665	5.796	1.966	7.762	1.466	10.927	12.893
2005	3.665	5.796	1.966	7.762	1.466	10.927	12.893
2006	3.665	5.796	1.966	7.762	1.466	10.927	12.893
2007	3.665	6.796	1.966	8.762	1.866	12.327	14.293
2008	3.665	6.796	1.966	8.762	2.266	12.727	14.693
2009	3.665	9.706	1.966	11.672	3.066	16.437	18.403
2010	3.665	9.796	1.966	11.762	3.866	17.327	19.293

* UT = Usinas convencionais + usinas nucleares

Fonte: elaboração própria a partir do PDE - 2001/2010

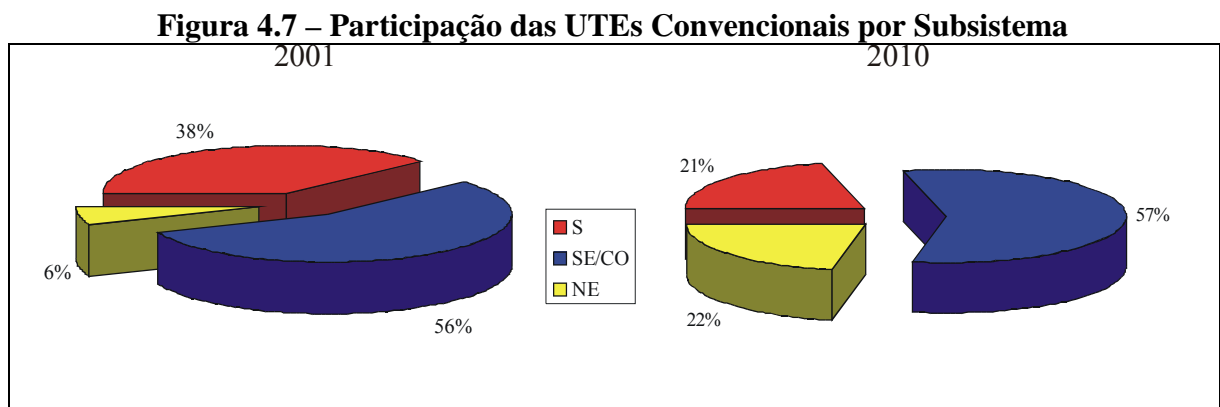
De acordo com o PDE – 2001-2010, até o final do horizonte de planejamento, caso o Cenário C de mercado venha a se confirmar, o SIN deverá elevar sua capacidade instalada para 125.288 MW. Com base no programa de expansão 2001/2010, a ampliação da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro passa pela construção de usinas térmicas, utilizando o gás natural como combustível, porém em quantidade inferior aos acréscimos de capacidade previstos de serem realizados com usinas hidrelétricas.

Estima-se para os próximos 10 anos uma elevação significativa da participação das usinas térmicas na capacidade instalada, evoluindo do atual nível, 7%, para algo em torno de 15% em 2010⁸⁶. É uma participação significativa, sobretudo, considerando que a construção de Belo Monte está incluída no total da ampliação da capacidade instalada do SIN. Não foi considerada a construção de Angra 3.

⁸⁶ Comitê de Revitalização do Setor Elétrico Brasileiro- Relatório de Progresso no 2, janeiro de 2002.

Esse crescimento será basicamente resultado da construção de plantas que utilizam gás natural, já que para as outras fontes térmicas (nuclear, óleo combustível, diesel), excetuando-se o carvão, não se prevê elevações em suas atuais participações. Destaca-se, no entanto, que o Plano Decenal não excluiu a possibilidade de que térmicas movidas a outros combustíveis sejam construídas, indicando que os “módulos genéricos de unidades termelétricas a gás natural poderiam ser substituídos por outras fontes de geração, tais como novas usinas hidrelétricas, usinas termelétricas a carvão ou usinas termonucleares. Neste último caso destaca-se, por exemplo, a usina termonuclear de Angra III, sobre a qual já existe considerável nível de conhecimento e que ainda carece de autorização governamental para a retomada do empreendimento”⁸⁷.

Na figura 4.7 as participações das térmicas convencionais por subsistema, com base no planejamento da expansão em 2001 e 2010, considerando o cenário C1



Fonte: elaboração própria a partir do PDE, 2001/2010

Observa-se que a capacidade instalada das térmicas convencionais modificará a participação dessas fontes em termos regionais, apontando para uma perda relativa da região Sul, que cai de 38% em 2001 para 21% em 2010, um crescimento da geração térmica na região Nordeste, que se eleva dos atuais 6% para 19% em 2010. A região SE/CO mantém sua participação praticamente inalterada, ao longo do horizonte de planejamento, atingindo 57%, em 2010.

O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)⁸⁸, prevê a instalação de 38 novas usinas até 2004. Desse total, as 15 usinas que compõem o Programa Emergencial de Energia terão

⁸⁷ Plano Decenal de Expansão – PDE- 2001/2010, capítulo V.

⁸⁸ Decreto no. 3371 do MME, de 24/2/2000 instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) no país, visando a implantação de usinas termelétricas a gás natural e outros combustíveis (inclusive resíduo asfáltico,

garantia de fornecimento do gás. A expectativa é que até o final de 2002, o conjunto dessas usinas estejam operando normalmente, acrescentando pouco mais de 2,8 GW à potência instalada atual. O PPT inclui a previsão de construção de novas usinas à carvão, com 1,1 GW de capacidade instalada, nos estados do Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina.

Confirmando-se, portanto, a tendência de expansão do gás natural na matriz do setor elétrico é provável que a participação relativa dos recursos hídricos na produção de energia elétrica sofra uma razoável redução. Segundo as últimas projeções realizadas pelo Comitê de Revitalização do setor, em 2010, a energia de origem hidráulica responderá por 70% da oferta de energia elétrica do SIN, contra os 93% registrados em 2000⁸⁹. Estas projeções, no entanto, não estão se confirmando e, ao que tudo indica, deverão sofrer importantes revisões, sobretudo em função do volume de água armazenada e da perspectiva otimista de um período de grande hidraulicidade.

A participação da termelétricidade convencional no Brasil tende a crescer, em quase todas as regiões, Sul, Sudeste e Nordeste, onde são previstas a instalação de usinas à carvão e gás natural situadas em locais mais próximos aos centros de consumo. Para as usinas à gás natural incluídas no PPT o setor elétrico assegura condições especiais de operação, inclusive quanto à garantia de fornecimento de gás natural.

Por outro lado, embora o planejamento decenal do setor elétrico considere a construção de grandes usinas hidrelétricas como opção para elevar a oferta de energia para atender ao crescimento do mercado nacional, esta poderá se enfraquecer em função dos elevados investimentos iniciais, dos altos custos ambientais associados e pela baixa taxa de atratividade que possuem para o capital privado, prioritariamente interessado em realizar investimentos em setores que apresentem altas taxas de retorno e curto espaço de tempo para a recuperação do capital investido.

Em sentido contrário, a alternativa dos novos investimentos em empreendimentos hidrelétricos voltarem a ser financiados pelo setor público brasileiro, aparentemente, não se viabilizará, pelo menos em curto e médio prazos, a menos que grandes e profundas mudanças

616 MW e carvão, 1100 MW), correspondendo a 19 000 MW instalados. Para tal, as seguintes políticas de incentivo foram introduzidas:

- garantia de suprimento de gás natural a US\$ 2,26/MMBTU por 20 anos
- garantia de aplicação do valor normativo para gás natural (R\$ 57,20/MWh) por 20 anos
- garantia de financiamento do BNDES para os Produtores Independentes de Energia (PIE)

⁸⁹Comitê de Revitalização do Setor Elétrico - Relatório de Progresso no 2.

na estrutura regulatória e organizacional do setor elétrico e no plano político, em nível nacional, venham a ocorrer⁹⁰.

Pelas razões expostas acima, embora as projeções recentemente divulgadas pela Câmara de Gestão da Crise (CGE), apoiadas nos estudos que estão sendo desenvolvidos pelo CCPE e pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, possam vir a ser substancialmente modificados, em função da rápida elevação dos níveis dos reservatórios, nos dois primeiros meses de 2002, ainda parece prevalecer a idéia de que o governo federal continuará apostando na implementação do Programa das Térmicas e dos demais programas acima referido, até para se proteger dos riscos futuros.

Ao que tudo indica, no entanto, o ritmo de implementação do PPT, tenderá a ser menor do que se previa. Em primeiro lugar porque com a melhoria das vazões afluentes nas bacias hidrográficas do Sudeste e Nordeste ficou bastante reduzido o risco de novos déficits de energia, pelo menos até 2004. Em segundo, porque a construção das térmicas, conforme já assinalado em parte anterior do trabalho, está enfrentando dificuldades importantes, não apenas por atrasos nos cronogramas de obras e pelas incertezas quanto à viabilidade empresarial de manutenção dos atuais contratos do tipo “*take or pay*”, quanto pelas dificuldades para obtenção das licenças ambientais que alguns projetos estão enfrentando.

Ressalta-se que as previsões sobre a contribuição relativa das fontes de energia para o atendimento do mercado de energia elétrica, apesar de indicarem na direção acima mencionada, ou seja, ganho de participação do gás natural e perda relativa de participação da geração hidrelétrica, devem ser vistas como uma entre diversas outras possibilidades de evolução do quadro da oferta nacional de energia elétrica. O comportamento de variáveis como, a evolução do mercado e dos preços dos recursos energéticos, os avanços tecnológicos na produção de energia elétrica, regulamentações, hidráulidade, disponibilidade de outras fontes de energia e tecnologias de fornecimento compatíveis com as necessidades do mercado, entre outras condicionantes de natureza política mais geral, poderão impor importantes mudanças no quadro da oferta nacional de energia.

Destaca-se que em alguns estados do Sul, as usinas à gás natural também enfrentam problemas de competitividade, sobretudo em função da grande disponibilidade de carvão

⁹⁰ Embora venha enfrentando muitos problemas a construção da Usina de Belo Monte poderá alterar significativamente a participação da hidreletricidade no conjunto do parque gerador nacional. Com efeito, se for construída, a usina de Belo Monte acrescentará 11,2GW ao sistema elétrico.

existente na região, em contraposição às dificuldades de abastecimento de gás natural⁹¹. Além disso, o próprio contexto mundial, caracterizado por drásticas mudanças de paradigmas relativos à produção e uso da energia, orientados pela busca da superação das interferências humanas negativas causadoras de impactos irreversíveis sobre os sistemas naturais, a exemplo da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia, o fato de o país possuir grandes potenciais de outras fontes energéticas renováveis e limpas que poderão ser mobilizadas e melhor aproveitadas e ainda possuir espaços para a redução do consumo global de energia elétrica, através da adoção de programas mais agressivos de uso eficiente da energia e de combate ao desperdício, recomenda que todos os prognósticos realizados sejam vistos como um entre vários caminhos possíveis.

4.4.2. Planejamento de Médio Prazo da Operação

O planejamento da operação elétrica a médio prazo é anual e tem como objetivo analisar o desempenho do sistema elétrico, com base no mercado previsto e no cronograma de entrada em operação de novos equipamentos, definidos para o horizonte do estudo. Os estudos relacionados com a operação de médio prazo⁹² do SIN utilizam os modelos de geração hidrotérmica e de geração de séries sintéticas⁹³, considerando a evolução da carga própria de energia, o planejamento da expansão da capacidade instalada de geração e transmissão os limites de intercâmbio, as aflúências, o custo do déficit, adotam uma taxa de desconto⁹⁴ e uma ordem máxima do modelo estocástico⁹⁵, além de observar os níveis de armazenamento iniciais e os projetos de importação.

O modelo NEWAVE tem como função objetivo resolver o problema da operação ótima, determinando uma estratégia de operação que forneça as metas de geração de cada unidade geradora. Esta estratégia deve minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de estudo, composto pelas despesas com combustível mais as penalizações

⁹¹ Segundo a Secretária de Energia do Rio Grande do Sul os preços dos energéticos são significativamente diferentes. Enquanto o carvão custa US\$1 por milhão de BTU, o valor para o gás natural é de US\$2,6 por milhão de BTU.

⁹² Os estudos de médio prazo para a operação consideram um horizonte de mais cinco anos em relação ao ano em curso. Por exemplo, se o ano em curso é 2001, então os resultados dos estudos são projetados até 2006. Na presente dissertação os resultados só vão até 2005 porque houve problemas nos dados relativos a 2006.

⁹³ Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE (versão 9.2) e o Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – GEVAZP

⁹⁴ Taxa de desconto normalmente utilizada no setor elétrico 10% no planejamento da operação.

⁹⁵ A ordem máxima do modelo auto-regressivo de previsões de vazões, PAR(p), recomendada pela ANEEL foi de p=6, utilizada na última revisão quadrimestral do planejamento anual da operação energética, para 2001.

por eventuais falhas no atendimento de energia, ou seja, o custo devido ao corte de carga ou custo de déficit.

As unidades térmicas são despachadas para atender ao mercado restante em ordem crescente do custo unitário, salvo se razões elétricas, energéticas e/ou por inflexibilidades indicarem outra ordem de entrada em operação. Como regra geral, no entanto, uma unidade térmica mais barata é utilizada até a sua capacidade máxima antes de outra unidade térmica, de custo mais elevado, entre em operação. O custo imediato de operação é função da geração das unidades térmicas que é, em geral, representada por uma função linear por partes.

O NEWAVE utiliza quatro módulos computacionais para calcular os sistemas equivalentes, as energias afluentes, definir a política de operação e simular a operação do sistema. O primeiro módulo calcula 16 parâmetros por subsistema equivalente⁹⁶, a exemplo do nível de armazenamento máximo, que representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema, ou a configuração hidrotérmica, que é definida por um grupo de usinas hidráulicas para cada uma das quais associa-se um estado de reservatório, sendo que apenas quando o reservatório encontra-se em operação e o número de máquinas instaladas é maior ou igual ao número de máquinas de base, o reservatório e o rendimento do conjunto turbina-gerador são considerados disponíveis para o sistema. Se ocorrerem mudanças de estado em qualquer usina do grupo identifica-se uma alteração na configuração do sistema. Outros parâmetros considerados são: a correção da energia hidrotérmica devido a mudança de configuração, a energia afluente controlável e a fio d'água, energia evaporada, correção da energia controlável em função do armazenamento, capacidade de turbinamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas a fio d'água, perdas de geração em função do transporte da energia até o centro de carga, energia de vazão mínima e geração hidráulica máxima.

O segundo módulo estima os parâmetros estocásticos para gerar série sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no terceiro módulo para determinar a política hidrotérmica mais econômica para o subsistema equivalente, levando em consideração as incertezas relacionadas com as afluições futuras, variações no comportamento do mercado ou carga requerida e a indisponibilidade dos equipamentos, seja em função das saídas programadas, seja por saídas intempestivas. Para cada vazão afluente de um dado local e período de tempo o modelo obtém diferentes curvas que refletem as condições específicas que

⁹⁶ Subsistemas equivalentes: Sul, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte.

as geraram. Estas curvas são chamadas de “trajetórias ou realizações do processo físico que está sendo observado”⁹⁷.

Através de um processo estocástico, o processo físico observado pode ser modelado para gerar o conjunto de todas as possíveis trajetórias que podem ser observadas, ou as chamadas séries temporais. O processo estocástico para cada instante do tempo é uma variável aleatória, sendo a série histórica apenas uma realização “amostrada”, da distribuição de probabilidade conjunta de todas as variáveis aleatórias envolvidas. Portanto, com base em um único cenário disponível chamado de série histórica, o módulo computacional de energia afluente compõe uma amostra cujo tamanho permite avaliar índices de risco e incertezas inerentes a um sistema hidrotérmico. Para tanto, as características básicas da série histórica são “capturadas” por modelos estocásticos, neste caso o modelo PAR(p), gerando séries sintéticas de afluições, que apesar de diferentes da série histórica são igualmente prováveis de ocorrer. O modelo PAR(p) é utilizado para aproximar este comportamento estocástico, ou seja, o modelo deve permitir que, artificialmente, se façam tantos sorteios quantos forem necessários para o estudo em foco”⁹⁸. O modelo assume por simplificação estacionaridade⁹⁹ no processo de afluições anuais e não estacionaridade para o processo de afluições mensais.

Finalmente, o módulo de simulação da operação indica a operação do sistema ao longo do horizonte de planejamento para vários cenários elaborados com base nas séries hidrológicas, falhas dos equipamentos e variações na demanda. Calcula ainda a média dos custos marginais, a média dos custos de operação, o risco do déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica¹⁰⁰.

Os estudos realizados para o setor elétrico revelaram que a distribuição amostral para a variável aleatória déficit, “os índices mais relevantes para o planejamento estavam em geral associados a valores extremos das distribuições. O período crítico, por exemplo, corresponde à pior situação hidrológica em todo o histórico. Esta constatação é consequência da existência de reservatórios plurianuais, pouco sensíveis às flutuações de curto prazo”¹⁰¹. Por isso o

⁹⁷ Manual de Referência do NEWAVE – CEPEL

⁹⁸ Idem.

⁹⁹ Um processo estocástico é estacionário se ao longo do tempo as suas propriedades estocásticas não se alteram. Isto significa que a média, o desvio padrão, etc, não sofrem modificações ao longo do tempo, ou de uma forma mais abrangente, significa que a distribuição de probabilidades em um instante t qualquer é válida para qualquer outro instante. A não estacionaridade de um processo estocástico pode ser causada pela intervenção direta do homem, ou da natureza, no processo físico, ou ainda pela presença de ciclos sazonais (características que se repetem dentro de um ano).

¹⁰⁰ Sobre o modelo Newave ver o Manual de Referência publicado pelo CEPEL. Nesse trabalho são apresentadas todas as premissas, modelos e procedimentos adotados, bem como a bibliografia de referência utilizada.

¹⁰¹ idem

modelo utiliza o conceito de déficit máximo obtido a partir da série histórica como valor de projeto para a capacidade de um reservatório. Através de cálculos usualmente adotados para variáveis de máximo obtém-se uma distribuição de frequência com vistas a estabelecer a tipicidade da série histórica em relação à distribuição dos valores gerados.¹⁰² Ou seja, “deseja-se saber a probabilidade da amostra histórica ser sorteada dado que o modelo de geração escolhido é verdadeiro”.¹⁰³ Portanto, em última instância, o desempenho do modelo depende da proporção de índices gerados maiores ou menores que o índice histórico. Quanto maior a proporção mais atípico é o índice histórico e vice-versa.

As estimativas de geração de energia das usinas térmicas interligadas ao SIN, projetadas até 2005 pelo Newave, foram utilizadas para propor uma metodologia de elaboração de cenários de emissões de CO₂ resultantes da operação do SIN, nesse mesmo período. Observa-se que os valores em MWmed associados ao despacho das térmicas são extremamente influenciados, no curto prazo, pelas energias afluentes observadas nos últimos seis meses. No entanto, para um prazo mais longo, variáveis como o comportamento da carga, a viabilização dos planos de expansão de hidro e térmicas e o custo do déficit adquirem importância fundamental na distribuição da participação das diferentes fontes na oferta de energia elétrica do SIN.

Na presente dissertação os resultados das simulações do Newave/PMO/abril/02, definindo a geração térmica convencional, são assumidos como representativos do nível médio dos requerimentos associados ao despacho das usinas termelétricas, no horizonte de médio prazo do planejamento da operação e foram utilizados para definir as linhas de base padronizadas para o SIN e seus subsistemas, entre 2002-2005. No entanto, devem ser visto apenas como uma aproximação em relação ao que realmente deverá ocorrer porque estes resultados são muito sensíveis às variações no comportamento do mercado, alterações no programa de expansão e custo do déficit, além do nível inicial dos reservatórios e das vazões afluentes, embora para as avaliações de desempenho do sistema, em médio prazo, estes dois últimos parâmetros não sejam relevantes.

Os dados de entrada e principais comentários relacionados ao Programa Mensal de Operação (PMO)¹⁰⁴ do SIN, de abril de 2002 encontram-se em anexo na presente dissertação.

¹⁰² Descrição detalhada na página 47 do Manual de referência do NEWAVE.

¹⁰³ idem

¹⁰⁴ PMO – Plano Mensal de Operação do Operador Nacional do Sistema (ONS)

4.4.3 As simulações do Newave: o modo de apresentação e dados de entrada do programa

As projeções das gerações das usinas térmicas que operam integradas ao SIN, elaboradas a partir das simulações do modelo Newave para dar suporte aos estudos de planejamento da operação a médio prazo, são apresentadas por subsistema, Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte¹⁰⁵, denominados, respectivamente, GTERT 1, GTERT 2, GTERT 3 e GTERT 4. A geração térmica prevista, expressa em MWmed, para o horizonte do estudo, 2002-2005 é apresentada desagregada por usina, para cada uma das 2000 séries sintéticas que o modelo trabalha, discretizadas, mensalmente, em três patamares de carga (leve, moderada e pesada), sendo também explicitada a média ponderada anual das usinas. Tal ponderação é feita com base nos índices utilizados de duração e profundidade da carga¹⁰⁶. No final, para cada ano do horizonte estudado, 2002-2005, o programa agrega a geração requerida de todas as térmicas, em MWmed, para as 2000 séries sintéticas.

Para realizar esse tipo de simulação os dados de entrada são os seguintes: as projeções mensais do mercado desagregadas por subsistema, para o período de 5 anos, os dados sistêmicos, relativos ao nível de armazenamento inicial, em MW, no mês considerado para o estudo, as afluências do mês em curso e dos seis últimos meses, também desagregadas por submercados, a configuração, por usina, da oferta atual de energia hidrelétrica e termelétrica atual e o programa de expansão dessas usinas, as projeções mensais para 5 anos da oferta das pequenas usinas despachadas descentralizadamente pelo ONS, os limites de intercâmbio entre os submercados. O programa inclui as térmicas nucleares e as usinas a gás Argentina I e II, que foram retiradas dos resultados e desconsideradas para compatibilizar com os propósitos da presente dissertação.¹⁰⁷

¹⁰⁵ O sub-sistema Norte interligado não foi considerado por não haver despacho de térmicas convencionais neste sub-sistema.

¹⁰⁶ Os índices de duração e intensidade da carga são parâmetros de entrada e se encontram explicitados na planilha do PMO/abril/02.

¹⁰⁷ Assume-se como pressuposto nesta dissertação que as emissões das usinas nucleares são nulas. As emissões decorrentes das gerações das Usinas Argentina I e II também foram desconsideradas porque ocorrem fora do território nacional, ou seja, fora da fronteira estabelecida em nível nacional para a definição da linha de base do SIN.

4.4.4. Resultados do Newave: tratamento e utilização dos resultados do Newave

A partir dos resultados das simulações construiu-se as curvas anuais de permanência das térmicas por subsistema¹⁰⁸ e agregou-se as usinas térmicas por tipo de combustível (óleo combustível, gás ou carvão), calculando-se a geração média agregada dessas usinas e a participação de cada um desses subconjuntos no total das gerações das térmicas convencionais¹⁰⁹. As mesmas participações foram consideradas de forma agregada para o SIN. Todos os valores, em MWmed, foram transformados em GWh, multiplicando-se o MWmed pelo número de horas do ano (8.760) e, em seguida, divididos por 1000.

Para um intervalo de confiança de 95%¹¹⁰ identificou-se as alternativas de geração das térmicas convencionais, máximas e mínimas, requeridas a cada ano, por subsistema. Determinou-se a geração térmica total prevista para o SIN, pelo somatório das gerações, máximas e mínimas, dos subsistemas GTERT 1, GTERT 2 e GTERT 3.

Na tabela 4.5, os resultados encontrados, de acordo com os procedimentos acima descritos.

¹⁰⁸ As curvas de permanência anuais por subsistema são apresentados no final do presente capítulo.

¹⁰⁹ Os resultados encontram-se nas tabelas 4.6 a 4.21 apresentadas no final do presente capítulo

¹¹⁰ Com esse procedimento estatístico excluiu-se os valores de gerações associados a um pequeno número de séries sintéticas, igual ou menor que 5%.

Tabela 4.5 – Estimativa da Geração Térmica Convencional – 2002-2005 (GWh)

Sub-Sistema SE/CO – GTERT 1	2002	2003	2004	2005
Valor Máximo	13.026	27.934	33.018	34.809
Óleo Combustível	3.777	5.308	4.953	5.221
Gás Natural	9.248	22.627	28.066	29.588
Gás Natural (%)	71%	81%	85%	85%
Óleo Combustível (%)	29%	19%	15%	15%
Valor Mínimo	9.881	17.879	21.760	21.760
Óleo Combustível	2.866	3.397	3.264	3.264
Gás Natural	7.016	14.482	18.496	18.496
Gás Natural (%)	71	81	85	85
Óleo Combustível (%)	29	19	15	15
Sub-Sistema SUL – GTERT 2	2002	2003	2004	2005
Valor Máximo	27.156	27.717	28.514	29.399
Carvão	11.949	11.918	10.835	11.171
Gás Natural	15.207	15.798	17.679	18.227
Gás Natural (%)	56	57	62	62
Carvão (%)	44	43	38	38
Valor Mínimo	7.341	8.085	8.085	8.085
Carvão	3.230	3.477	3.072	3.072
Gás Natural	4.111	4.609	5.013	5.013
Gás Natural (%)	56	66	69	70
Carvão (%)	44	34	31	30
Sub-Sistema NE - GTERT 3	2002	2003	2004	2005
Valor Máximo	841	2.304	6.938	7.113
Gás Natural	841	2.304	6.938	7.113
Gás Natural (%)	100	100	100	100
Valor Mínimo	780	1.883	5.668	5.668
Gás Natural	780	1.883	5.668	5.668
Gás Natural (%)	100	100	100	100
Sistema Interligado Nacional – SIN	2002	2003	2004	2005
Intervalo de Confiança 95%				
Valor Máximo	41.023	57.955	68.470	71.321
Gás Natural	25.296	40.729	52.682	54.928
Óleo Combustível.	3.777	5.308	4.953	5.221
Carvão	11.949	11.918	10.835	11.171
Gás Natural (%)	62	70	77	77
Óleo Combustível (%)	9	9	7	7
Carvão (%)	29	29	16	16
Valor Mínimo	18.002	27.848	35.513	35.513
Gás Natural	11.906	20.974	29.177	29.177
Óleo Combustível.	2.866	3.397	3.264	3.264
Carvão	3.230	3.477	3.072	3.072
Gás Natural (%)	66	75	82	82
Óleo Combustível (%)	16	12	9	9
Carvão (%)	18	13	9	9

Fonte: elaboração própria

As gerações máximas estão associadas a períodos críticos, caracterizados por baixa hidraulicidade, combinados com uma insuficiente capacidade da transmissão do sistema para realizar os intercâmbios de energia entre os subsistemas nas quantidades requeridas para atender às demandas regionais. Os valores mínimos representam as necessidades de geração térmica convencional associadas aos períodos de alta hidraulicidade combinada com uma capacidade instalada de transmissão suficiente para realizar os intercâmbios de energia entre os subsistemas para o atendimento ao mercado.

Os resultados mostram que a partir de 2002 são previstas modificações importantes na composição da estrutura ou mix da geração de energia elétrica de origem térmica convencional por tipo de combustível em todos os subsistemas, na comparação com a composição observada nos últimos anos, inclusive em 2001. Com efeito, em 2001, no SIN a geração térmica oriunda das usinas movidas a óleo combustível representava 37%, a geração proveniente das usinas movidas a carvão 32%, e a geração das usinas a gás natural 31%. Na região Nordeste, apenas a usina de Camaçari gerava energia com o uso de óleo combustível, representando a totalidade desse tipo de suprimento.

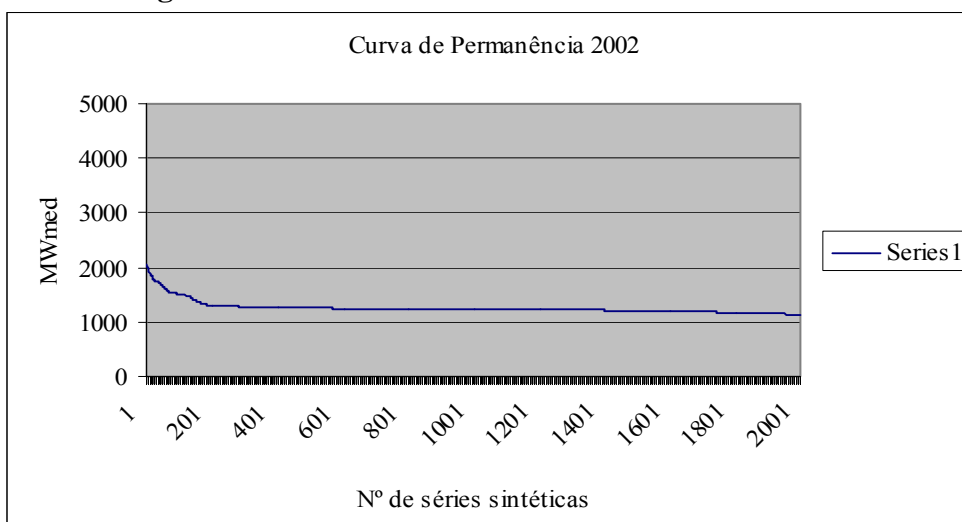
A partir de 2002, pelo menos em nível de planejamento, prevê-se uma profunda mudança no mix da geração por tipo de combustível em favor da geração proveniente das usinas movidas a gás natural. Este prognóstico é compatível com o planejamento decenal de expansão do SIN, no que se refere à ampliação do parque térmico convencional, baseado no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). De acordo com o cenário C1 de expansão do parque térmico nacional do PDE, entre 2001 e 2010, do total de quase 11,6GW de acréscimo da potência a ser instalada em térmicas convencionais, 90% dessa potência são de empreendimentos a gás natural.

No entanto, é importante ressaltar, que sendo as gerações das térmicas convencionais estimadas através das simulações do Newave para o Programa Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002, muito provavelmente, elas não refletem as mudanças realizadas nos PMOs dos meses subsequentes, em função dos ajustes realizados nos cronogramas de entrada das usinas do PPT, alterações dos níveis de armazenamento iniciais dos reservatórios e nas projeções do mercado elaboradas pelo CTEM. Recomenda-se, em razão disto, a realização de novos estudos, não apenas para efeito de atualização dos dados já disponíveis para meses mais recentes, mas sobretudo para discutir e aprofundar como um grande número de informações disponíveis, que podem ser extraídas dos resultados das simulações do Newave para os estudos de desempenho do sistema no médio prazo, podem ser melhor utilizadas para outros estudos relacionados com estimativas das emissões dos GEEs no SIN, aumentando o grau de confiança dos resultados que serão encontrados.

De qualquer modo, assume-se, na presente dissertação, que os resultados das simulações do PMO/abril/2002, permanecem válidos, pelo menos como indicação da tendência mais provável de evolução do perfil do parque térmico convencional do SIN e seus subsistemas.

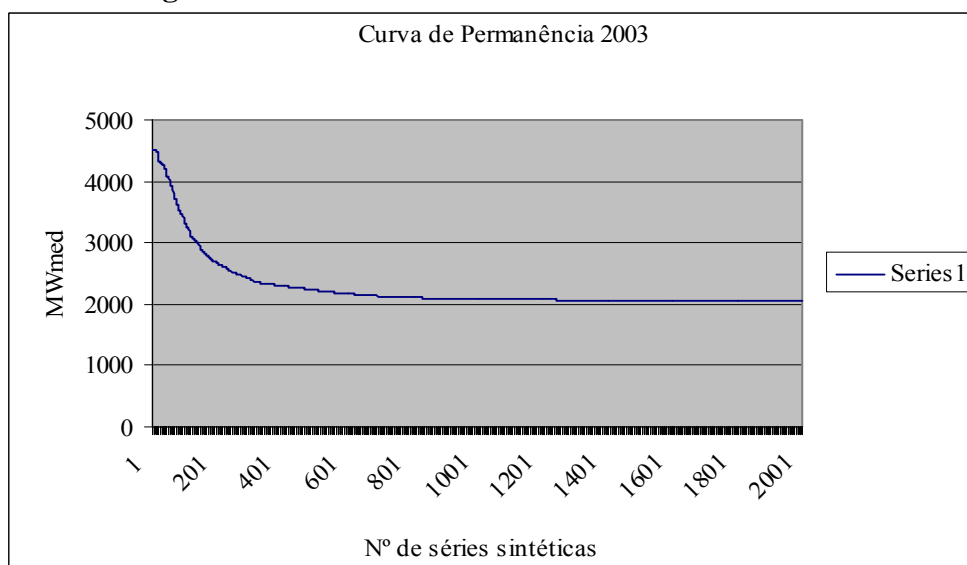
As curvas de permanência das térmicas para os três subsistemas, figuras 4.8 a 4.19, mostram as gerações térmicas totais previstas para cada uma das 2000 séries sintéticas que o modelo trabalha, para os anos 2002 a 2005. Observa-se claramente que para todos os sistemas apenas um pequeno número de séries sintéticas associam-se aos valores mais altos de geração das térmicas.

Figura 4.8 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 1

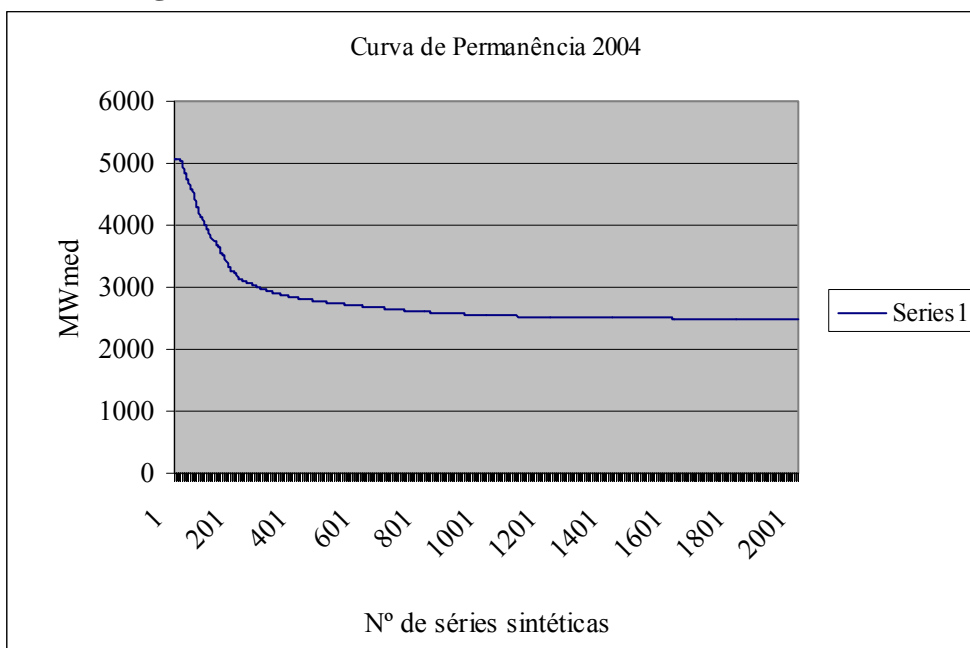


Fonte: elaboração própria.

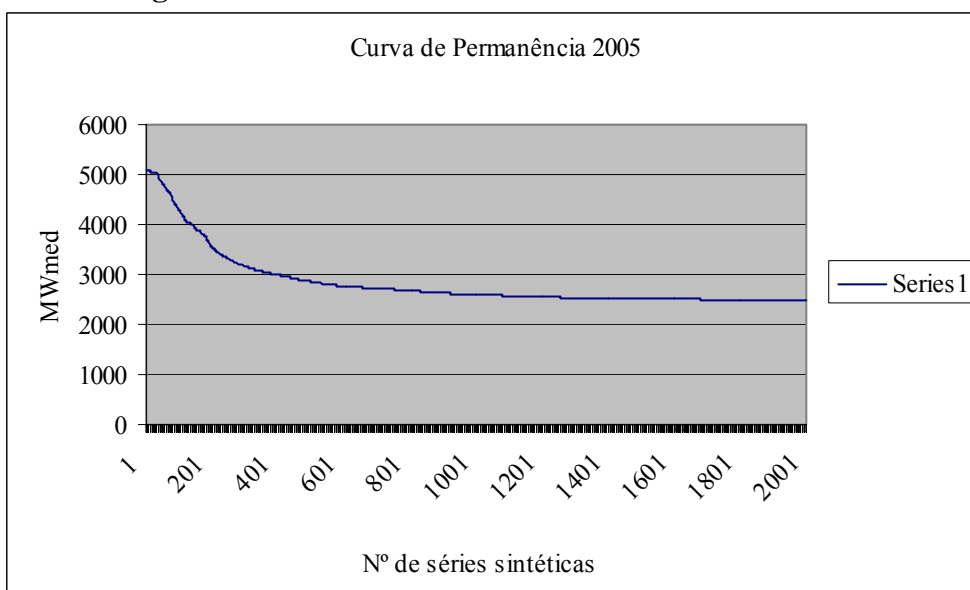
Figura 4.9 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 1



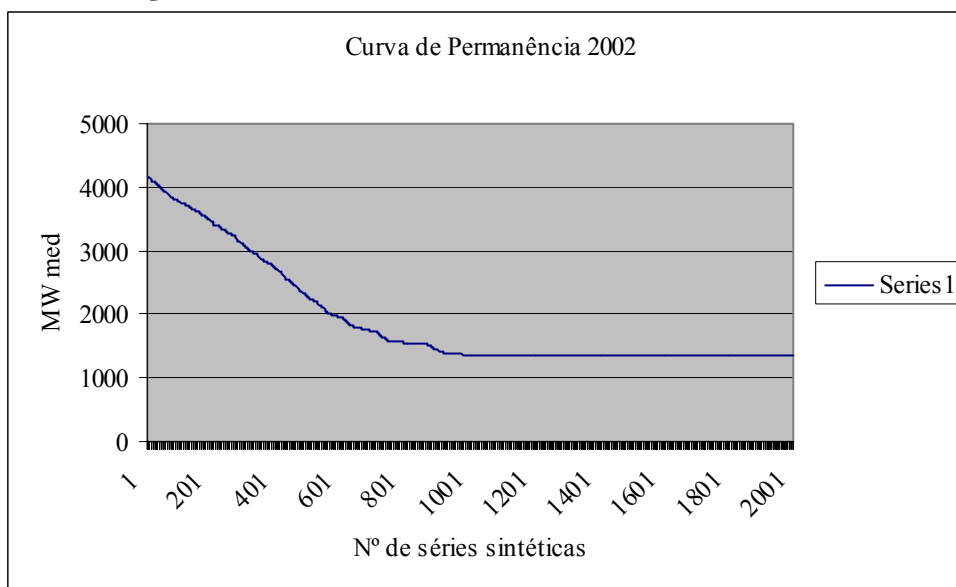
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.10 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 1

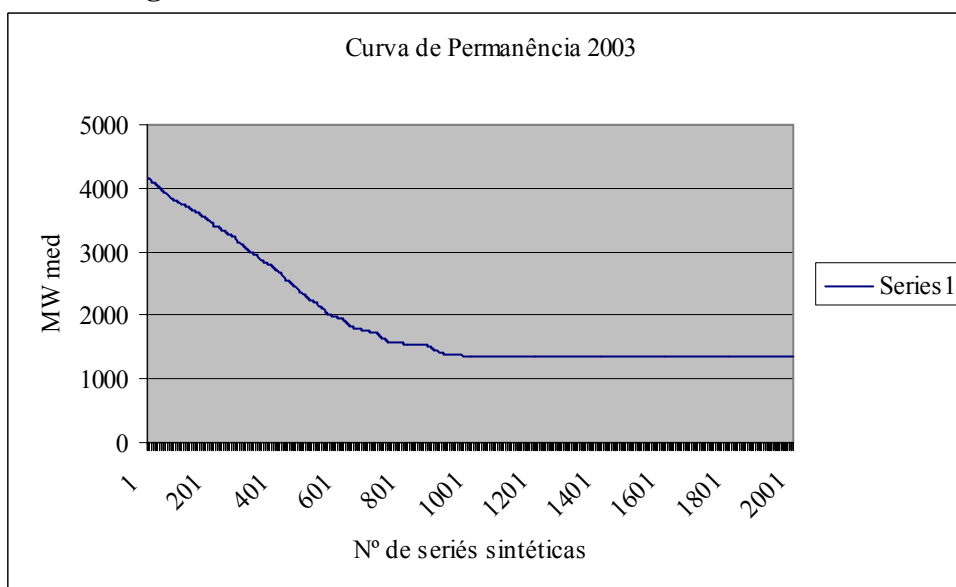
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.11 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 1

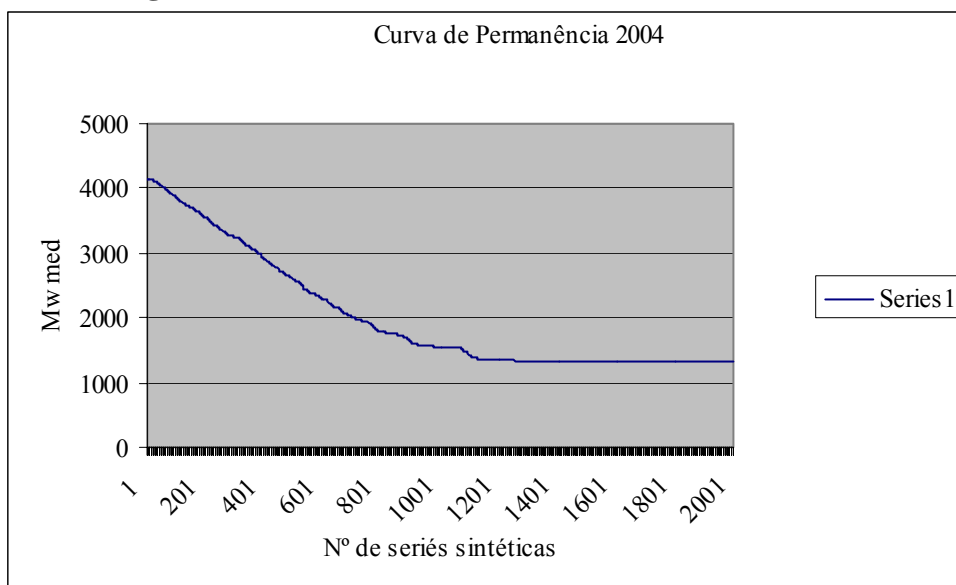
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.12 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 2

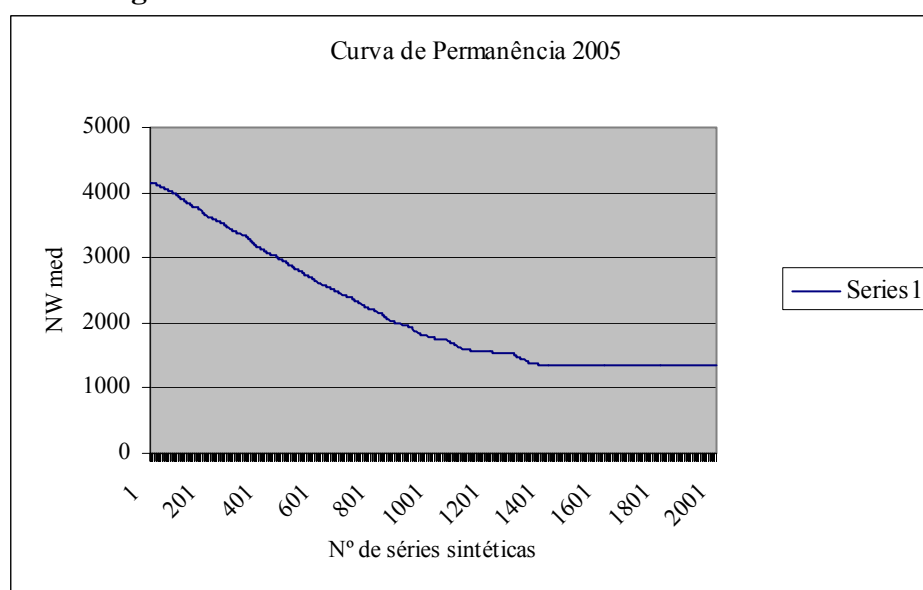
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.13 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 2

Fonte: elaboração própria.

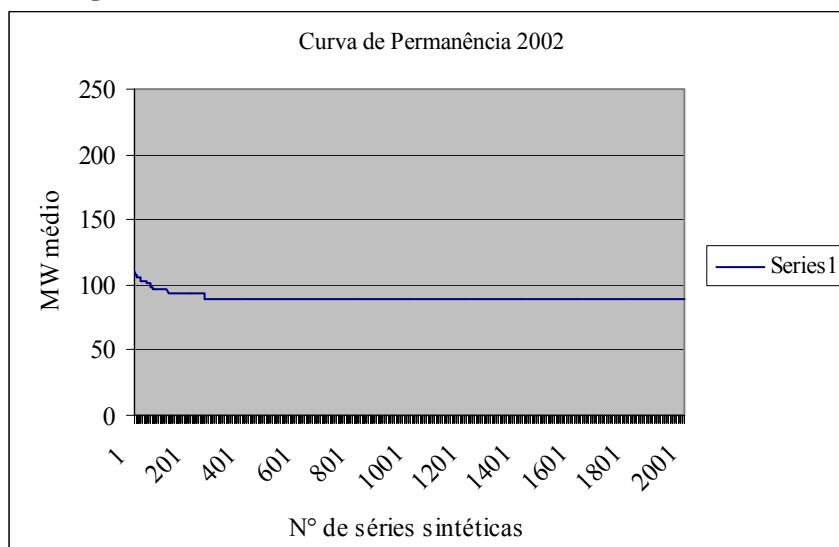
Figura 4.14 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 2

Fonte: elaboração própria.

Figura 4.15 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 2

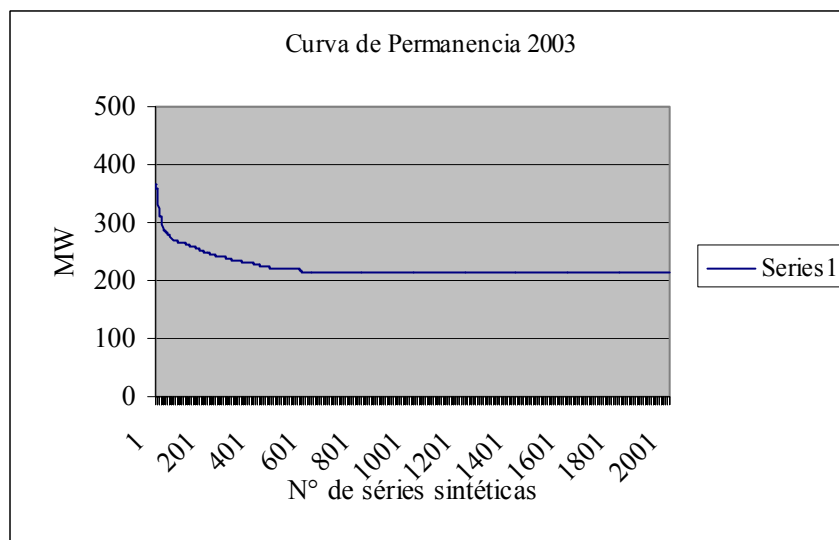
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.16 – Curva de Permanência 2002 – GTERT 3



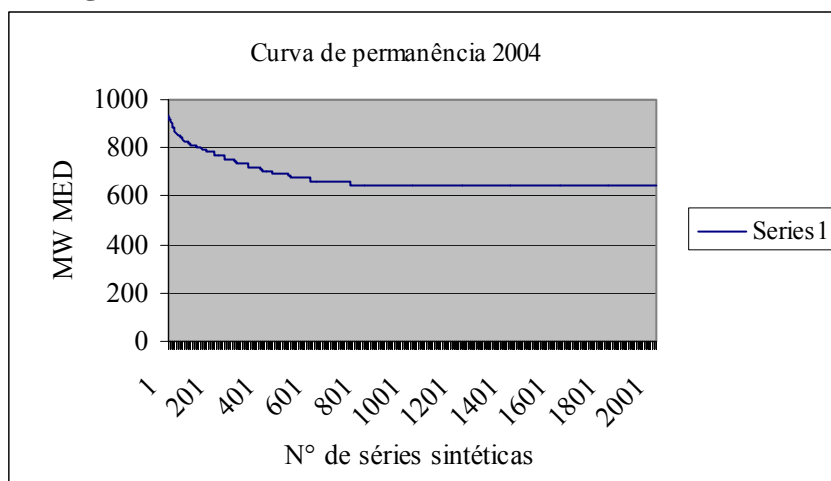
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.17 – Curva de Permanência 2003 – GTERT 3



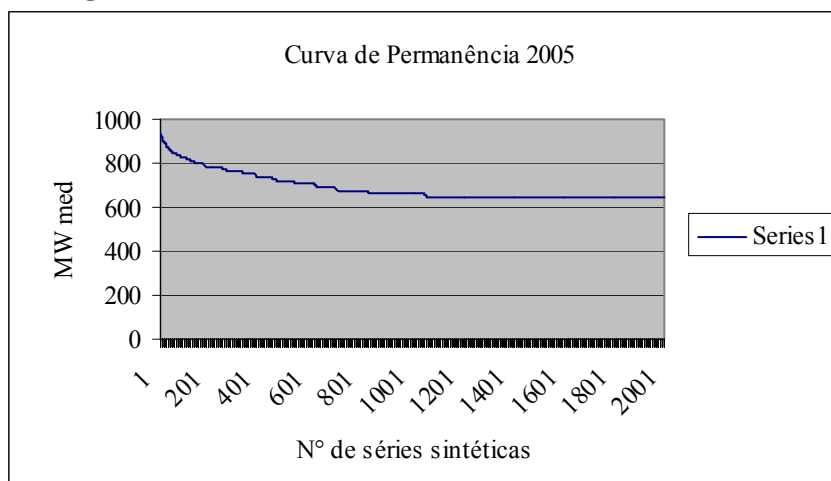
Fonte: elaboração própria.

Figura 4.18 – Curva de Permanência 2004 – GTERT 3



Fonte: elaboração própria.

Figura 4.19 – Curva de Permanência 2005 – GTERT 3



Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.6 – Síntese de Resultados – SIN – 2002

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	8%	100	42	11%	367.920
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	10%	100	51	14%	446.760
Piratininga 34	5	Oleo	272	17%	100	67	18%	586.920
Carioba	6	Oleo	36	2%	100	5	1%	43.800
Nutepa	18	Oleo	24	1%	100	3	1%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	4%	100	4	1%	35.040
Camaçari	28	Oleo	290	18%	43	0	0%	0
Piratininga 12	38	Oleo	200	12%	100	71	19%	621.960
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	27%	100	133	35%	1.165.080
Ute Brasília	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1637	14%		376	12%	3.293.760
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	0%	100	10	0%	87.600
Cuiaba CC	9	Gas	480	4%	90	396	15%	3.468.960
W Arjona G	22	Gas	120	1%	87	1	0%	8760
Uruguaiana G	23	Gas	600	5%	97	551	21%	4.826.760
Termo BA	36	Gas	436	4%	90	60	2%	525.600
Termorio 34	34	Gas	255	2%	90	82	3%	718.320
Juiz de Fora	54	Gas	185	2%	100	2	0%	17.520
Macaé Mercha	90	Gas	968	9%	90	8	0%	70.080
Araucaria	35	Gas	484	4%	92	340	13%	2.978.400
Ibirite	63	Gas	1335	12%	90	148	6%	1.296.480
Norteflu	60	Gas	765	7%	90	0	0%	0
Eletrobolt	62	Gas	386	4%	90	5	0%	43.800
Fafen	74	Gas	64	1%	90	30	1%	262.800
Tres Lagoas	68	Gas	466	4%	90	35	1%	306.600
Corumba	94	Gas	108	1%	90	36	1%	315.360
Canoas	58	Gas	602	6%	90	115	4%	1.007.400
Piratininga Nova	72	Gas	1190	11%	90	160	6%	1.401.600
Termoceara	80	Gas	440	4%	90	87	3%	762.120
Total Gas			8916	74%		2066	68%	18.098.160
								0
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	62	10%	543.120
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	206	34%	1.804.560
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	99	16%	867.240
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	28	5%	245.280
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	28	5%	245.280
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	134	22%	1.173.840
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	42	7%	367.920
Total Carvão			1415	12%		610	20%	5.343.600
Total Geral			11968	100%		3052	100%	26.735.520

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.7 – Síntese de Resultados – SIN – 2003

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	8%	100	46	10%	402.960
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	10%	100	55	12%	481.800
Piratininga 34	5	Oleo	272	17%	100	77	17%	674.520
Carioba	6	Oleo	36	2%	100	6	1%	52.560
Nutepa	18	Oleo	24	1%	100	3	0%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	4%	100	5	1%	43.800
Camaçari	28	Oleo	290	18%	43	0	0%	0
Piratininga 12	38	Oleo	200	12%	100	84	19%	735.840
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	27%	100	166	38%	1.454.160
Ute Brasília	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1637	14%		442	11%	3.871.920
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	0%	100	11	0%	96.360
Cuiaba CC	9	Gas	480	4%	90	370	11%	3.241.200
W Arjona G	22	Gas	120	1%	87	5	0%	43.800
Uruguaiana G	23	Gas	600	5%	97	550	17%	4.818.000
Termo BA	36	Gas	436	4%	90	60	2%	525.600
Termorio 34	34	Gas	255	2%	90	487	15%	4.266.120
Juiz de Fora	54	Gas	185	2%	100	8	0%	70.080
Macaé Mercha	90	Gas	968	9%	90	47	1%	411.720
Araucaria	35	Gas	484,5	4%	92	162	5%	1.419.120
Ibirite	63	Gas	1335	12%	90	181	6%	1.585.560
Norteflu	60	Gas	765	7%	90	20	1%	175.200
Eletrobolt	62	Gas	386	4%	90	22	1%	192.720
Fafen	74	Gas	64	1%	90	30	1%	262.800
Tres Lagoas	68	Gas	466	4%	90	180	6%	1.576.800
Corumba	94	Gas	108	1%	90	66	2%	578.160
Canoas	58	Gas	602	6%	90	115	4%	1.007.400
Piratininga Nova	72	Gas	1190	11%	90	451	14%	3.950.760
Termoceara	80	Gas	440	4%	90	87	3%	762.120
Total Gas			8916,5	74%		2852	73%	24.983.520
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	62	10%	543.120
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	206	34%	1.804.560
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	99	16%	867.240
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	28	5%	245.280
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	28	5%	245.280
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presid. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	134	22%	1.173.840
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	42	7%	367.920
Total Carvão			1415	11%		610	16%	5.343.600
Total Geral			11.969	100%		3904	100%	34.198.040

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.8 – Síntese de Resultados – SIN – 2004

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	8%	100	47	11%	411.720
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	10%	100	56	13%	490.560
Piratininga 34	5	Oleo	272	17%	100	77	18%	674.520
Carioba	6	Oleo	36	2%	100	6	1%	52.560
Nutepa	18	Oleo	24	1%	100	3	1%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	4%	100	4	1%	35.040
Camaçari	28	Oleo	290	18%	43	1	0%	8.760
Piratininga 12	38	Oleo	200	12%	100	84	20%	735.840
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	27%	100	148	35%	1.296.480
Ute Brasília	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1637	14%		426	9%	3.731.760
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	0%	100	11	0%	96.360
Cuiaba CC	9	Gas	480	4%	90	396	10%	3.468.960
W Arjona G	22	Gas	120	1%	87	5	0%	43.800
Uruguaiana G	23	Gas	600	5%	97	551	13%	4.826.760
Termo BA	36	Gas	436	4%	90	139	3%	1.217.640
Termorio 34	34	Gas	255	2%	90	693	17%	6.070.680
Juiz de Fora	54	Gas	185	2%	100	9	0%	78.840
Macaé Mercha	90	Gas	968	9%	90	46	1%	402.960
Araucaria	35	Gas	484,5	4%	92	340	8%	2.978.400
Ibirite	63	gas	1335	12%	90	215	5%	1.883.400
Norteflu	60	Gas	765	7%	90	239	6%	2.093.640
Eletrobolt	62	Gas	386	4%	90	24	1%	210.240
Fafen	74	Gas	64	1%	90	24	1%	210.240
Tres Lagoas	68	Gas	466	4%	90	181	4%	1.585.560
Corumba	94	Gas	108	1%	90	67	2%	586.920
Canoas	58	Gas	602	6%	90	115	3%	1.007.400
Piratininga Nova	72	Gas	1190	11%	90	477	11%	4.178.520
Termoceara	80	Gas	440	4%	90	122	3%	1.068.720
Total Gas			8916,5	74%		3654	78%	32.009.040
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	62	10%	543.120
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	206	34%	1.804.560
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	99	16%	867.240
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	28	5%	245.280
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	28	5%	245.280
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	134	22%	1.173.840
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	42	7%	367.920
Total Carvão			1415	12%		610	13%	5.343.600
Total Geral			11.969	100%		4690	100%	41.084.400

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.9 – Síntese de Resultados – SIN – 2005

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	8%	100	50	11%	438.000
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	10%	100	58	13%	508.080
Piratininga 34	5	Oleo	272	17%	100	80	18%	700.800
Carioba	6	Oleo	36	2%	100	6	1%	52.560
Nutepa	18	Oleo	24	1%	100	3	1%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	4%	100	5	1%	43.800
Camaçari	28	Oleo	290	18%	43	2	0%	17.520
Piratininga 12	38	Oleo	200	12%	100	86	19%	753.360
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	27%	100	155	35%	1.357.800
Ute Brasília	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1637	14%		445	9%	3.898.200
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	0%	100	12	0%	105.120
Cuiaba CC	9	Gas	480	4%	90	370	9%	3.241.200
W Arjona G	22	Gas	120	1%	87	7	0%	61.320
Uruguaiana G	23	Gas	600	5%	97	551	13%	4.826.760
Termo BA	36	Gas	436	4%	90	142	3%	1.243.920
Termorio 34	34	Gas	255	2%	90	703	16%	6.158.280
Juiz de Fora	54	Gas	185	2%	100	1	0%	8.760
Macaé Mercha	90	Gas	968	9%	90	67	2%	586.920
Araucaria	35	Gas	484,5	4%	92	348	8%	3.048.480
Ibirite	63	Gas	1335	12%	90	218	5%	1.909.680
Norteflu	60	Gas	765	7%	90	242	6%	2.119.920
Eletrobolt	62	Gas	386	4%	90	33	1%	289.080
Fafen	74	Gas	64	1%	90	21	0%	183.960
Tres Lagoas	68	Gas	466	4%	90	184	4%	1.611.840
Corumba	94	Gas	108	1%	90	68	2%	595.680
Canoas	58	Gas	602	6%	90	118	3%	1.033.680
Piratininga Nova	72	Gas	1190	11%	90	479	11%	4.196.040
Termoceara	80	Gas	440	4%	90	125	3%	1.095.000
Total Gas			8916,5	74%		3689	77%	32.315.640
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	66	10%	578.160
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	215	33%	1.883.400
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	106	16%	928.560
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	29	4%	254.040
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	6	1%	52.560
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	30	5%	262.800
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presid. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	142	22%	1.243.920
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	46	7%	402.960
Total Carvão			1415	12%		646	14%	5.658.960
Total Geral			11.969	100%		4780	100%	41.872.800

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.10 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2002

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	10%	100	42	11%	367.920
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	13%	100	51	14%	446.760
Piratininga 34	5	Oleo	272	22%	100	67	18%	586.920
Carioba	6	Oleo	36	3%	100	5	1%	43.800
Piratininga 12	38	Oleo	200	16%	100	71	19%	621.960
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	35%	100	133	36%	1.165.080
Ute Brasilia	10	carvao	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1257	17%		369	29%	3.232.440

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	1%	100	10	1%	87.600
Cuiaba CC	9	Gas	480	8%	90	396	45%	3.468.960
W Arjona G	22	Gas	120	2%	87	1	0.1%	8.760
Termorio 34	34	Gas	255	4%	90	82	9%	718.320
Juiz de Fora	54	Gas	185	3%	100	2	0%	17.520
Macaé Mercha	90	Gas	968	15%	90	8	1%	70.080
Ibirite	63	Gas	1335	21%	90	148	17%	1.296.480
Norteflu	60	Gas	765	12%	90	0	0%	0
Eletrobolt	62	Gas	386	6%	90	5	1%	43.800
Tres Lagoas	68	Gas	466	7%	90	35	4%	306.600
Corumba	94	Gas	108	2%	90	36	4%	315.360
Piratininga Nova	72	Gas	1190	19%	90	160	18%	1.401.600
Total Gas			6290	83%		883	71%	7.735.080

Total Geral			7547	100%		1252	100%	10.967.520
--------------------	--	--	-------------	-------------	--	-------------	-------------	-------------------

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.11 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2003

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	10%	100	46	11%	402.960
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	13%	100	55	13%	481.800
Piratininga 34	5	Oleo	272	22%	100	77	18%	674.520
Carioba	6	Oleo	36	3%	100	6	1%	52.560
Piratininga 12	38	Oleo	200	16%	100	84	19%	735.840
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	35%	100	166	38%	1.454.160
Ute Brasilia	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1257	17%		434	19%	3.801.840

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	1%	100	11	1%	96.360
Cuiaba CC	9	Gas	480	8%	90	370	20%	3.241.200
W Arjona G	22	Gas	120	2%	87	5	0.3%	43.800
Termorio 34	34	Gas	255	4%	90	487	26%	4.266.120
Juiz de Fora	54	Gas	185	3%	100	8	0%	70.080
Macaé Mercha	90	Gas	968	15%	90	47	3%	411.720
Ibirite	63	Gas	1335	21%	90	181	10%	1.585.560
Norteflu	60	Gas	765	12%	90	20	1%	175.200
Eletrobolt	62	Gas	386	6%	90	22	1%	192.720
Tres Lagoas	68	Gas	466	7%	90	180	10%	1.576.800
Corumba	94	Gas	108	2%	90	66	4%	578.160
Piratininga Nova	72	Gas	1190	19%	90	451	24%	3.950.760
Total Gas			6290	83%		1848	81%	16.188.480

Total Geral			7547	100%		2282	100%	19.990.320
--------------------	--	--	-------------	-------------	--	-------------	-------------	-------------------

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.12 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2004

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	10%	100	47	11%	411.720
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	13%	100	56	13%	490.560
Piratininga 34	5	Oleo	272	22%	100	77	18%	674.520
Carioba	6	Oleo	36	3%	100	6	1%	52.560
Piratininga 12	38	Oleo	200	16%	100	84	20%	735.840
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	35%	100	148	35%	1.296.480
Ute Brasilia	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1257	17%		418	15%	3.661.680

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	1%	100	11	0%	96.360
Cuiaba CC	9	Gas	480	8%	90	396	17%	3.468.960
W Arjona G	22	Gas	120	2%	87	5	0.2%	43.800
Termorio 34	34	Gas	255	4%	90	693	29%	6.070.680
Juiz de Fora	54	Gas	185	3%	100	9	0%	78.840
Macaé Mercha	90	Gas	968	15%	90	46	2%	402.960
Ibirite	63	Gas	1335	21%	90	215	9%	1.883.400
Norteflu	60	Gas	765	12%	90	239	10%	2.093.640
Eletrobolt	62	Gas	386	6%	90	24	1%	210.240
Tres Lagoas	68	Gas	466	7%	90	181	8%	1.585.560
Corumba	94	Gas	108	2%	90	67	3%	586.920
Piratininga Nova	72	Gas	1190	19%	90	477	20%	4.178.520
Total Gas			6290	83%		2363	85%	20.699.880

Total Geral			7547	100%		2781	100%	24.361.560
--------------------	--	--	-------------	-------------	--	-------------	-------------	-------------------

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.13 – Síntese de Resultados – Subsistema SE/CO – 2005

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Igarapé	3	Oleo	131	10%	100	50	11%	438.000
Sta. Cruz 12	4	Oleo	168	13%	100	58	13%	508.080
Piratininga 34	5	Oleo	272	22%	100	80	18%	700.800
Carioba	6	Oleo	36	3%	100	6	1%	52.560
Piratininga 12	38	Oleo	200	16%	100	86	20%	753.360
Sta. Cruz 34	49	Oleo	440	35%	100	155	36%	1.357.800
Ute Brasilia	10	Oleo	10	1%	80	0	0%	0
Total Oleo			1257	17%		435	15%	3.810.600

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
R Silveira G	7	Gas	32	1%	100	12	1%	105.120
Cuiaba CC	9	Gas	480	8%	90	370	16%	3.241.200
W Arjona G	22	Gas	120	2%	87	7	0.29%	61.320
Termorio 34	34	Gas	255	4%	90	703	29%	6.158.280
Juiz de Fora	54	Gas	185	3%	100	1	0%	8.760
Macaé Mercha	90	Gas	968	15%	90	67	3%	586.920
Ibirite	63	Gas	1335	21%	90	218	9%	1.909.680
Norteflu	60	Gas	765	12%	90	242	10%	2.119.920
Eletrobolt	62	Gas	386	6%	90	33	1%	289.080
Tres Lagoas	68	Gas	466	7%	90	184	8%	1.611.840
Corumba	94	Gas	108	2%	90	68	3%	595.680
Piratininga Nova	72	Gas	1190	19%	90	479	20%	4.196.040
Total Gas			6290	83%		2384	85%	20.883.840

Total Geral			7547	100%		2819	100%	24.694.440
--------------------	--	--	-------------	-------------	--	-------------	-------------	-------------------

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.14 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2002

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Nutepa	18	Oleo	24	27%	100	3	43%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	73%	100	4	57%	35.040
Total Oleo			90	4%		7	1%	61.320
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Uruguaiiana G	23	Gas	600	100%	97	550	49%	4.818.000
Araucaria	35	Gas	0	0%	92	58	5%	508.080
Canoas	58	Gas	0	0%	90	94	8%	823.440
Total Gas			600	29%		702	56%	6.149.520
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	59	11%	516.840
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	171	32%	1.497.960
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	88	16%	770.880
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	26	5%	227.760
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	26	5%	227.760
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	119	22%	1.042.440
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	36	7%	315.360
Total Carvão			1415	67%		536	43%	4.695.360
Total Geral			2105	100%		1245	100%	10.906.200

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.15 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2003

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Nutepa	18	Oleo	24	27%	100	3	38%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	73%	100	5	63%	43.800
Total Oleo			90	4%		8	1%	70.080
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Uruguaiiana G	23	Gas	600	100%	97	550	67%	4.818.000
Araucaria	35	Gas	0	0%	92	162	20%	1.419.120
Canoas	58	Gas	0	0%	90	115	14%	1.007.400
Total Gas			600	29%		827	57%	7.244.520
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	62	10%	543.120
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	206	34%	1.804.560
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	99	16%	867.240
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	28	5%	245.280
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	28	5%	245.280
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	134	22%	1.173.840
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	42	7%	367.920
Total Carvão			1415	67%		610	42%	5.343.600
Total Geral			2105	100%		1445	100%	12.658.200

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.16 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2004

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Nutepa	18	Oleo	24	27%	100	3	43%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	73%	100	4	57%	35.040
Total Oleo			90	4%		7	0%	61.320
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Uruguiana G	23	Gas	600	100%	97	551	55%	4.826.760
Araucaria	35	Gas	0	0%	92	340	34%	2.978.400
Canoas	58	Gas	0	0%	90	115	11%	1.007.400
Total Gas			600	29%		1006	62%	8.812.560
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	62	10%	543.120
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	206	34%	1.804.560
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	99	16%	867.240
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	28	5%	245.280
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	5	1%	43.800
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	28	5%	245.280
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	134	22%	1.173.840
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	42	7%	367.920
Total Carvão			1415	67%		610	38%	5.343.600
Total Geral			2105	100%		1623	100%	14.217.480

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.17 – Síntese de Resultados – Subsistema S – 2005

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Nutepa	18	Oleo	24	27%	100	3	38%	26.280
Alegrete	19	Oleo	66	73%	100	5	63%	43.800
Total Oleo			90	4%		8	0%	70.080
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Uruguiana G	23	Gas	600	100%	97	551	54%	4.826.760
Araucaria	35	Gas	0	0%	92	348	31%	3.048.480
Canoas	58	Gas	0	0%	90	118	12%	1.033.680
Total Gas			600	52%		1016	61%	14.278.800
Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Presid. Medici A	12	Carvão	126	9%	100	66	10%	578.160
J Lacerda C	13	Carvão	363	26%	100	215	33%	1.883.400
J Lacerda B	14	Carvão	262	19%	100	106	16%	928.560
J Lacerda A1	15	Carvão	100	7%	100	29	4%	254.040
Figueira	16	Carvão	20	1%	87	6	1%	52.560
Charqueadas	17	Carvão	72	5%	96	30	5%	262.800
S Jeronimo	20	Carvão	20	1%	100	6	1%	52.560
Presis. Medice B	92	Carvão	320	23%	100	142	22%	1.243.920
J Lacerda A2	65	Carvão	132	9%	100	46	7%	402.960
Total Carvão			1415	67%		646	39%	5.658.960
Total Geral			2105	100%		1670	100%	14.637.960

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.18 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2002

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Camaçari	28	Oleo	290	100%	43	0		0
Total Oleo			290	23%		0	0%	0

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Termo BA	36	Gas	436	46%	90	60	34%	525.600
Fafen	74	Gas	74	8%	90	30	17%	262.800
Termoceara	80	Gas	440	46%	90	87	49%	762.120
Total Gas			950	77%		177	95%	1.550.520
Total Geral			1240	100%		177	100%	1.550.520

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.19 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2003

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Camaçari	28	Oleo	290	100%	43	1	0%	8.760
Total Oleo			290	23%		1	0%	8.760

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Termo BA	36	Gas	436	46%	90	138	49%	1.208.880
Fafen	74	Gas	74	8%	90	21	8%	183.960
Termoceara	80	Gas	440	46%	90	121	43%	1.059.960
Total Gas			950	77%		280	100%	2.452.800
Total Geral			1240	100%		281	100%	2.461.560

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.20 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2004

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Camaçari	28	Oleo	290	100%	43	1	0%	8.760
Total Oleo			290	23%		1	0%	8.760

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Termo BA	36	Gas	436	46%	90	142	34%	1.243.920
Fafen	74	Gas	74	8%	90	21	5%	183.960
Termoceara	83	Gas	440	46%	90	259	61%	2.23.800
Total Gas			950	77%		418	100%	3.661.680
Total Geral			1240	100%		419	100%	3.670.440

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4.21 – Síntese de Resultados – Subsistema NE – 2005

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Camaçari	28	Oleo	290	100%	43	2	0%	17.520
Total Oleo			290	23%		2	0%	17.520

Clas nome	Clasterm	Tipo Comb	Pot.	Part %	Ft Cap MX	Mw médio	Part %	MWh
Termo BA	36	Gas	436	46%	90	142	34%	1.243.920
Fafen	74	Gas	74	8%	90	21	5%	183.960
Termoceara	83	Gas	440	46%	90	255	61%	2.233.800
Total Gas			950	77%		422	100%	3.696.720
Total Geral			1240	100%		424	100%	3.714.240

5. LINHA DE BASE: CONCEITUAÇÃO E METODOLOGIAS PADRONIZADAS

Este capítulo tem como objetivo discutir aspectos relevantes relacionados com a definição da linha de base ou cenário de referência de projetos candidatos ao MDL. O sub-item 5.1 traz uma rápida apresentação do artigo 12, que define as condições e objetivos do MDL. No sub-item 5.2. é feita uma revisão dos problemas metodológicos associados à determinação da linha de base, sob a ótica de diversos autores envolvidos com o assunto, com ênfase nos aspectos vinculados à definição de linha de base para o setor elétrico. Finalmente, no sub-item 5.3 são resumidas as principais abordagens metodológicas relacionadas com o uso de métodos de cálculo simplificados para a padronização de linha de base padronizada para projetos de pequena escala, potencialmente elegíveis como MDL, com ênfase nos termos das últimas decisões adotadas na COP 7, em Marraqueche.

5.1. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Objetivos e características

O Protocolo de Quioto, além de estabelecer as metas de redução, também criou três instrumentos de flexibilização para facilitar o cumprimento dessas metas. Estes instrumentos são assim chamados, porque funcionam como facilitadores para o cumprimento das metas quantificadas de emissões por parte dos países relacionados no Anexo I do Protocolo. No entanto, em dois deles, Implementação Conjunta (IC) e Comércio de Emissões (CE), apenas os países listados no Anexo I podem participar. O terceiro instrumento, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é o único que prevê a participação dos países que não fazem parte do Anexo I e tem como objetivo, contribuir com os países em desenvolvimento para que atinjam o desenvolvimento sustentável e com os países desenvolvidos para que cumpram seus compromissos de redução das suas emissões de GEE, assumidos no artigo 3º do Protocolo de Quioto. Ou seja, os países desenvolvidos devem “assegurar que suas emissões antrópicas agregadas, expressas em dióxido de carbono equivalente, dos gases de efeito estufa não excedam as suas quantidades atribuídas, nos termos do Anexo B do Protocolo”¹¹¹.

Através do MDL, o desenvolvimento de projetos que resultem em redução de emissão, valerão créditos, que poderão ser transacionados no mercado internacional de carbono. Os países em desenvolvimento que não têm obrigações de redução de suas emissões podem hospedar atividades de projetos que reduzam as emissões dos gases de efeito estufa e contribuam para o

¹¹¹ Ver anexo 2 da presente dissertação.

desenvolvimento sustentável. Por sua vez, os países desenvolvidos, que têm obrigações de redução da suas emissões, poderão utilizar as reduções certificadas de emissões (CER) resultantes das atividades de projetos, para cumprir, parcialmente, seus compromissos quantificados de limitação e redução das emissões, desde que certificadas por Entidades Operacionais, a serem designadas pelo Conselho Executivo do MDL.

As atividades de projetos devem contar com a participação voluntária dos países envolvidos, e deles poderão participar com projetos e/ou na aquisição de emissões reduzidas certificadas, entidades privadas e/ou públicas, sujeitas à qualquer orientação que possa ser dada pelo Conselho Executivo do MDL. As reduções certificadas de emissões obtidas entre o ano de 2000 e o início do primeiro ano de compromisso, em 2008, poderão ser utilizadas para ajudar no cumprimento das metas relativas ao primeiro período de compromisso.¹¹²

Basicamente duas grandes categorias de projetos podem ser desenvolvidas no âmbito do MDL:

- a) projetos que reduzem as emissões;
- b) projetos que resgatam emissões na forma de sumidouros e de estocagem dos gases de efeito estufa retirados da atmosfera.

Na primeira categoria os principais tipos são os projetos de aumento da eficiência energética, projetos que utilizam fontes e combustíveis renováveis de energia, que adotam tecnologias mais eficientes de queima de combustíveis fósseis no setor energético, indústrias de transformação e construção, que desenvolvem sistemas mais avançados para o setor de transportes e para o setor produtivo em geral (agricultura, processos industriais, tratamento de resíduos, etc.)¹¹³. Na segunda categoria encontram-se as atividades de projetos relacionadas ao uso da terra, mudança do uso da terra e florestas (aflorestamento e reflorestamento).

Observa-se que o MDL ao associar as atividades do projeto à contribuição que possam dar para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro¹¹⁴, embutiu a necessidade de que sejam definidos critérios de elegibilidade¹¹⁵ através dos quais poderão ser identificados os projetos elegíveis como MDL. Além disso, determinou que as atividades dos projetos devem proporcionar

¹¹² Texto elaborado com base na redação dada ao artigo 12 do Protocolo de Quioto à Convenção sobre Mudança do Clima – Ministério da Ciência e Tecnologia.

¹¹³ Ver Anexo A do Protocolo de Quioto.

¹¹⁴ País hospedeiro ou anfitrião – país no qual um determinado projeto de redução de emissões dos gases de efeito estufa será implementado.

¹¹⁵ Não serão discutidos no âmbito desta dissertação os critérios de elegibilidade. Considera-se suficientes e adequados os critérios de elegibilidade elaborados pelo CentroClima – COPPE, apresentado à Comissão Interministerial de Mudanças Climáticas.

reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto. Assim, para que um projeto seja elegível como MDL não apenas é necessário que se enquadre nos critérios de elegibilidade definidos pelo país hospedeiro, como deve demonstrar, a princípio, que é capaz de gerar adicionalidade, entendida como o volume de gases de efeito estufa que o projeto é capaz de reduzir ou deslocar, tomando-se como referência uma determinada Linha de Base ou Cenário de Referência.

Outro aspecto importante, conforme assinalado por Goldemberg, diz respeito às diferentes percepções que têm os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento quanto à importância do MDL. Enquanto os países desenvolvidos vêem o MDL como um mecanismo adicional à Implementação Conjunta, com a vantagem de reduzir emissões a um custo menor do que em seus próprios países, os países em desenvolvimento o vêem como um novo canal de financiamento externo, fonte de recursos adicionais para promover o desenvolvimento sustentável, facilitador de transferência tecnológica e promotor da equidade. Portanto, além das reduções das emissões, os resultados acima mencionados “refletem o mais geral e holístico objetivo do Convenção sobre a Mudança do Clima”¹¹⁶. (Goldemberg, 1998).

5.2. Linha de Base: definição e problemas

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

O nível de complexidade para a determinação da linha de base de um projeto candidato ao MDL varia em função de algumas de suas características, a exemplo, se é ou não específica para determinado projeto, da sua abrangência espacial e temporal, do grau de dificuldade para a determinação das suas fronteiras, da possibilidade de vazamentos¹¹⁷, da performance dos equipamentos, dos dados utilizados e dos cenários projetados, da capacidade real para medir a adicionalidade do projeto, do nível de agregação, das categorias e tipos de projetos que representa, entre outras.

¹¹⁶ Goldemberg, 1998 – *Introduction, p.15 - Issues e Options – the Clean Development Mechanism, UNDP.*

¹¹⁷ A definição de vazamento foi estabelecida como a variação líquida das emissões de gases de efeito estufa que ocorre fora dos limites do projeto e que é mensurada e atribuída à atividade do projeto MDL (Oliveira e Ribeiro, 2002).

De um modo geral, se o projeto mitigador dos GEEs substituirá e/ou modificará um empreendimento que já existe, e se encontra em funcionamento e suas atividades são fisicamente bem delimitadas, com histórico de emissões disponíveis e confiáveis, a determinação da linha de base apresenta pequeno grau de dificuldade. Para outros tipos de projetos, ou quando se trata de um projeto que substituirá um empreendimento apenas planejado, a definição da linha de base não é uma tarefa simples, exigindo cuidados especiais para a sua determinação.

De acordo com Goldemberg, linhas de base definidas a partir de previsões sobre o comportamento futuro de variáveis macroeconômicas, crescimento da população, mudanças de hábitos e/ou variações nos padrões comportamentos de grupos sociais específicos ou da população de um modo geral, também são possíveis, porém apresentam dificuldades de serem estabelecidas de forma confiável. As linhas de base específicas para atividades de projetos são vistas como mais realistas se elas “incorporarem o progresso tecnológico e os estado da arte das atividades que seriam feitas na ausência do projeto”. (Goldemberg, 1998).

Três outras observações relacionadas à construção das linhas de base devem ser destacadas: a primeira se refere à necessidade contabilização de emissões de GEE geradas na produção de insumos (vazamentos) utilizados nas atividades do projeto, tratando-se de linha de base específica. A segunda relaciona-se com o emissões provocadas pelo chamado “efeito preço”, na medida que poderia estimular o uso de combustíveis fósseis mais intensivos em carbono, incentivando a elevação das emissões. Finalmente deve-se considerar o efeito dos subsídios sobre a produção e uso dos combustíveis fósseis, para identificar o “real” nível de produção e uso desses combustíveis na ausência dos subsídios. (Goldemberg, 1998).

Conforme Hamwey, R. e Szekely, F.¹¹⁸ tratando-se da construção de uma linha de base em nível de país, apenas o grupo de instalações com maior peso e ordenadas por eficiência deveriam ser consideradas para evitar o que ele chamou de “incentivo perverso”, ou seja, a restrição impede que um país eleve o nível de sua linha de base nacional pelo estabelecimento de novas instalações altamente emissoras em paralelo com instalações pouco emissoras estabelecidas através de atividades de projetos de MDL.

Na medida que a definição de uma linha de base requer que alguns pressupostos sejam assumidos ela não pode ser empiricamente provada. Por isso, torna-se essencial para a aceitação de uma linha de base, que as partes envolvidas no projeto, bem como as instituições nacionais e internacionais competentes e com atribuições para julgar os projetos elegíveis como MDL,

¹¹⁸ Hamwey, R. e Szekely, F.- Practical Approches in the Energy Sector, pg 125, in Issues and Options – The Clean Development Mechanism, 1998.

acreditem e/ou confiem na metodologia utilizada (Yamin, F., 1998). Como existem incertezas associadas à determinação de uma linha de base, a sua aceitação passa pelo “estabelecimento de critérios de confiança quanto aos planejamentos setoriais”. (Muylaert, S., 2000)¹¹⁹.

Para Michaelowa, parâmetros como escala econômica e geográfica, tempo de vida útil da linha de base e dos equipamentos e viabilidade econômica dos projetos devem ser considerados no cenário da linha de base. Na medida que a qualidade da linha de base é um parâmetro crítico, sugere a utilização de abordagens simplificadas porque, além de reduzir erros, são mais confiáveis.

Segundo este autor¹²⁰, uma linha de base pode ser construída de muitas maneiras, sugerindo quatro delas:

- Emissões constantes baseadas nos níveis históricos registrados;
- Extrapolação linear do passado e/ou de tendências recentes;
- Cenários baseados nas expectativas de desenvolvimento econômico, crescimento populacional e de outros fatores exógenos;
- Projetos Individuais – Cenários Relatados.

Os comentários de Panayotou, T., sobre os caminhos indicados são interessantes e úteis. Para ele as duas primeiras abordagens apesar de muito fracas, porque extremamente simplificadas apresentam como vantagem o apelo de baixo custo. Pressupõem, para qualquer situação, que as condições do passado se reproduzirão no futuro. Em geral, os dados do comportamento passado superestima as emissões futuras dos países em desenvolvimento e subestima as futuras emissões dos países desenvolvidos.

No caso da segunda abordagem apesar de mais razoável projeta tendências que provavelmente não ocorrerão no futuro. Ainda segundo o referido autor, o terceiro método representaria melhor a realidade e seria mais confiável em termos de prognósticos sobre as futuras emissões. Apresenta como desvantagem os altos custos associados à elaboração dos cenários, que demandam cuidadosa modelagem e dados precisos.

A quarta abordagem, observa Panayotou, além de ignorar efeitos indiretos¹²¹, não é capaz de apresentar uma visão razoável do crescimento das emissões ao longo do tempo, para o país

¹¹⁹ Muylaert, M.S., et al, 1999/2000 - Consumo de Energia e Aquecimento do Planeta –Sumário Executivo, p.6 – IVIG/COPPE

¹²⁰ Citado por Panayotou, 1998 – Issues e Options – The Clean Development Mechanism - Six Questions of Design and Governance, p.49.

¹²¹ Por exemplo, quando o projeto usa insumos cuja produção gera gases de efeito estufa.

como um todo. Nessas condições, não assegura que as reduções das emissões induzidas pelo projeto não tenham sido possíveis às custas de aumento de emissões em outras áreas do país.

Outro aspecto importante freqüentemente apontado na literatura, se refere à possibilidade de construção de uma linha de base para determinadas classes de projetos elegíveis como MDL, prevendo-se mudanças do cenário de referência ao longo do tempo. É muito importante que a metodologia incorpore a dinâmica da realidade a partir da qual está trabalhando para dar conta de prováveis mudanças tecnológicas e/ou de contexto político, institucional e regulatório dos países hospedeiros das atividades do projeto (Panayotou, 1998).

Para um projeto específico vinculado, por exemplo, ao setor elétrico é possível construir a linha de base com alto grau de confiabilidade, a partir especificações técnicas e ou condições operacionais existentes nas geradoras. Assim, uma abordagem, estabelecendo *benchmark* a partir da matriz tecnológica para um país e/ou por categoria tecnológica poderia ser usada para um apropriado grupo de projetos similares de MDL, na medida que reduziria os custos de implementação. A partir de uma linha de base agregada, usando uma metodologia *top-down*, as emissões nacionais por ano, poderiam ser segmentadas em linhas de base por setor, tecnologias, regiões, etc.

Por outro lado, embora não haja consenso em relação à construção de linhas de base específicas, para alguns autores elas são sempre preferíveis às linhas de base padronizadas. Outros especialistas¹²² estão se posicionando favoráveis à padronização da linha de base, desde que se restrinjam a determinadas categorias de projetos, sobretudo após as decisões de Bonn e dos Acordos de Marraqueche, recomendando a adoção de modalidades e procedimentos simplificados para os projetos de pequena escala.

De um modo geral os que defendem a padronização de linhas de base para algumas categorias de projeto argumentam que uma opção como essa representa um importante elemento para a simplificação dos procedimentos e redução dos custos de transação¹²³. Consideram desse modo, que para projetos de pequena escala a construção de linhas de base específicas não seria o procedimento indicado, em face à contribuição que poderiam dar para elevar os custos de transação, que podem se transformar em barreiras insuperáveis para alguns pequenos e legítimos projetos candidatos ao MDL. (Bosi, M., 2001). Segundo Yamin, F.¹²⁴, a experiência da fase piloto da Implementação Conjunta demonstrou que as partes envolvidas, usando abordagens com

¹²² UNEP/OCDE- *Workshop on Baseline Methodologies*-, July, 2001.

¹²³ Martens, J.W, et al, dezembro 2001- *Standardized Baselines for Small-Scale CDM Activities. A proposal for CDM Programme of the Netherlands – Discussion Paper*.

diferentes pressupostos, parâmetros, fatores e métodos não foram capazes de torná-las transparentes.

Consideram ainda que se para todos os projetos é necessário minimizar custos para incentivar a implementação deles, os projetos maiores, diferentemente dos pequenos, têm condições de absorver mais facilmente custos de transação associados ao processo de MDL¹²⁵. Para Bosi, a criação da cláusula de criação de um processo de aprovação acelerado(fast-track) para projetos de pequena escala do Acordo de Bonn, aprovado em julho/2001 representou um passo concreto e positivo nessa direção (Bosi, M., 2001)¹²⁶.

Um argumento forte contra a padronização diz respeito à possibilidade da aprovação de projetos que não criam adicionalidade, sobretudo tratando-se de tecnologias viáveis comercialmente em muitos lugares do mundo, a exemplo das micro centrais hidrelétricas. Uma prática desse tipo, portanto, não contribuiria e até poderia comprometer, ao menos qualitativamente¹²⁷, o esforço de redução efetiva das emissões dos GEE, um dos objetivos maiores do Protocolo de Quioto.

Nessa mesma direção, uma observação mais geral e crítica à adoção de procedimentos simplificados, incluindo a construção de linha de base para projetos enquadráveis como de pequena escala de acordo com os critérios aprovados em Marraqueche, se refere a um possível efeito negativo que esse tipo de simplificação poderia acarretar sobre a competitividade dos pequenos projetos em relação aos grande e sobre a integridade ao Protocolo, na medida que algumas medidas apontadas têm potencial para permitir reduções de emissões, em princípio, não elegíveis para o MDL. Este risco estaria diretamente associado à interpretação, mais ou menos restrita emprestada aos critérios propostos.

Além disso, alguns desses especialistas consideram que o impacto dos custos de transação sobre a viabilidade do projeto depende mais do tipo de gás que o projeto reduz (CH₄ ou CO₂) do que do tamanho do projeto. Isto ocorre porque o potencial de aquecimento do metano sendo

¹²⁴ Yamin, F., Operational and Institutional Challenges, – Issues e Options – The Clean Development Mechanism, 1998

¹²⁵ É importante deixar claro que os custos de transação estão relacionados a todo o conjunto de procedimentos que os projetos candidatos ao MDL devem contemplar e não apenas aqueles associados especificamente à definição das linhas de base. Normalmente, eles se referem também aos estudos de impacto ambiental e auditorias, apresentação dos projetos, modelos, etc.

¹²⁶ Também os Acordos de Marraqueche, reconhecendo os altos benefícios que os pequenos projetos podem gerar para o desenvolvimento sustentável, estabeleceu a possibilidade de introdução de modalidades e procedimentos simplificados para projetos de pequena escala.

¹²⁷ Segundo Bosi, a estimativa do número de projetos de energia renovável que não criam adicionalidade aprovado pelo fast-track representaria apenas 3% do total da redução dos países do Anexo I, incluindo os Estados Unidos, em 2001, para atingir a meta do Protocolo de Quioto. Ainda de acordo com Bosi, mesmo não

maior que o do dióxido de carbono faz com que projetos que reduzam metano seja uma opção de maior custo-efetividade, portanto, mais competitiva no mercado de carbono¹²⁸.

Segundo Hamwey, R. e Szekely, F.,¹²⁹ a linha de base para atividades de projetos elegíveis de MDL no setor de energia elétrica pode ser definida a partir das informações disponíveis sobre o comportamento das emissões dos gases de efeito estufa e da geração de energia elétrica existente no país, reduzindo ou quase eliminando as incertezas. Nessas condições, a linha de base do projeto de MDL é simplesmente o fator de emissão nacional (Fe) do país hospedeiro, dado pela equação:

$$Fe_{(t_0)} = \text{total anual de emissões de } CO_2 / \text{total anual de energia gerada}_{\text{setor elétrico}} \quad (5.1)$$

= linha de base ou cenário de referência para o ano_{t₀+1}

Em nível de projeto, a linha de base é calculada a partir das informações do país sobre energia gerada e o nível associado das emissões do setor elétrico. Por requerer apenas essas duas informações, que podem ser determinadas com precisão, os cálculos da linha de base poderiam ser facilmente desenvolvidos e os resultados prontamente estabelecidos. Portanto, em contraste com outras aproximações, desde que os cálculos não façam referência a eventos futuros, as incertezas quanto à linha de base praticamente não existiriam. Segundo seus defensores, essa estrutura ofereceria uma aproximação confiável e transparente para a determinação da linha de base, aplicando-se universalmente a qualquer projeto.

Para garantir que o progresso técnico incorpore-se na linha de base, somente as instalações de mais alta eficiência deveriam ser incluídas nos cálculos. Se a definição da linha de base leva em conta essa condição então, uma vez calculada, manter-se-ia fixada para toda a vida útil do projeto. Estaria livre de incertezas ou suposições subjetivas, na medida que seria determinada a partir de projetos reais, já implementados e não baseada em projetos futuros e, conseqüentemente, incertos.

Na medida que a linha de base se modifica com o tempo, refletindo as mudanças na infraestrutura do setor considerado de cada país, projetos que serão implementados no futuro deveriam também utilizar as linhas de base observáveis no futuro. É importante notar que, de acordo com essa visão, a linha de base do projeto pela qual as emissões seriam medidas durante a vida útil do

considerando os Estados Unidos o risco máximo de projeto sem adicionalidade originados de projetos de energia renovável de pequena escala é bem pequeno em termos absolutos.

¹²⁸ *Eco Securities – Final Report – Clean Development Mechanism (CDM – Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale Projects, May, 2002).*

¹²⁹ Idem nota de rodapé n° 110

projeto deveria ser aquela fixada como tal na data de sua certificação. Desta maneira, as condições expressas pelas linhas de base estariam garantidas pelos países hospedeiros e países patrocinadores, durante todo o período de duração do projeto, reduzindo o risco, em relação às decisões de investimentos que seriam tomadas.¹³⁰

Outro aspecto importante se refere à relação entre a definição da linha de base e a sua capacidade de demonstrar a adicionalidade resultante das atividades dos projetos. Assim, para os projetos elegíveis como MDL no setor elétrico, envolvendo a substituição de instalações existentes por outras mais eficientes ou o redimensionamento de uma instalação existente, a adicionalidade pode ser diretamente demonstrada através a comparação das emissões associadas às duas instalações reais. A adicionalidade é mais difícil de ser demonstrada quando o projeto elegível como MDL envolve a entrada de uma instalação apenas planejada. Neste caso, a linha de base teria que ser estimada e a adicionalidade demonstrada por comparação, assumindo que as emissões do novo projeto são menores do que aquelas originadas de projetos associados a uma hipotética linha de base que ocorreria na ausência do projeto candidato a MDL.

Para tentar superar este problema, as metodologias buscam responder a seguinte pergunta: o que o projeto deslocará? Basicamente, segundo alguns autores¹³¹, três respostas podem ser oferecidas: 1) o projeto desloca parte da eletricidade produzida pelas usinas existentes no parque gerador; 2) o projeto desloca ou posterga a construção de novas de usinas, ou seja, o projeto é capaz de influenciar se ou quando as novas plantas serão construídas; 3) o projeto desloca uma combinação das duas alternativas anteriores.

Em geral, admite-se que os pequenos projetos, tal como foram recomendados nos Acordos de Marraqueche, não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, eles não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionadas com novas plantas. A quantidade de energia gerada por eles é muito pequena em relação ao total da geração proveniente da capacidade instalada no parque gerador¹³². Nessas condições, tratando-se de pequenos projetos, pressupõe-se que eles deslocarão apenas parte da energia gerada pelas usinas existentes no parque gerador. O desafio então é adotar abordagens para definir linhas base, cujos métodos de cálculo possam ser aplicados com baixo custo e em curto prazo, porém que sejam capazes de responder satisfatoriamente à pergunta acima colocada.

¹³⁰ Na literatura, o termo linha de base “dinâmica” é normalmente utilizado para descrever uma linha de base de um determinado projeto que é ajustada e modificada periodicamente durante o seu período de vida útil.

¹³¹ Martens, J. W, Rooijen, S.N.M., et al – *Standardized Baselines for Small-Scale CDM Activities – A proposal for the CDM programme of the Netherlands – Discussion Paper, 2002.*

¹³² Embora este raciocínio não seja, necessariamente, verdadeiro para todos os países é um ponto de partida, sobretudo em relação ao SIN.

5.3. Abordagens e Níveis de Padronização da Linha de Base para Pequenos Projetos

O alvo principal para a adoção de metodologias ou valores padronizados para definir as linhas de base de pequenos projetos no setor elétrico é reduzir os custos de transação relacionados ao MDL. Walsh (2000) estima que a padronização das linhas de base os custos de transação do MDL poderia ser reduzidos em cerca de 50% (Bosi, M., 2000).

Diferentes abordagens e níveis de padronização poderão ser utilizados, desde valores de emissões fixados em termos absolutos, por exemplo, $XGgCO_2$ /ano, ou em termos de taxas, $YGgCO_2/GWh$, passando pelo desenvolvimento de metodologias padronizadas para um determinado setor ou tipo de projeto, até a padronização de apenas alguns parâmetros, como o nível de agregação espacial dos dados, o tempo de vida útil da linha de base, fronteiras, expressão das unidades, etc. Em geral a escolha do nível de padronização da linha de base, dependerá das características e, sobretudo, tratando-se de projeto implementado no setor elétrico, da sua condição operacional, ou seja, se é ou não conectado à rede.

De qualquer modo, seja qual for a abordagem ou o nível de padronização adotado, uma metodologia para definição da linha de base para o setor elétrico precisa, além de definir se ele é ou não interligado, determinar as fronteiras, tanto em termos da cobertura geográfica de cada projeto de acordo com suas características mais gerais como em relação às emissões (se houver) das atividades correlacionadas com o projeto, estabelecer a vida útil da linha de base padronizada¹³³, identificar as opções que serão consideradas em relação ao nível de restrição da linha de base, isto é, se a padronização é por algum tipo de combustível, se considera apenas os combustíveis fósseis ou se leva em conta todas as fontes (fósseis e renováveis), ou se a padronização da linha de base considera alguma combinação das alternativas anteriores.

Observa-se, preliminarmente, que se o projeto é interligado a padronização da linha de base apenas pelo valor do fator de emissão de um combustível, como o diesel, por exemplo, provavelmente não refletirá a real substituição que deverá ocorrer na ausência do projeto candidato ao MDL. No caso de projetos conectados à rede muitas outras opções de linhas de base representariam mais adequadamente o nível real de substituição que poderia ocorrer, sendo, portanto, recomendável levar em conta, sempre que possível, as circunstâncias nacionais, ou seja,

¹³³ É importante destacar que a validade ou período de crédito de uma linha de base padronizada significa que o mesmo valor pode ser utilizado para todo horizonte do projeto. No entanto, não significa necessariamente que todos os projetos subsequentes implementados nesse período possam usar o mesmo valor definido pela linha de base padronizada, na medida que mudanças no setor elétrico são previstas, sendo necessário que a linha de base padronizada seja periodicamente revista. (UNEP/OECD/IEA) *Workshop on Baseline Methodologies Possibilities for Standardised Baselines*.

a composição real do *mix* da geração de energia que provavelmente será deslocada, as tecnologias associadas aos empreendimentos recentemente construídos ou planejados e as perspectivas de uso de tecnologias mais eficientes ou nível esperado de diversificação da plataforma energética dos países, no longo prazo, como por exemplo do gás natural em ciclo combinado. Segundo Bosi, M., 2001 “uma fórmula padronizada com dados específicos do país pode ser mais adequada em muitos casos”. Os aspectos mais importantes para a padronização da metodologia para a definição da linha de base são aqueles relacionados com a tecnologia do projeto, que não depende do país no qual está sendo instalado o projeto e as condições específicas do país. Estes elementos específicos podem influenciar decisivamente a linha de base, a exemplo, do tamanho ou dos planos de expansão do sistema. (Martens, J.W. et al, 2001).

Além disso é necessário escolher o método de cálculo para definir o valor da linha de base de emissões. Alguns autores¹³⁴ defendem o uso de métodos padronizados, simples e transparentes, voltados especificamente para a definição das linhas de base para pequenos projetos conectados à rede, que se enquadrem nos critérios recomendados nos Acordos de Marraqueche. Basicamente quatro métodos são, comumente, propostos:

- Método do sistema de média;
- Método da margem construída;
- Método da operação na margem;
- Método híbrido da média ponderada com a margem construída.

O sistema da média é uma abordagem que assume que o projeto deslocará um valor, em kgCO₂/kWh, definido pela média do *mix*¹³⁵ da energia gerada no país baseada em dados observados, projetando o valor definido até o futuro. Duas variantes deste método são:

- a) O sistema da média que contabiliza no mix apenas as usinas mais eficientes, subtraindo as tecnologias ultrapassadas;
- b) O sistema da média que subtrai do mix as hidrelétricas e outras fontes renováveis como solar, eólica e as biomassas.

Este método é considerado o mais simples, sendo o valor da linha de base definido pela média ponderada do fator de emissão das usinas em operação para um ano específico,

¹³⁴ Martens, J. W. , Rooijen, S.N.M., Bovée, V. , Wijnants, H.J., Bosi, M., Sathaye, J., Haites, E., Jpma, C. Telnes, E. , Winkler, H. , Lazarus, M., Violette, D. , Dankers, A.P.H.

¹³⁵ A palavra “mix” significa para os propósitos do presente trabalho, a composição da estrutura da geração térmica convencional, aberta por tipo de combustível ou fonte de energia.

preferivelmente, o mais recente ano observado. As vantagens do método, além da simplicidade, são as seguintes: os dados são confiáveis, observáveis e verificáveis, dispensando a elaboração de suposições e projeções. No entanto, como é muito improvável que o mix definido com base no ano observado permaneça inalterado no futuro, surge outro problema: a linha de base deve permanecer estática ou não? Se não, o que fazer? Como fazer o ajuste? A conclusão é que a linha de base determinada pelo sistema de média deve ser vista como um ponto de partida, sendo indispensável para uma representação mais precisa do que iria ocorrer na ausência do projeto (*business as usual case*), o desenvolvimento de metodologias mais complexas que levem em conta fatores como a melhoria da eficiência e as novas adições.

A abordagem da margem construída – o principal objetivo desta abordagem é representar as mudanças no cenário de referência no futuro. Define-se a margem usando informações sobre os empreendimentos recentemente construídos ou planejados, com base no planejamento setorial de ampliação da capacidade instalada do sistema. Teoricamente, pelo menos, esses dados refletem melhor “o que poderia ter ocorrido na ausência do projeto”. Uma variante conservadora deste método é o BAT (*Best Available Technology*), sigla em inglês, que quer dizer a melhor tecnologia disponível, ou seja, o BAT desenha o perfil de mix de usinas que estarão operando no futuro. A utilização desta variante pode ser uma opção para a definição de linha de base padronizada para pequenos projeto, mantendo-se a suposição de que eles não causarão impactos sobre as decisões dos investimentos associados à construção dos empreendimentos.

O problema passa a ser então o seguinte: qual o período que deve ser considerado para construir a margem? Mais: todos os novos empreendimentos deveriam ser considerados, ou apenas parte deles? Embora esta não seja uma questão fechada, alguns autores recomendam definir a margem construída, determinando previamente a quantidade de plantas em vez de um período. Por exemplo, as 5 mais recentes usinas construídas ou planejadas deveriam ser incluídas, ou então definir um percentual, por exemplo, 20%, das novas adições, em vez de todas os novos empreendimentos recentemente construídos ou planejados, nos últimos 5 anos.¹³⁶

A base do método da operação na margem é o mesmo que o método do sistema de média. No entanto, este método é bastante sofisticado, exigindo que uma detalhada análise das condições operacionais do *mix* existente seja realizada, para que possa ser identificado o que será deslocado com a implementação do projeto de mitigação. Requer, por exemplo, conhecimento dos custos relativos das diferentes plantas, número de horas que operam durante o ano, que planta opera com

¹³⁶ *Draft Annex B to attachment 3 – Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small-Scale CDM Project Activity Categories, Version: 05/07/02.*

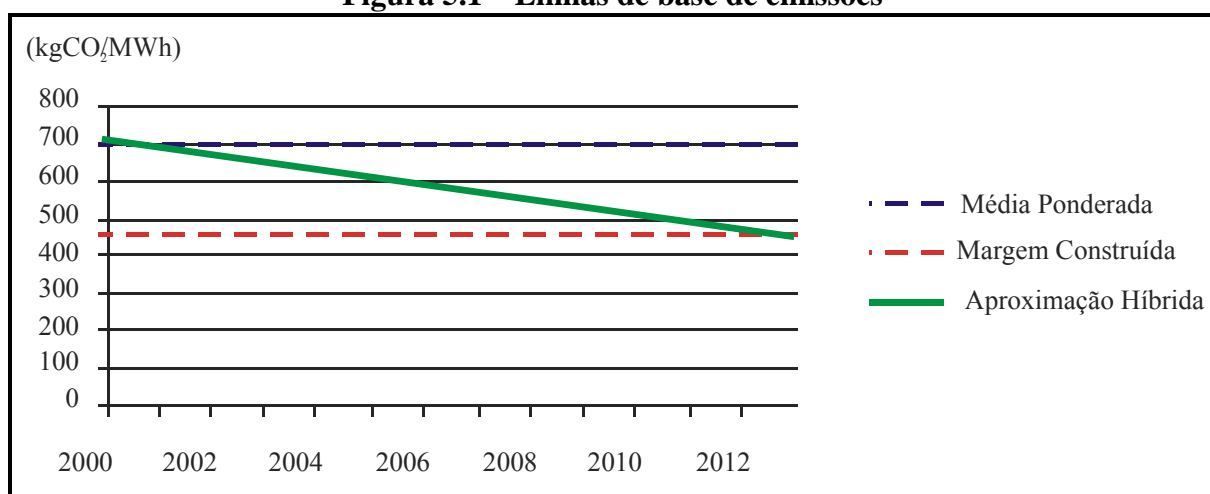
maior custo, que usina será provavelmente deslocada ou terá a sua geração reduzida com a entrada do projeto.

O método híbrido da média e margem construída responde a questão do deslocamento, combinando elementos do sistema da média (versão simplificada da operação na margem) com a abordagem da margem construída. Em termos práticos este método consiste em definir as emissões associadas ao ano observado, pelo sistema da média e o ano futuro, correspondente ao último ano do estudo, pelo método da margem construída. A linha de base é definida ligando os valores da linha de base correspondentes a esses dois pontos.

Segundo Martens, J.W.¹³⁷, esta abordagem híbrida baseia-se no método usado em projetos da fase piloto da implementação conjunta no setor elétrico dos países do Leste Europeu e Europa Central. Neste caso, o ano observado foi definido pela média ponderada do mix de usinas em operação no ano 2000 e a margem foi construída pelo fator de emissão da BAT, definido por usina a gás natural em ciclo combinado.

A figura 5.1 ilustra a concepção do método híbrido de média e margem construída.

Figura 5.1 – Linhas de base de emissões



Fonte: Martens, J.W., et al, 2001)

As principais características do método são a *proxy* da média ponderada, para o primeiro valor e a *proxy* da margem construída para o valor do último ano do horizonte do estudo. O ponto de partida para a determinação da linha de base é estabelecer o mix das usinas em operação. É sempre preferível que o mix seja definido a partir dos dados específicos da produção de eletricidade das usinas em operação do país, no primeiro ano considerado. Não é necessário fazer

¹³⁷ Martens, J.W., et al, 2001, p.17.

correções relacionadas com importações e/ou exportações a menos que o país seja parte de sistema com despacho conjunto.

Para definir o valor do primeiro ponto, a *proxy* da energia pode considerar as seguintes opções:

- a) O *mix* total do sistema, incluindo as usinas que utilizam combustíveis fósseis, hidrelétricas, nucleares e renováveis;
- b) O *mix* baseado apenas nas usinas que utilizam combustíveis fósseis, assumindo que em geral estas usinas apresentam maiores custos marginais de operação, e por essa razão são mais prováveis de operar na margem;
- c) O *mix* total do sistema, excluindo hidrelétricas e outras tecnologias que não apresentam custos de combustível como a eólica e solar.

O próximo passo é combinar a proporção definida pelo mix com o fator de emissão de carbono (FEC), para o primeiro ano. Na tabela 5.1, alguns fatores de emissão de carbono calculados pelo EM¹³⁸.

Tabela 5.1 – Fatores de emissão por tecnologia do Modelo EM*

Combustível	Tecnologia	Intensidade de Carbono (tCO ₂ /GWh)	Intensidade de Carbono (tCO ₂ /MWh)
Gás Natural	Turbina à gás simples	644	0,644
	Ciclo combinado	406	0,406
Óleo Diesel	Ciclo combinado	650	0,605
	Turbina à gás	895	0,895
	Turbina à vapor	735	0,735
Carvão	Turbina à combustível	854	0,845
	Vapor convencional	987	0,987

* EM – Environment Model

Fonte: Martens, J.W., et al, 2001

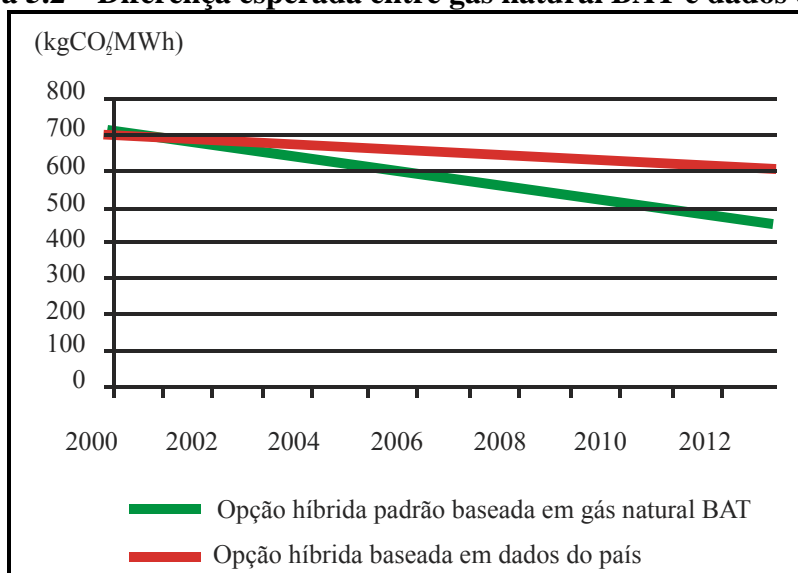
Para determinar o valor do FPE do último ponto pelo método da Margem Construída pode-se considerar as seguintes alternativas:

- a) *Mix* baseado no conjunto das usinas apenas planejadas;
- b) *Mix* das usinas recentemente construídas e planejadas;
- c) *Mix* das 5 usinas agregadas mais recentemente ao sistema;
- d) BAT para usina a gás de ciclo combinado.

Segundo os autores que aplicaram o método para os países do Leste Europeu, o caminho mais conservador para construir a margem é definir o *mix* com base na BAT para usina a gás

natural de ciclo combinado. Admite-se que a BAT para usinas á gás natural é uma opção mais conservadora, isto é, tem menor probabilidade de inflar a linha de base do que as escolhas baseadas em dados do país. Na figura 5.2, uma expectativa da diferença entre a alternativa com base na BAT e as outras baseadas em mix de usinas existentes ou planejadas.

Figura 5.2 – Diferença esperada entre gás natural BAT e dados do país



Fonte: Martens, J.W., et al, 2001

Para determinar a energia que será gerada pelo *mix* para o último ano, se a opção for feita com base nas alternativas (a), (b), ou (c), os autores sugerem o uso fatores de carga apropriados, preferivelmente, os fatores específicos de cada país. Isto porque para as usinas planejadas, apenas estarão disponíveis as informações sobre a capacidade a ser instalada. Em relação à escolha do Fator de Emissão de Carbono (FEC), por tecnologia, que deverá ser aplicado no último ano para determinar a média ponderada do *mix*, esta deverá ser feita entre as seguintes alternativas:

- usar os FEC baseado na performance das tecnologias atuais, ou seja, o mesmo que foi adotado para o primeiro ano;
- usar um fator de emissão projetado, considerando uma tecnologia avançada (BAT);
- usar o BAT atual dos países não Anexo 1.

5.4. Considerações Finais

Buscou-se apresentar resumidamente um quadro dos principais aspectos e problemas relacionados com a construção da linha de base. Constatou-se que apesar das diferentes opiniões e das inúmeras divergências que ainda persistem, muitos avanços metodológicos foram realizados,

¹³⁸ EM – Environment Model.

em particular, no que se refere à padronização de metodologias e parâmetros para a definição de linha de base para pequenos projetos. Segundo alguns autores, as experiências de definição de linhas de base dos projetos da fase piloto da implementação conjunta, mostraram que, apesar de mais precisas e complexas, as linhas de base específicas elevaram, significativamente, os custos de transação dos projetos, necessitando, ao mesmo tempo, para a sua construção, de um grande número de dados e informações (nem sempre disponíveis) dos países nos quais os projetos foram implementados.

Basicamente quatro métodos cálculo foram considerados nas proposições para definir a linha de base padronizadas: média ponderada, operação na margem, margem construída e híbrido de média ponderada e margem construída. Com vantagens e desvantagens associadas, a escolha por um ou outro método, depende, sobretudo, do nível de informações disponíveis e/ou do custo para obtê-las.

Na presente dissertação optou-se pela adoção do método híbrido de média ponderada e margem construída para definir as linhas de base anuais para o SIN e seus subsistemas, ao longo do horizonte do estudo, pelas seguintes razões:

1. O método é simples, flexível e de baixo custo;
2. Adapta-se às características operativas e de planejamento do Sistema Interligado Nacional;
3. Permite que os projetos sejam comparados interna e externamente;
4. Permite que eventuais ganhos em termos de eficiência das tecnologias disponíveis sejam incorporados aos valores projetados da linha de base.

6. METODOLOGIA PADRONIZADA E DEFINIÇÃO DE LINHAS DE BASE

Esse capítulo tem como objetivo definir linhas de base padronizadas para SIN e seus subsistemas, aplicando o método de cálculo denominado “híbrido da média ponderada e margem construída”¹³⁹. As linhas de base determinadas com aplicação desse método, expressas em tCO₂/GWh, são representadas por Fatores Padrão de Emissão (FPEs) e buscam atender um duplo objetivo: estimar as emissões totais do SIN e seus subsistemas, expressas em tCO₂/ano, para o horizonte do estudo e servir como referência para avaliar o potencial de redução das emissões agregadas associados às atividades de projetos elegíveis com MDL, em particular aqueles a serem implementados no âmbito do PROINFA¹⁴⁰.

No sub-item 6.1 é apresentada uma visão geral da abordagem, em termos das hipótese de trabalho, horizonte do estudo, nível de restrição e vida útil da linha de base. No sub-item 6.2 expõe-se as suposições e procedimentos utilizados para definir as linhas de base, ou FPEs, apresentando-se, no sub-item 6.3, passo a passo, o método de cálculo utilizado para a determinação desses FPEs. Finalmente, no sub-item 6.4 são calculadas as emissões totais, tCO₂/ano, para o todo o horizonte do estudo, acompanhadas dos comentários sobre os resultados encontrados.

6.1. Considerações iniciais e premissas adotadas para a aplicação do método

A metodologia que seguir será apresentada fornece uma abordagem padronizada para definir os valores anuais das linhas de base, expressos em tCO₂/GWh, para o SIN e seus subsistemas, que utiliza os resultados dos estudos que simulam o desempenho operacional do SIN no médio prazo¹⁴¹ e as projeções de mercado elaboradas pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM) para o programa indicativo da expansão do setor elétrico formalizado no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010¹⁴².

Considerou-se, para a aplicação do método híbrido da média ponderada e margem construída, a disponibilidade e confiabilidade dos dados relativos às características e condições operacionais do SIN, o papel da geração térmica convencional na oferta total do sistema interligado, as características tecnológicas associadas às usinas previstas no PPT, as premissas e os principais resultados do planejamento da operação de médio prazo em relação à geração térmica convencional, o planejamento de expansão da capacidade instalada do SIN e seus subsistemas e as expectativas de evolução do mercado de energia elétrica no país.

¹³⁹ Este método foi apresentado no capítulo 5 da dissertação.

¹⁴⁰ PROINFA- Programa Nacional de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia.

¹⁴¹ Resultados apresentados pelo Newave para o PMO/abril/2002, que se encontra no Anexo 6 da presente dissertação.

¹⁴² Valores realizados para o ano 2001.

O horizonte do estudo foi definido até 2027, para atender às duas opções propostas pelos Acordos de Marraqueche, em relação à vida útil da linha de base, ou seja, certificação para 10 anos, sem a necessidade de revisão da linha de base original, ou 7 anos mais duas prorrogações de 7, com a possibilidade de revisão a cada sete anos da linha de base original¹⁴³. Porém, como as atividades de projetos elegíveis como MDL, que serão certificadas para o primeiro período de compromisso, poderão se beneficiar com os créditos do MDL se entrarem em operação até 2007, as suas atividades uma vez certificadas, se a opção for de 7 anos mais duas prorrogações, deverão estender o período de recebimento dos créditos até 2027.

As linhas de base, expressas em tCO₂/GWh, conforme acima mencionado, são representadas na presente dissertação, pelos Fatores Padrão de Emissão (FPE) e correspondem as linhas de base relativas, sendo utilizados tanto para estimar as emissões totais, tCO₂/ano, como para avaliar o potencial de redução dessas emissões como resultado da implementação de pequenos projetos de geração de energia elétrica previstos para operarem integrados ao SIN. As emissões totais, tCO₂/ano, são vistas como linhas de base em termos absolutos, determinadas em função de uma configuração que não leva em conta a entrada das atividades de projetos mitigadores do efeito estufa, previstos para operarem integrados ao SIN.

Na presente dissertação, os FPEs para o SIN e seus subsistemas, calculados pelo método da média ponderada para o período entre 2001 e 2005, resultam simplesmente da multiplicação do Fator de Emissão de Carbono (FEC)¹⁴⁴ médio por tipo de combustível definido para o setor elétrico brasileiro, pela participação anual da geração térmica prevista por tipo de combustível até 2005, (ver tabela 4.5) determinada com base nos resultados das simulações do Newave para o Programa Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002,

A segunda abordagem, baseada no conceito de margem construída, é utilizada para estabelecer os FPEs entre 2006 e 2027. Conforme mencionado em parte anterior deste trabalho, a construção da margem requer a definição de um Fator de Emissão de Carbono (FEC), assumido como representativo das emissões associadas às últimas usinas construídas ou planejadas e que não enfrentam barreiras ao uso e de uma estrutura de composição das fontes de energia, ou o *mix*, que, provavelmente, representará o perfil geração do sistema, no final do horizonte do estudo.

¹⁴³ Para alguns autores bastaria projetar a linha de base até 2012, na medida que os projetos que optarem pelo período inicial de sete anos mais dois períodos de prorrogação, necessariamente, terão que rever as suas linhas de base ao final de cada período, ou seja, a cada sete anos. Desse modo, no momento da revisão, novas linhas de base já estariam prevalecendo não sendo necessário realizar antecipadamente um esforço de previsão para projetos que fizessem essa escolha em termos de prazos de validade para suas linhas de base originais.

¹⁴⁴ Os fatores de emissão de carbono para os diferentes combustíveis utilizados pelas plantas térmicas em operação no SIN foram calculados pelo CTEM e divulgados no Plano Decenal de Expansão, 2001/2010 são apresentados na tabela 6.2 deste capítulo.

Na presente dissertação definiu-se um fator de emissão de referência, em 2027, correspondente a mais avançada tecnologia disponível atualmente nos países desenvolvidos para usinas a gás natural com ciclo combinado que, segundo Bernow¹⁴⁵, associa emissões de 359tCO₂/Gwh. Conforme os dados da tabela 6.1, as melhores tecnologias atualmente disponíveis para as usinas a gás de ciclo combinado, incluindo sistemas de cogeração, emitem 514tCO₂/GWh para as usinas a gás com ciclo combinado e 312tCO₂/GWh¹⁴⁶ para turbina a gás com ciclo combinado e cogeração. No Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, o valor médio de emissão das usinas a gás natural em operação é de 446tCO₂/GWh. Nessas condições, a suposição assumida no trabalho de que, no final do horizonte de estudo, a melhor tecnologia disponível em usinas a gás natural em ciclo combinado seja equivalente a 359tCO₂/GWh é possível e pode representar adequadamente, a melhor tecnologia disponível no país.

A tabela 6.1 apresentada por Abdala, R., 2001¹⁴⁷, mostra as diversas tecnologias, suas eficiências e as emissões associadas em gC/KWh, distinguindo entre a média convencional e a melhor disponível, por fonte primária de energia fóssil.

Tabela 6.1 – Tecnologia de conversão termelétrica, eficiência energética e emissões de carbono (gC/kWh)

Sistema	Tecnologia	Eficiência (%)	Parcela de eletricidade	Emissões
Fonte primária: Carvão				
Turbina a vapor	Média convencional	34		325
Turbina a vapor	A melhor disponível	39		280
CPLF – Combustão Pressurizada em Leito Fluidizado		42		260
Turbina a vapor – Cogeração	Média convencional	78	0,50	175
Turbina a vapor – Cogeração	A melhor disponível	83	0,60	135
CPFL – Cogeração		86	0,65	135
Fonte primária: Óleo				
Turbina a vapor	Média convencional	38		230
Turbina a Gás com Ciclo Combinado	A melhor disponível	48		180
Turbina a vapor – Cogeração	A melhor disponível	81	0,60	130
Fonte primária: Gás Natural				
Turbina a Gás com Ciclo Combinado	Média	36		175
Turbina a Gás com Ciclo Combinado	A melhor disponível	45		140
Turbina a Gás com injeção de vapor – Cogeração		75	0,80	90
Turbina a Gás com Ciclo Combinado – Cogeração	A melhor disponível	77	1,00	85

Fonte: IPCC (1995) – item 19.2.1 – adaptado de (MILLS et al., 1991).

¹⁴⁵ Citado em Bosi, M., 2000

¹⁴⁶ Estes valores de emissão foram calculados transformando os números da tabela apresentados em gC/KWh para tC/GWh, multiplicando depois por 3,67.

¹⁴⁷ Abdala, R., 2000, p. 35

Além disso, foram elaboradas três alternativas para representar, no final do horizonte do estudo, em 2027, o *mix* das usinas recém-construídas ou planejadas. A primeira, alternativa 1, considera que apenas usinas a gás natural em ciclo combinado serão planejadas ou serão recém-construídas, em 2027. A Segunda, alternativa 2, admite um mix de geração no qual, 50% dos novos empreendimentos planejados ou recém-construídas serão de usinas a gás natural em ciclo combinado e outros 50% serão de usinas não emissoras (hidrelétricas e de empreendimentos que utilizam fontes renováveis não convencionais). A terceira, alternativa 3, considera que 30% do *mix* será composto pelas gerações esperadas de empreendimentos planejados ou recém-construídos de usinas a gás natural e os 70% restantes provenientes de usinas não emissoras, no final do horizonte do estudo.

A perspectiva de ampliação da termoeletricidade baseada na utilização das usinas a gás de ciclo combinado é suposta na presente dissertação, e sustenta-se nas recentes decisões governamentais de ampliação dessa fonte na matriz energética nacional, em particular, no que se refere à oferta de energia elétrica. “A termogeração a gás natural em ciclo combinado é a tecnologia disponível, provável de predominar nos empreendimentos previstos na expansão do setor elétrico brasileiro” (Abdala, R., 2001, p.40)¹⁴⁸.

Observa-se que outros arranjos tecnológicos mais eficientes são igualmente possíveis de ocorrer, sobretudo em função do largo horizonte que o estudo está trabalhando e podem ser adotados sem qualquer prejuízo do ponto de vista metodológico. Neste caso, os resultados seriam alterados e a extensão dessa mudança dependeria, logicamente, da diferença entre os valores considerados, em termos de tCO₂/GWh, no último ano.

Conforme assinala Abdala, “o estado da arte tecnológico é crescentemente universalizado pela integração econômica mundial e permite a extrapolação de efeitos quantitativos de emissões atmosféricas. Tal premissa garante a validade de aplicação das novas técnicas e os índices de emissões correspondentes na projeção da expansão termelétrica do Brasil, dado que saltos importantes em termos de avanço tecnológicos podem e devem ser considerados, a fim de garantir uma adequação prévia às exigências e requisitos ambientais”¹⁴⁹.

No entanto, é preciso salientar que as características de complementariedade da geração termoeleétrica brasileira, sendo bastante diferente do que ocorre em outras partes do

¹⁴⁸ Abdala, R. – Tese de Mestrado apresentada em 2001.

¹⁴⁹ Idem, op cit.

mundo, tende a reduzir a velocidade das transformações, em termos de eficiência das técnicas de conversão, sem contudo impedir que elas ocorram. No Brasil, a eficiência média de conversão gira em torno de 30%. (Abdala, R.,2000).

Considerando as alternativas acima mencionadas, os fatores padrão de emissão(FPEs) apresentarão os seguintes valores:

- FPE associado à Alternativa 1: $359\text{tCO}_2/\text{GWh}$, ou seja, FPE = 100% do FEC proposto para 2027.
- FPE associado à Alternativa 2: $179\text{tCO}_2/\text{GWh}$, ou seja, FPE = 50% do FEC rposto para 2027.
- FPE associado à Alternativa 3: $108\text{tCO}_2/\text{GWh}$, ou seja, FPE = 30% do FEC proposto para 2027.

Estes valores foram determinados, ponderando o valor das emissões associadas à melhor tecnologia disponível adotada na presente dissertação, de $359\text{tCO}_2/\text{GWh}$, pela participação das térmicas convencionais consideradas nas três alternativas propostas para 2027. No entanto, como em última instância, as alternativas acima descritas pretendem apenas simular o valor das emissões por unidade de energia que resultam do *mix* das usinas planejadas ou recém-construídas no último ano do horizonte do estudo, e como é muito difícil definir hoje que tecnologias estarão disponíveis em 2027 e o nível de emissões a elas associados, os valores propostos nas três alternativas podem ser interpretados como metas atribuídas sem que, necessariamente, estabeleçam uma vinculação com uma tecnologia e/ou a um *mix* de usinas palnejadas para 2027.

É importante destacar que a inclusão de hidrelétricas na margem, em 2027, poderia não resultar em um menor fator de emissão, admitindo-se que após o primeiro período de compromisso poderá haver uma revisão quanto à suposição de emissões zero para as hidrelétricas. Se tal ocorrer, provavelmente, o fator padrão de emissão que representaria o mix em 2027 não seria, necessariamente, menor do que $359\text{tCO}_2/\text{GWh}$. No entanto, conforme anteriormente mencionado, na presente dissertação considera-se nulas as emissões das usinas hidrelétricas e das usinas nucleares, para todo o horizonte do estudo. Quanto às usinas à biomassa admite-se que o balanço de emissões e absorções dos gases de efeito estufa também é nulo.

6.2. Suposições e Procedimentos para determinação dos FPEs

As linhas de base relativas ou FPEs são propostos no âmbito do SIN e seus subsistemas como referência preliminar para a avaliação do potencial de redução das emissões do CO₂ resultantes das atividades de pequenos projetos¹⁵⁰ de geração de energia elétrica que utilizam fontes alternativas de energia a serem integrados ao Sistema Nacional Interligado (SIN).

Considera-se que as emissões históricas, incluindo o ano de 2001, associadas às gerações das usinas térmicas convencionais no âmbito do SIN, não representam a tendência de elevação das emissões devido à estratégia governamental de expansão da base térmica convencional, através da entrada em operação das usinas térmicas previstas no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010.

Nas circunstâncias atuais, as simulações realizadas pelo Newave/PMO/abril/2002 para o despacho hidrotérmico e o programa de expansão do Plano Decenal de Expansão representam de forma adequada o modo como o sistema será operado e qual será a composição das fontes primárias para a produção de energia elétrica nos próximos 10 anos.

Avalia-se que apesar das limitações que os FPEs podem apresentar, a definição de linhas de base específicas para cada projeto, tratando-se de pequenos projetos interligados ao SIN, não se justifica por três razões principais:

- i) O tamanho e a forma como o SIN é operado, em termos do despacho da carga, dado o mercado, não permite que se identifique, a priori, qual usina terá sua geração afetada (reduzida ou desligada temporariamente) pela entrada de uma pequena nova usina construída para operar integrada ao SIN;
- ii) Não se espera que a construção de uma pequena central movida a uma fonte alternativa de energia qualquer, seja capaz de substituir ou mesmo postergar a construção de empreendimentos (usinas hidrelétricas ou térmicas convencionais) previstos ou indicados no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, cujas potências são superiores a 100MW¹⁵¹;
- iii) Os altos custos envolvidos para a definição de uma linha de base específica para um pequeno projeto despachado pelo ONS, mesmo que descentralizadamente, apontam

¹⁵⁰ Conforme proposto nos Acordos de Marraqueche. Destaca-se que tais projetos podem ser certificados para um período de 10 anos sem necessidade de revisão da linha de base original e para sete anos mais dois períodos de sete anos cada, com obrigatoriedade de revisão da linha base a cada sete anos, buscando incorporar possíveis mudanças da linha de base original.

para baixa relação benefício-custo, ou seja, os ganhos que uma linha de base específica geraria, identificação precisa da adicionalidade promovida pela entrada do projeto, provavelmente, não compensariam os custos associados à sua definição.

A premissa estabelecida na alínea *ii* baseia-se na percepção de que dado o tamanho e as condições operativas do SIN, pequenos projetos não serão capazes promover mudanças no planejamento da expansão do sistema, ou seja, não substituirão plantas térmicas existentes que estejam operando e nem postergarão investimentos em novos empreendimentos previstos no planejamento indicativo do Plano Decenal para a ampliação da capacidade instalada do SIN. Além disso, a geração das usinas hidrelétricas não será afetada pelas atividades desses projetos, na medida que os custos marginais de operação das usinas hidrelétricas são inferiores aos apresentados pelas usinas térmicas convencionais. Tal hipótese baseia-se no critério mais geral utilizado pelo ONS para o despacho da carga, segundo o qual as usinas são despachadas em ordem crescente de custo marginal de operação.

Em geral, as usinas nucleares e as usinas hidrelétricas existentes apresentam custos marginais de operação inferiores aos das usinas térmicas convencionais, razão pela qual são prioritariamente despachadas, mesmo considerando o despacho na base de algumas usinas térmicas convencionais, como é o caso das usinas implantadas no âmbito do PPT, previstas para operarem nesta condição¹⁵². Isto porque, mesmo quando despachadas na base, o planejamento da operação do SIN mantém o caráter de complementariedade em relação ao despacho das usinas hidrelétricas. Excetua-se dessa regra geral, as usinas térmicas despachadas por razões elétricas e/ou inflexibilidades declaradas, situação em que a hierarquia dos custos não determina a ordem do despacho.

Nessas condições, dado o mercado, as gerações que serão deslocadas, em função da nova oferta de energia oriunda dos projetos não emissores, muito provavelmente, substituirão parte da eletricidade gerada pelas usinas térmicas convencionais, em ordem decrescente dos custos marginais de operação, obedecendo a mesma lógica adotada pelo ONS no despacho das usinas do parque gerador nacional. Em razão disso, optou-se por considerar no cálculo dos Fatores Padrão de Emissões, até 2005, apenas a *mix* das fontes fósseis, retirando da base

¹⁵¹ A única usina com potência inferior ao número acima referido é a FAFEN – BA, com 56MW. Sobre a potência das usinas do PPT, ver as resoluções 36 e 37 de agosto/2001, da Câmara de Gestão da Crise, em anexo.

¹⁵² As térmicas que integram o PPT serão despachadas na base em função da tecnologia de geração em ciclo combinado que a maioria delas usará.

de cálculo a geração proveniente das usinas hidrelétricas e nucleares, cujas emissões são consideradas nulas, na presente dissertação.¹⁵³

Destaca-se, no entanto, que a opção por um *mix* composto apenas por fontes fósseis exige que a seguinte condição seja observada: o somatório da geração de energia elétrica, a cada ano, resultante das atividades dos pequenos projetos mitigadores dos GEEs deverá ser sempre inferior ao total da geração térmica convencional prevista. No presente trabalho, assume-se, por hipótese, que a geração das usinas térmicas convencionais destinada a modular o horário de pico do SIN é de 5% em relação ao total da energia elétrica produzida no âmbito do sistema nacional e que, até completar esse nível, apenas a produção das usinas térmicas convencionais serão substituídas pela energia gerada pelas atividades dos pequenos projetos de geração de energia elétrica mitigadores dos GEEs. Se, por qualquer razão, esse nível for ultrapassado, no período entre 2002 e 2005, o *mix* considerado deverá ser revisto para incorporar, se necessário, na sua composição a participação da geração hidráulica deslocada.

Ressalta-se também que para grandes projetos, com capacidade instalada e geração prevista equivalente a projetos de hidrelétricas ou térmicas convencionais, as considerações acima descritas não permanecem válidas, sendo necessário o desenvolvimento de estudos específicos para a definição da linha de base desses projetos. Tal possibilidade, embora extremamente importante e talvez quantitativamente mais significativa, não foi avaliada porque foge ao escopo do presente trabalho.

Considera-se, ademais, que a proporção de substituição será de 1:1, ou seja, 1MWh gerado por uma nova usina não emissora substituirá 1MWh produzido por uma usina térmica convencional. Não se considera, de forma conservadora, eventuais ganhos por redução de perdas dos projetos que poderão ser operados pelo SIN descentralizadamente.

Por outro lado, como há diferenças importantes na composição das fontes térmicas entre os subsistemas, a linha de base padronizada para um determinado subsistema tem validade restrita à cobertura do sistema elétrico associado a esse subsistema específico e aos períodos definidos no presente estudo e considera apenas as emissões de CO₂¹⁵⁴, para cada ano do estudo.

¹⁵³ Embora alguns estudos indiquem que as hidrelétricas emitem CO₂ e CH₄, em volumes de certa forma significativos, optou-se por não considerá-las no âmbito da presente dissertação. Sobre as emissões de GEE pelos reservatórios de hidrelétricas ver Santos, M. A., 2000.

¹⁵⁴ Sem desconhecer a existência da emissão de outros GEEs na geração de eletricidade, considera-se que para os propósitos dessa dissertação a não inclusão deles na definição da linha de base e no cálculo das emissões totais não compromete os resultados e conclusões do trabalho. Nesse sentido, vale ressaltar o trabalho de La Rovere e Americano - Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions from Power Generation in

Finalmente, considera-se que os Fatores de Emissão de Carbono (FEC) por tipo de combustível definidos no Plano Decenal, 2001/2010 representam as emissões médias das diferentes tecnologias utilizadas pelas usinas térmicas convencionais em operação ou previstas para serem construídas até 2010.

Na tabela 6.2 os FEC conforme definidos no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010.

Tabela 6.2 – Comparativo de emissões de CO₂ por tipo de geração (g/KWh)

Tipo de usina	CO₂ (g/KWh)
Usinas a Gás	446
Usinas a Óleo	818
Usinas a Carvão	955

Fonte: CTEM

6.3. Determinação dos Fatores Padrão de Emissão¹⁵⁵

Descrição do Procedimento

Período 2001-2005

- Define-se a proporção da geração proveniente das usinas classificadas segundo o combustível que utilizam, no total da geração térmica convencional, com base nos valores observados em 2001 e na geração prevista pelo planejamento da operação identificadas pelos resultados das simulações do Newave para os estudos de desempenho do sistema em médio prazo, para os anos 2002-2005, excluindo as gerações das usinas hidrelétricas e nucleares. Os resultados encontram-se na tabela 4.5 do capítulo 4.
- Utiliza-se os FECs (Fator de Emissão de Carbono) das tecnologias existentes. Os fatores médios do Brasil foram definidos no Plano Decenal de Expansão. (ver tabela 6.2);
- Determina-se os Fatores Padrão de Emissões – FPEs para o SIN e seus subsistemas, multiplicando a proporção da geração das usinas térmicas por tipo de combustível, conforme descrito no item 1, pelo respectivo FEC;

Brazil, October, 2001, (em elaboração) dando conta da insignificante dimensão desses gases na composição das emissões do setor elétrico brasileiro.

¹⁵⁵Sobre este método ver Martens, et al., 2001.

Período 2006-2027

- Define-se o Fator de Emissão de Carbono (FEC), em 2027 com base *apenas* em tecnologia de usina à gás mais avançada e em condições de ser utilizada no setor elétrico brasileiro, ou seja, esta tecnologia, por hipótese, não enfrentará barreiras à entrada. O presente estudo admitiu o $FEC = 359 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$ para as usinas à gás, em 2027¹⁵⁶;
- Define-se o perfil da capacidade instalada em usinas térmicas convencionais no SIN e seus subsistemas, em 2027. O presente estudo considerou três alternativas para a construção da margem em 2027:

Alternativa 1: margem formada apenas por térmicas a gás natural, ou seja, o FPE é igual ao FEC, com emissões associadas de $359 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$;

Alternativa 2: margem formada por um mix de empreendimentos composto por hidrelétricas e usinas que utilizam fontes renováveis não convencionais (não emissoras) e usinas térmicas a gás natural na proporção de 50% para não emissoras e 50% para usinas a gás natural, ou seja o FPE corresponde a 50% do FEC;

Alternativa 3: margem formada por um mix de empreendimentos composto por hidrelétricas e usinas que utilizam fontes renováveis não convencionais (não emissoras) e usinas térmicas a gás natural na proporção de 70% para não emissoras e 30% para usinas a gás natural, ou seja o FPE representa 30% do FEC.

- Determina-se a linha de base, expressa em tCO_2/GWh , para os anos intermediários, por interpolação linear, ligando os FPE do ano 2005, calculados pelo método da média ponderada, com os FPE de 2027, calculados segundo o conceito de margem construída, para as três alternativas acima descritas.

¹⁵⁶ Fator considerado por Bosi, M., 2001 como representativo da tecnologia de gás natural em ciclo combinado mais avançado e disponível nos países desenvolvidos.

Cálculo dos FPEs: 2001-2005

Dado os FECs e as GT_{ij} (gerações esperadas das térmicas convencionais por tipo de combustível para o SIN e subsistemas, conforme apresentadas na tabela 4.5), os FPE são prontamente calculados, ponderando as contribuições de cada tipo de geração pela geração térmica total para todos os anos até 2005.

Formalmente, considerando a abordagem da média ponderada, para o período entre 2001 e 2005, tem-se:

FEC_f = Fator de Emissão de Carbono, por tipo de combustível (fonte) utilizado no PDE para as térmicas convencionais existentes.

GT_{ij} = Geração Térmica Total => GWh

FPE_{ij} = Fator Padrão de Emissão (tCO₂/GWh)

Então, genericamente, utilizando o conceito de média ponderada, tem-se:

$$FPE_{ij} = \sum GT_{ij} * FEC_f / GT_{ij} \quad (6.1)$$

Onde,

f = tipo do combustível

i = 2001, 2002, 2003, 2004, 2005

j = SIN; sub-sistema SE/CO; sub-sistema SUL; sub-sistema NE

Exemplo: Calcular o FPE ou linha de base relativa para o SIN e para o subsistema SE/CO, ano 2001

Considerando,

$FEC_g^{157} = 446 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$;

$FEC_{ol} = 818 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$; e

$FEC_c = 955 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$

E a geração térmica realizada em 2001:

$GT_{SIN2001}^{158} = 19.474 \text{ GWh}$, sendo,

$Gtg_{SIN2001} = 6.114 \text{ GWh}$

$Gto_{SIN2001} = 7.118 \text{ GWh}$

$Gtc_{SIN2001} = 6.241 \text{ GWh}$.

Então,

$FPE_{SIN2001} = (6.114 * 446 + 7.118 * 818 + 6.241 * 955) / 19.474$

$FPE_{SIN2001} = 745 \text{ GgCO}_2/\text{GWh}$

¹⁵⁷ Fonte: Plano Decenal de Expansão, 2001/2010.

¹⁵⁸ ONS: histórico da energia, site

Cálculo dos FPEs: 2006-2026

Formalmente, para o período entre 2006 e 2026, considerando a abordagem da margem construída, os FPE intermediários foram determinados, interpolando linearmente os FPE definidos para o ano 2027, conforme alternativas acima descritas, e os FPE determinados para 2005, por subsistema e para o SIN, a partir das seguintes equações:

Alternativa 1:

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ mín: } y = -7,45x + 15461$$

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ máx: } y = -8,82x + 18237$$

$$Subsistema \text{ SE/CO} \quad - \quad FPEs: y = -6,5x + 13535$$

$$Subsistema \text{ SUL} \quad - \quad FPEs: y = -12,73x + 26163$$

$$Subsistema \text{ NE-} \quad - \quad FPEs: y = -3,955x + 8375,8$$

Alternativa 2:

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ mín: } y = -15,68x + 31962,4$$

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ máx: } y = -17x + 34638$$

$$Subsistema \text{ SE/CO} \quad - \quad FPEs: y = -14,68x + 29935,4$$

$$Subsistema \text{ SUL} \quad - \quad FPEs: y = -20,91x + 42563,5$$

$$Subsistema \text{ NE-} \quad - \quad FPEs: y = -12,41x + 24786,7$$

Alternativa 3:

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ mín: } y = -18,91x + 38438,5$$

$$SIN \quad - \quad FPEs \text{ máx: } y = -20,23x + 41114$$

$$Subsistema \text{ SE/CO} \quad - \quad FPEs: y = -17,91x + 36411,6$$

$$Subsistema \text{ SUL} \quad - \quad FPEs: y = -24,14x + 49039,7$$

$$Subsistema \text{ NE-} \quad - \quad FPEs: y = -15,36x + 31242,8$$

6.4. Síntese dos Resultados e Comentários

Os resultados apresentados nas tabelas 6.3, 6.4 e 6.5, mostram os FPEs para todo o horizonte do estudo e por subsistema, que representam, na presente dissertação, as linhas de base relativas, expressas em tCO_2/GWh .

Alternativa 1: apenas usinas a gás natural compõem a margem em 2027 => **FPE = 359 tCO_2/GWh**

Alternativa 2: margem formada por 50% de usinas não emissoras e 50% de usinas térmicas a gás natural => **FPE = 179 tCO_2/GWh**

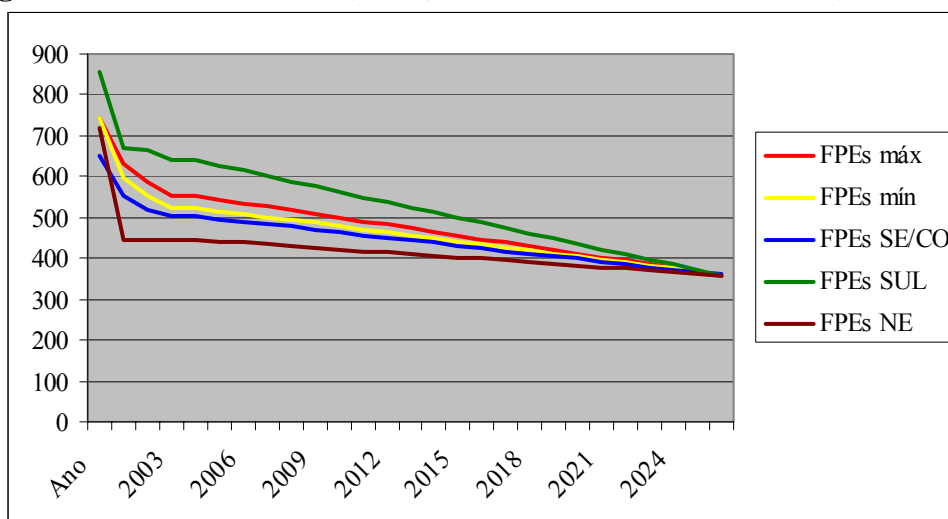
Alternativa 3: margem formada por 70% por usinas não emissoras e 30% por usinas a gás natural. => $FPE = 108tCO_2/GWh$.

Tabela 6.3 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 1 – 2001-2027 (tCO₂/GWh)

Ano	FPEs máx	FPEs mín	FPEs SE/CO	FPEs SUL	FPEs NE
2001	745	745	649	856	719
2002	629	597	554	670	446
2003	585	555	517	665	446
2004	553	524	502	639	446
2005	553	524	502	639	446
2006	544	516	496	627	442
2007	535	509	490	614	438
2008	526	501	483	601	434
2009	518	494	477	588	430
2010	509	487	470	576	426
2011	500	479	464	563	422
2012	491	472	457	550	418
2013	482	464	451	538	414
2014	474	457	444	525	410
2015	465	449	438	512	406
2016	456	442	431	499	403
2017	447	434	425	487	399
2018	438	427	418	474	395
2019	429	419	412	461	391
2020	421	412	405	448	387
2021	412	405	399	436	383
2022	403	397	392	423	379
2023	394	390	386	410	375
2024	385	382	379	397	371
2025	377	375	373	385	367
2026	368	367	366	372	363
2027	359	360	360	359	359

Fonte: elaboração própria

Figura 6.1 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 1 – 2001-2027 (tCO₂/GWh)



Fonte: elaboração própria.

Tabela 6.4 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 2 – 2001-2027 tCO₂/GWh

Ano	FPEs máx.	FPEs mín	FPEs SE/CO	FPEs SUL	FPEs NE
2001	745	745	649	856	719
2002	629	597	554	609	446
2003	585	555	554	614	446
2004	553	524	502	594	446
2005	553	524	502	594	446
2006	536	508	487	618	434
2007	519	493	473	597	422
2008	502	477	458	576	410
2009	485	461	443	555	397
2010	468	446	429	534	385
2011	451	430	414	513	373
2012	434	414	399	493	361
2013	417	399	385	472	349
2014	400	383	370	451	337
2015	383	367	355	430	325
2016	366	352	341	409	312
2017	349	336	326	388	300
2018	332	320	311	367	288
2019	315	304	296	346	276
2020	298	289	282	325	264
2021	281	273	267	304	252
2022	264	257	252	283	240
2023	247	242	238	263	227
2024	230	226	223	242	215
2025	213	210	208	221	203
2026	196	195	194	200	191
2027	179	179	179	179	179

Fonte: elaboração própria

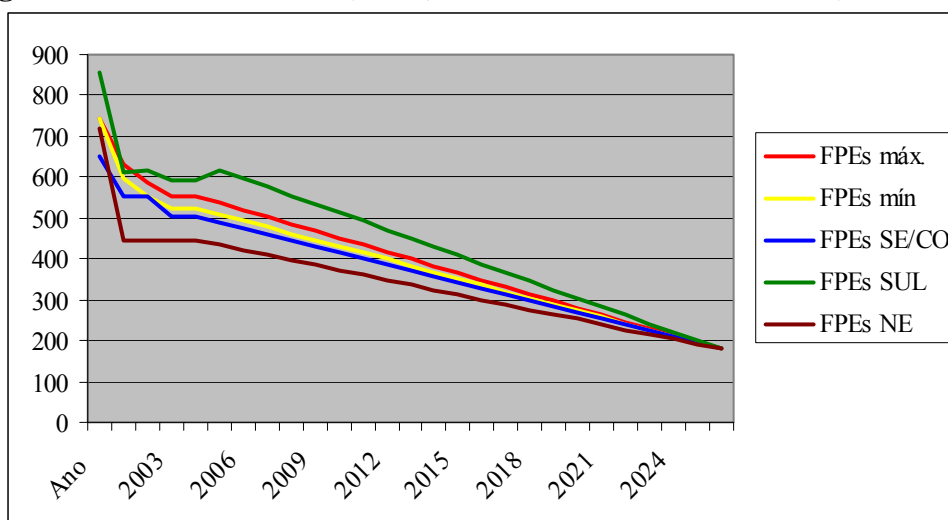
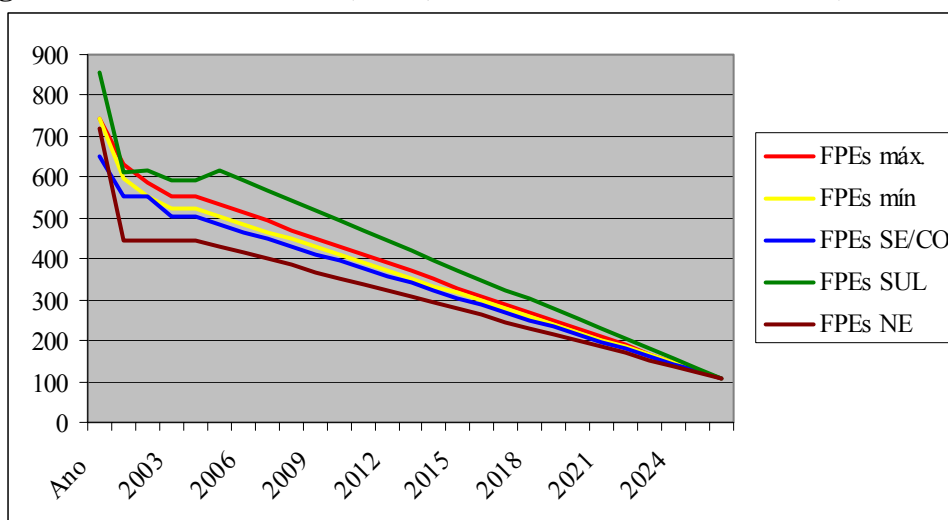
Figura 6.2 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 2 – 2001-2027 (tCO₂/GWh)

Tabela 6.5 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 3 – 2001-2027 tCO₂/GWh

Ano	FPEs máx.	FPEs mín	FPEs SE/CO	FPEs SUL	FPEs NE
2001	745	745	649	856	719
2002	629	597	554	609	446
2003	585	555	554	614	446
2004	553	524	502	594	446
2005	553	524	502	594	446
2006	533	505	484	615	431
2007	512	486	466	591	415
2008	492	467	448	567	400
2009	472	448	430	542	385
2010	452	429	413	518	369
2011	431	410	395	494	354
2012	411	392	377	470	338
2013	391	373	359	446	323
2014	371	354	341	422	308
2015	351	335	323	398	292
2016	330	316	305	373	277
2017	310	297	287	349	262
2018	290	278	269	325	246
2019	270	259	251	301	231
2020	249	240	233	277	216
2021	229	221	215	253	200
2022	209	202	198	229	185
2023	189	184	180	204	170
2024	168	165	162	180	154
2025	148	146	144	156	139
2026	128	127	126	132	123
2027	108	108	108	108	108

Fonte: elaboração própria

Figura 6.3 – Linha de Base (FPEs) – Alternativa 3 – 2001-2027 (tCO₂/GWh)

Observa-se que as linhas de base anuais, FPEs, para o SIN, apresentadas na segunda e terceira colunas das tabelas 6.3, 6.4 e 6.5 foram definidas considerando os patamares de gerações máximas e mínimas das usinas térmicas convencionais projetadas pelo Newave/PMO/abril/2002, até 2005. As colunas seguintes apresentam, na seqüência, as linhas de base anuais para os sub-sistemas Sudeste/CentroOeste, Sul e Nordeste.

Estes resultados mostram uma redução da intensidade de carbono por unidade de energia térmica gerada a partir de 2002, fato que é compatível com a estratégia de expansão do parque térmico convencional baseado na implantação de usinas a gás natural, cujas emissões são significativamente inferiores às associadas às usinas que usam óleo combustível, diesel ou carvão. É importante ressaltar, no entanto, que em termos absolutos, ou seja, a quantidade de emissões por ano, tende a crescer, o que é, do mesmo modo, compatível com a estratégia governamental de elevação da oferta de energia elétrica proveniente das usinas térmicas convencionais, estabelecida no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2002/2010.

Destaca-se que para os primeiros 10 anos das projeções, as diferenças das linhas de base entre os subsistemas são significativas, especialmente entre as regiões Sul e Nordeste. A partir de 2011, os valores tendem a se aproximar, como resultado da aplicação do método da margem construída, em 2027, considerando apenas o fator de emissão de 359 tCO₂/GWh, como representativo da melhor tecnologia disponível no país. Através do uso desse método reduz-se, na quantificação das emissões, os efeitos do uso de outras tecnologias menos eficientes e/ou mesmo, a presença no mix no final do horizonte do estudo de combustíveis mais emissores de GEE, que se fossem levados em conta, poderiam contribuir para estimular o crescimento, e não reduzir, as emissões dos gases de efeito estufa.

Vale salientar, ainda, que em curto e médio prazos, levando-se em conta apenas o volume potencial de redução das emissões, os projetos localizados na região Nordeste serão menos competitivos que aqueles localizados nas regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste. Nessas condições, os critérios de elegibilidade que o Brasil adotará serão fundamentais para redefinir a direção “natural” do fluxo dos recursos do MDL, em termos regionais. Se os critérios não embutirem uma estratégia de compensação, que privilegie, por exemplo, áreas rurais mais pobres, dificilmente o Nordeste se integrará, “competitivamente”, no mercado internacional de carbono.

Os FPEs apresentados nas tabelas 6.3, 6.4 e 6.5 (linhas de base relativas) para o SIN, considerando as alternativas 1, 2 e 3, para a margem construída, em 2027, combinados com as

projeções da geração térmica, que serão apresentadas a seguir, no sub-item 6.5 deste capítulo, projetam as emissões totais por ano, ou linhas de base absolutas, expressas em tCO₂/ano.

6.5. Hipóteses de Evolução Mercado de Energia e da Geração Térmica Convencional

Basicamente as grandezas que definem os cenários adotados na presente dissertação são o crescimento da carga própria de energia e o nível de participação das fontes não renováveis de energia no total da geração total que o Sistema Interligado Nacional - SIN - irá requerer para atender ao mercado. Assume-se que em situação de equilíbrio, a oferta anual de energia garantida¹⁵⁹ pelo sistema, ou seja, o total da energia gerada internamente mais as importações, ao longo do horizonte do estudo, deverá ser igual ao mercado projetado para o mesmo período. A geração térmica convencional necessária para complementar o atendimento do mercado é estimada com base nos resultados das simulações do Newave, até 2005 e a partir de 2006 é projetada como participação da carga própria de energia, projetada até 2027, de acordo com as condições estabelecidas nos três cenários descritos a seguir.

Estes cenários representam duas condições extremas e uma condição intermediária definidas, ao longo do horizonte do estudo, pela combinação das hipóteses construídas de crescimento mercado de energia e do nível de utilização das fontes não renováveis na oferta total de energia do Sistema nacional Interligado – SIN.

Para definir a hipótese de baixa intensidade de uso das fontes fósseis, denominada **Hipótese BI**, admite-se baixo crescimento da carga própria, ou seja, o mercado cresce a uma taxa inferior àquela projetada no Plano Decenal, 2001/2010, para o cenário de mais baixo crescimento e a evolução da geração térmica convencional requerida pelo sistema se caracteriza por um ritmo conservador de crescimento, em relação às projeções atuais elaboradas pelo setor elétrico. Em sentido contrário, a combinação de maior crescimento da carga própria com o maior uso das fontes fósseis, define a hipótese de alta intensidade do uso dessas fontes, denominada **Hipótese AI**. Finalmente, a hipótese de intensidade intermediária de uso das fontes fósseis, denominada **Hipótese II** é definida pelo crescimento do mercado em ritmo histórico e a geração térmica convencional se caracteriza por uma evolução que projeta no horizonte do estudo as atuais tendências de crescimento da geração térmica convencional.

¹⁵⁹ O cálculo da energia garantida assume explicitamente o risco de haver déficit (Silva, E.L., 2001)

Hipótese de Baixa Intensidade – BI

1 – Evolução do Mercado: Assume-se uma taxa anual de crescimento de 5,5%, entre 2001/2010, adotada no cenário B (baixo crescimento) do Plano Decenal de Expansão, reduzindo-se para uma taxa anual de crescimento, de 3%, até o final do horizonte do estudo, em 2027. Esta redução de crescimento, a partir de 2011, busca simular, de forma bastante simplificada, uma redução na demanda por energia, em consequência de mudanças na legislação, normas de uso da energia, avanços tecnológicos e uso mais eficiente da energia, independentemente do comportamento de algumas variáveis macroeconômicas como o crescimento do PIB ou da taxa demográfica. Em geral, a taxa média anual de crescimento da carga própria que o setor elétrico adota relaciona mais fortemente o comportamento da demanda de energia aos parâmetros, elasticidade energia-renda e elasticidade energia-preço. Admite-se, implicitamente, que as tecnologias utilizadas no SIN, no final do horizonte do estudo, serão as mais eficientes atualmente disponíveis, em nível internacional, não havendo, portanto, barreiras ao uso dessas tecnologias.

2 – Geração Térmica Convencional: considera-se que em 2027 a participação total das fontes fósseis na oferta da energia requerida pelo mercado será de 20%, supondo uma estagnação da participação da oferta de energia proveniente das usinas térmicas convencionais em níveis semelhantes aos que atualmente estão sendo projetados pelo setor elétrico para o ano de 2010. A partir da projeção da carga própria de energia, a geração térmica a ser requerida é estabelecida da seguinte forma:

- a) Ano 2001: realizado;
- b) Período entre 2002-2005: assume os resultados do Newave/PMO/abril/2002 para a geração térmica convencional, considerando os requerimentos mínimos estabelecidos para cada ano. Ver resultados na tabela 4.5 do capítulo 4;
- c) Período entre 2006 e 2027: considerando que a geração térmica convencional representará, em 2027, por hipótese, 20% da geração total necessária para atender o mercado, a geração dos anos intermediários é definida interpolando a geração determinada para 2027 e a geração mínima simulada pelo Newave para 2005.

3 – Geração das Fontes não Emissoras¹⁶⁰: considera-se que 80% do mercado será atendido pela oferta de energia proveniente dessas fontes. Não se define especificamente

¹⁶⁰ Inclui as importações.

como evoluirá a oferta desagregada por fonte, considerando que, se não são emissoras, não possuem relevância para efeito de determinação das emissões totais dos GEE. A tabela 6.6 mostra os resultados encontrados em função das suposições acima descritas.

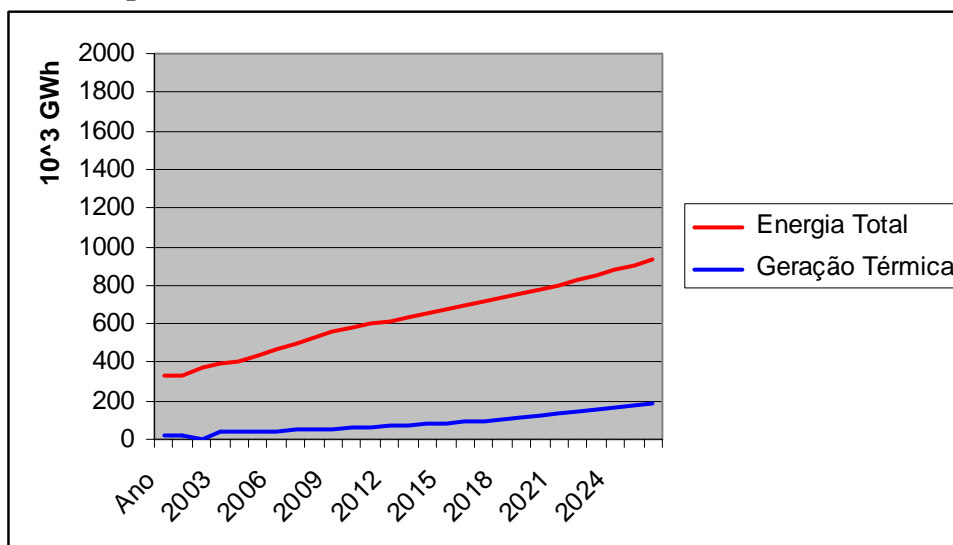
Tabela 6.6 – Hip. BI – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027
Carga Própria de Energia (Mwmed) Energia (MWh) e Geração Térmica Convencional (MWh)

Ano	Plano Decenal Cenário B (Mwmed)	Energia GWh (1)	Geração Térmica GWh (2)	Geração Térmica/Energia (%)
2001	37.611	329.472	19.474	6%
2002	38.229	334.886	22.417	7%
2003	42.671	373.798	31.650	8%
2004	44.505	389.864	39.183	10%
2005	46.606	408.269	39.183	10%
2006	49.637	434.820	42.057	10%
2007	52.865	463.097	45.141	10%
2008	56.470	494.677	48.452	10%
2009	60.296	528.193	52.005	10%
2010	64.197	562.366	55.819	10%
2011	66.123	579.237	59.912	10%
2012	68.107	596.614	64.306	11%
2013	70.150	614.512	69.022	11%
2014	72.254	632.948	74.084	12%
2015	74.422	651.936	79.516	12%
2016	76.655	671.494	85.348	13%
2017	78.954	691.639	91.607	13%
2018	81.323	712.388	98.325	14%
2019	83.763	733.760	105.535	14%
2020	86.275	755.773	113.275	15%
2021	88.864	778.446	121.582	16%
2022	91.530	801.799	130.498	16%
2023	94.275	825.853	140.068	17%
2024	97.104	850.629	150.340	18%
2025	100.017	876.147	161.366	18%
2026	103.017	902.432	173.199	19%
2027	106.108	929.505	185.901	20%

(1) PDE – 2001/2010 Cenário B até 2010

(2) Geração até 2005 conforme resultados do Newave para requisitos mínimos; valores intermediários entre 2006 e 2027 definidos interpolando a meta estabelecida para geração térmica em 2027 de 20% em relação à energia total projetada.

Fonte: elaboração própria.

Figura 6.4 – Hipótese BI – Baixa Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027

Fonte: elaboração própria

Hipótese de Intensidade Intermediária - II

1 – Evolução do Mercado: Assume-se uma taxa de crescimento média anual de 5,5%, entre 2001/2010, conforme proposta pelo PDE, para um cenário de baixo crescimento do mercado, admitindo-se uma pequena redução dessa taxa, passando para 5%, entre 2011 e 2027,. Admite-se que ações pontuais e voltadas para algumas classes de consumo serão desenvolvidas no sentido de reduzir a intensidade energética no uso final da energia, sobretudo nos setores produtivos da economia. De acordo com essa hipótese, o PIB crescerá, ao longo de todo o período da projeção, a uma taxa ligeiramente inferior, àquela considerada para o crescimento médio anual da demanda de energia, de 5%.

2 – Geração Térmica Convencional: assume-se que em 2027 a participação dessas fontes na oferta final da energia será de 30%, supondo, portanto, um cenário de continuidade da atual estratégia de crescimento das fontes fósseis, sobretudo do gás natural e do carvão, na matriz energética do setor elétrico. Admite-se, porém, a possibilidade de que fontes alternativas de energia sejam mais intensivamente utilizadas, contribuindo para reduzir um crescimento ainda maior na participação das fontes fósseis. Há, portanto, um certo balanceamento no uso das diferentes fontes energéticas disponíveis no país. A geração térmica a ser requerida é estabelecida da seguinte forma:

a) Ano 2001: realizado;

- b) Período entre 2002-2005: assume os resultados do Newave/PMO/abril/2002 para a geração térmica convencional, considerando os requerimentos mínimos estabelecidos para cada ano. Ver resultados na tabela 4.5 do capítulo 4;
- c) Período entre 2006 e 2027: estabelece-se, previamente, conforme hipótese de trabalho, que a geração térmica convencional representará, em 2027, 30% da geração total necessária para atender o mercado. A geração dos anos intermediários é definida interpolando linearmente a geração determinada para 2027 e a geração máxima simulada pelo Newave para o ano de 2005.

3 – Geração de Fontes não Emissoras: considera-se que 70% do mercado será atendido por esse tipo de geração. Não se define especificamente como evoluirá a oferta desagregada por fonte, considerando que não possuem relevância para efeito de determinação das emissões totais dos GEE. Ver os resultados na tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Hip. II – Intensidade Intermediária de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027
Carga Própria de Energia (Mwmed) Energia (MWh) e Geração Térmica Convencional (MWh)

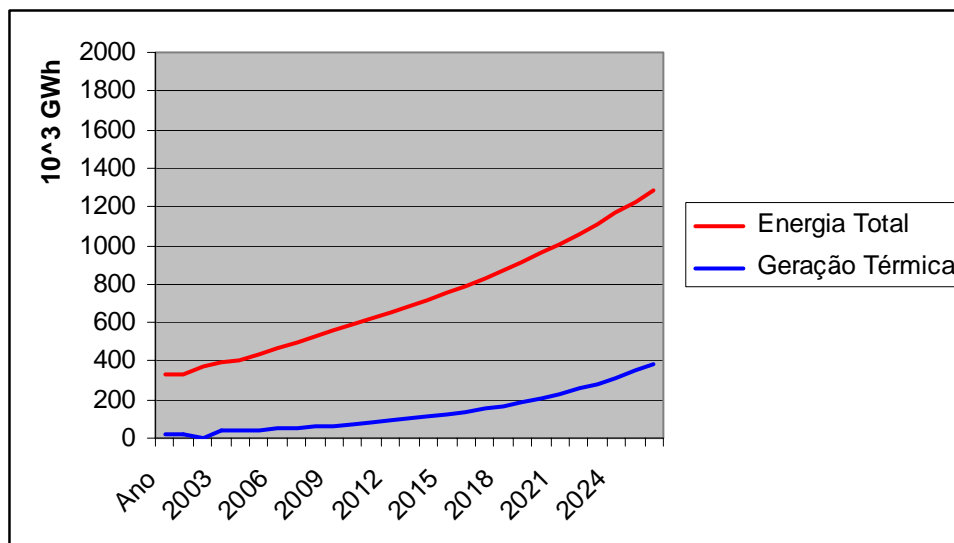
Ano	Plano Decenal Cenário B (Mwmed)	Energia GWh (1)	Geração Térmica GWh (2)	Geração Térmica/Energia (%)
2001	37.611	329.472	19.474	6%
2002	38.229	334.886	22.417	7%
2003	42.671	373.798	31.650	8%
2004	44.505	389.864	39.183	10%
2005	46.606	408.269	39.183	10%
2006	49.637	434.820	43.481	10%
2007	52.865	463.097	48.249	10%
2008	56.470	494.677	53.541	11%
2009	60.296	528.193	59.412	11%
2010	64.197	562.366	65.928	12%
2011	67.407	590.484	73.158	12%
2012	70.777	620.008	81.181	13%
2013	74.316	651.009	90.084	14%
2014	78.032	683.559	99.964	15%
2015	81.933	717.737	110.927	15%
2016	86.030	753.624	123.092	16%
2017	90.332	791.305	136.591	17%
2018	94.848	830.870	151.571	18%
2019	99.591	872.414	168.194	19%
2020	104.570	916.034	186.639	20%
2021	109.799	961.836	207.108	22%
2022	115.289	1.009.928	229.821	23%
2023	121.053	1.060.424	255.025	24%
2024	127.106	1.113.446	282.993	25%
2025	133.461	1.169.118	314.029	27%
2026	140.134	1.227.574	348.468	28%
2027	147.141	1.288.953	386.684	30%

(1) PDE – 2001/2010 Cenário B até 2010

(2) Geração até 2005 conforme resultados do Newave para requisitos mínimos; valores intermediários entre 2006 e 2027 definidos interpolando a meta estabelecida para geração térmica em 2027 de 30% em relação à energia total projetada.

Fonte: elaboração própria.

Figura 6.5 – Hipótese II – Intensidade Intermediária de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027



Fonte: elaboração própria

Hipótese de Alta Intensidade – AI

1 – Evolução do mercado: Assume-se uma taxa de crescimento média anual de 6,3%, entre 2001/2010, conforme proposta pelo PDE, para um cenário de alto crescimento do mercado, admitindo-se a manutenção dessa mesma taxa ao longo de todo horizonte do estudo. Portanto, em termos práticos, nenhum esforço de redução da intensidade energética no uso final da energia é considerado nessa hipótese de evolução do mercado. Ou seja, esta hipótese admite implicitamente que não haverá esforço no sentido da racionalização do uso da energia, e o PIB embora cresça, justificando o crescimento associado da demanda, não é acompanhado de ganhos significativos de eficiência dos equipamentos utilizados para a produção dos bens e serviços.

2 – Geração Térmica Convencional: assume-se que em 2027 a participação da oferta térmica convencional atinge 40%, dobrando, praticamente, em relação à expectativa projetada pelo setor elétrico para 2010, situada em torno de 20%. Supõe-se que nenhum esforço de introdução das fontes alternativas seja efetivamente realizado em escala significativa, intensificando-se a estratégia de elevação da participação do gás natural e do carvão na matriz do setor elétrico nacional, em detrimento das fontes renováveis de energia convencionais e não convencionais. A geração térmica a ser requerida é estabelecida da seguinte forma:

a) Ano 2001: realizado;

- b) Período entre 2002-2005: assume os resultados do Newave/PMO/abril/02 para a geração térmica convencional, considerando os requerimentos máximos estabelecidos para cada ano. Ver resultados na tabela 4.5 do capítulo 4;
- c) Período entre 2006 e 2027: estabelece-se, previamente, conforme hipótese de trabalho, que a geração térmica convencional representará, em 2027, 40% da geração total necessária para atender o mercado. A geração dos anos intermediários é definida interpolando a geração determinada para 2027 e a geração máxima simulada pelo Newave para o ano de 2005.

3 – Geração das Fontes não Emissoras: considera-se que 60% do mercado será atendido por esse tipo de geração. Não se define especificamente como evoluirá a oferta desagregada por fonte, considerando que não possui relevância para efeito de determinação das emissões totais dos GEEs. A tabela 6.8 mostra os resultados encontrados.

Tabela 6.8 – Hip. AI – Alta Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027
Carga Própria de Energia (Mwmed) Energia (MWh) e Geração Térmica Convencional (MWh)

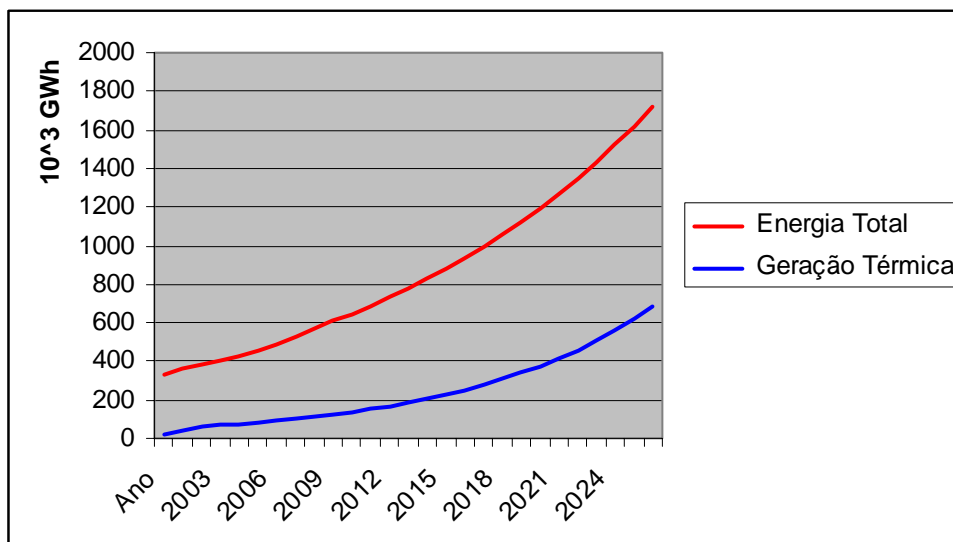
Ano	Plano Decenal Cenário B (Mwmed)	Energia GWh (1)	Geração Térmica GWh (2)	Geração Térmica/Energia (%)
2001	37.611	329.472	19.474	6%
2002	41.059	359.677	45.258	13%
2003	43.920	384.739	62.782	16%
2004	46.073	403.599	72.919	18%
2005	48.775	427.269	76.691	18%
2006	52.233	457.561	84.724	19%
2007	55.973	490.323	93.600	19%
2008	60.072	526.231	103.405	20%
2009	64.655	566.378	114.237	20%
2010	69.540	609.170	126.204	21%
2011	73.921	647.548	139.424	22%
2012	78.578	688.344	154.030	22%
2013	83.528	731.709	170.165	23%
2014	88.791	777.807	187.991	24%
2015	94.385	826.809	207.684	25%
2016	100.331	878.898	229.440	26%
2017	106.652	934.268	253.475	27%
2018	113.371	993.127	280.028	28%
2019	120.513	1.055.694	309.363	29%
2020	128.105	1.122.203	341.770	30%
2021	136.176	1.192.902	377.573	32%
2022	144.755	1.268.055	417.126	33%
2023	153.875	1.347.942	460.822	34%
2024	163.569	1.432.862	509.095	36%
2025	173.874	1.523.133	562.426	37%
2026	184.828	1.619.090	621.343	38%
2027	196.472	1.721.093	686.432	40%

(1) PDE – 2001/2010 Cenário C até 2010

(2) Geração até 2005 conforme resultados do Newave para requisitos mínimos; valores intermediários entre 2006 e 2027 definidos interpolando a meta estabelecida para geração térmica em 2027 de 30% em relação à energia total projetada.

Fonte: elaboração própria.

Figura 6.6 – Hipótese AI – Alta Intensidade de Uso das Fontes Fósseis – 2001-2027



Fonte: elaboração própria

6.6. Estimativa das Emissões do SIN

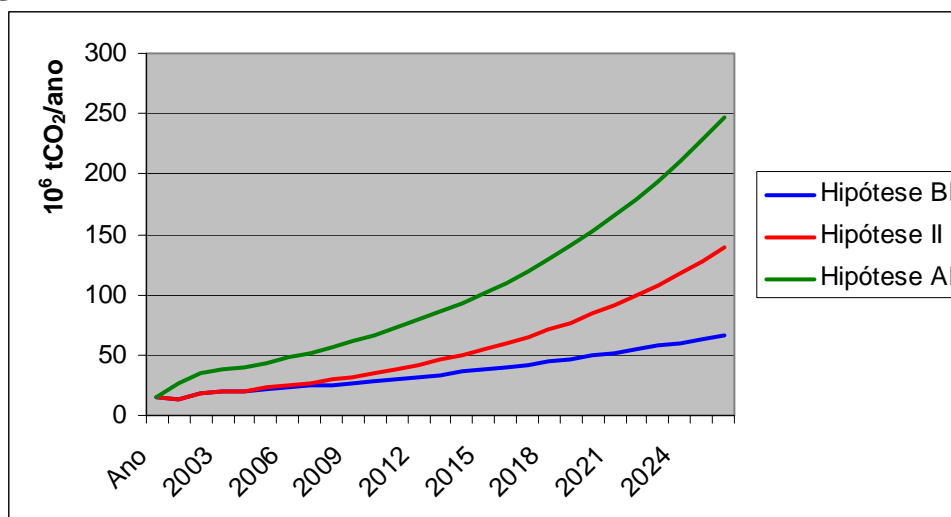
As estimativas das emissões totais para o SIN foram calculadas multiplicando-se as projeções anuais das gerações das térmicas convencionais, para as três diferentes hipóteses de crescimento, descritas no sub-item 6.5, pelos FPEs anuais definidos nas tabelas 6.3, 6.4 e 6.5. Assim, para cada alternativa, que representa os FPEs, expressos em tCO₂/GWh, associa-se as três hipóteses de crescimento da geração térmica convencional, até o final do horizonte do estudo.

As tabelas 6.9, 6.10 e 6.11 mostram, respectivamente, os resultados anuais, considerando as alternativa 1, 2 e 3 dos FPEs para o SIN combinadas com as três hipóteses, BI (baixa intensidade), II (intensidade intermediária) e AI (alta intensidade), de crescimento da geração térmica convencional (tabelas 6.6, 6.7 e 6.8).

Tabela 6.9 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 1

Ano	Hipótese BI	Hipótese II	Hipótese AI
2001	14.508.130	14.508.130	14.508.130
2002	13.382.853	13.382.853	27.019.072
2003	17.563.333	17.563.333	34.839.099
2004	20.541.054	20.541.054	38.225.944
2005	20.541.054	20.541.054	40.203.291
2006	21.714.035	22.449.075	43.743.164
2007	22.970.137	24.551.579	47.628.184
2008	24.293.692	26.845.241	51.847.133
2009	25.687.840	29.346.701	56.427.340
2010	27.155.814	32.073.951	61.398.195
2011	28.700.947	35.046.430	66.791.282
2012	30.326.660	38.285.125	72.640.513
2013	32.036.461	41.812.675	78.982.274
2014	33.833.941	45.653.484	85.855.567
2015	35.722.764	49.833.837	93.302.163
2016	37.706.661	54.382.013	101.366.747
2017	39.789.418	59.328.411	110.097.079
2018	41.974.865	64.705.674	119.544.142
2019	44.266.864	70.548.817	129.762.294
2020	46.669.287	76.895.349	140.809.418
2021	49.186.005	83.785.408	152.747.062
2022	51.820.862	91.261.876	165.640.572
2023	54.577.649	99.370.508	179.559.211
2024	57.460.079	108.160.039	194.576.265
2025	60.471.755	117.682.292	210.769.126
2026	63.616.132	127.992.266	228.219.345
2027	66.896.475	139.148.212	247.012.656
TOTAL	983.414.765	1.525.695.387	2.793.515.265

Fonte: elaboração própria.

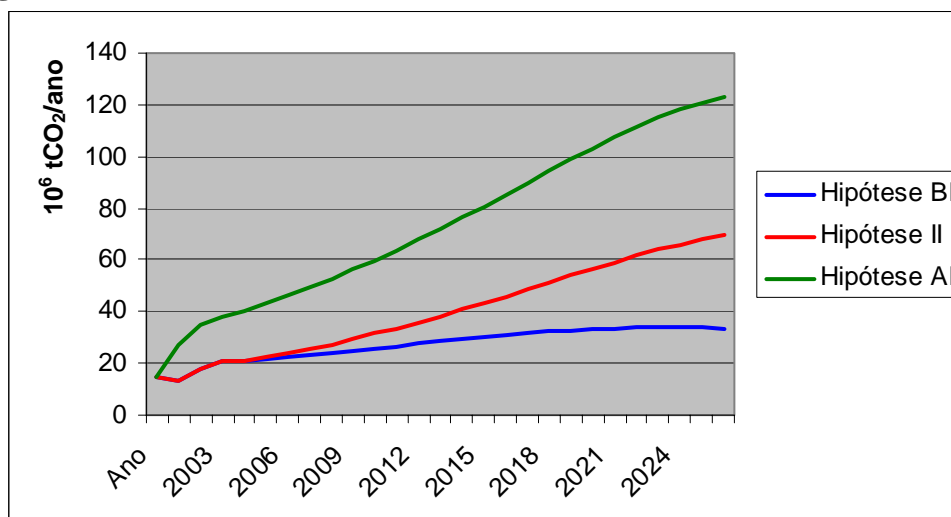
Figura 6.7 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 1

Fonte: elaboração própria.

Tabela 6.10 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 2

Ano	Hipótese BI	Hipótese II	Hipótese AI
2001	14.508.130	14.508.130	14.508.130
2002	13.382.853	13.382.853	27.019.072
2003	17.563.333	17.563.333	34.839.099
2004	20.541.054	20.541.054	38.225.944
2005	20.541.054	20.541.054	40.203.291
2006	21.378.420	22.102.099	43.067.064
2007	22.238.396	23.769.460	46.110.933
2008	23.109.532	25.536.709	49.319.921
2009	23.988.838	27.405.702	52.695.219
2010	24.872.828	29.377.498	56.236.456
2011	25.757.460	31.452.169	59.941.359
2012	26.638.073	33.628.562	63.805.356
2013	27.509.322	35.904.039	67.821.125
2014	28.365.096	38.274.154	71.978.059
2015	29.198.439	40.732.298	76.261.667
2016	30.001.461	43.269.274	80.652.872
2017	30.765.231	45.872.806	85.127.208
2018	31.479.674	48.526.982	89.653.906
2019	32.133.448	51.211.595	94.194.834
2020	32.713.811	53.901.400	98.703.301
2021	33.206.481	56.565.247	103.122.674
2022	33.595.474	59.165.090	107.384.812
2023	33.862.934	61.654.854	111.408.276
2024	33.988.945	63.979.125	115.096.290
2025	33.951.320	66.071.659	118.334.420
2026	33.725.383	67.853.673	120.987.941
2027	33.283.715	69.231.891	122.898.835
TOTAL	732.300.706	1.082022.711	1.989.598.065

Fonte: elaboração própria.

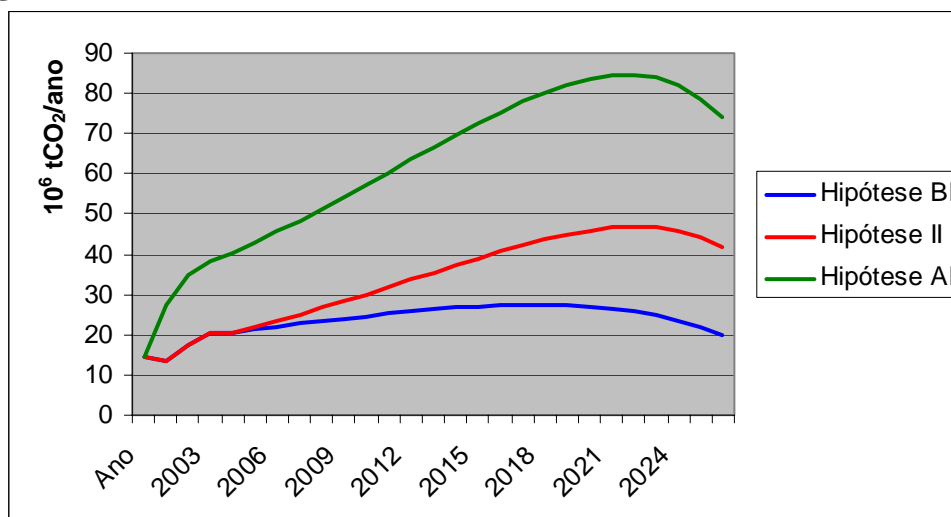
Figura 6.8 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 2

Fonte: elaboração própria.

Tabela 6.11 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 3

Ano	Hip. BI	Hip. II	Hip. AI
2001	14.508.130	14.508.130	14.508.130
2002	13.382.853	13.382.853	27.019.072
2003	17.563.333	17.563.333	34.839.099
2004	20.541.054	20.541.054	38.225.944
2005	20.541.054	20.541.054	40.203.291
2006	21.240.473	21.959.483	42.789.168
2007	21.944.527	23.455.358	45.501.600
2008	22.637.612	25.015.224	48.312.759
2009	23.314.334	26.635.124	51.213.566
2010	23.968.565	28.309.465	54.191.953
2011	24.593.366	30.030.705	57.232.342
2012	25.180.902	31.788.993	60.315.038
2013	25.722.348	33.571.754	63.415.542
2014	26.207.784	35.363.207	66.503.756
2015	26.626.082	37.143.818	69.543.081
2016	26.964.786	38.889.663	72.489.384
2017	27.209.971	40.571.700	75.289.825
2018	27.346.099	42.154.936	77.881.510
2019	27.355.856	43.597.470	80.189.973
2020	27.219.975	44.849.399	82.127.435
2021	26.917.043	45.851.567	83.590.835
2022	26.423.289	46.534.134	84.459.590
2023	25.712.355	46.814.947	84.593.056
2024	24.755.041	46.597.677	83.827.650
2025	23.519.035	45.769.697	81.973.583
2026	21.968.609	44.199.671	78.811.167
2027	20.064.295	41.734.797	74.086.636
TOTAL	633.428.769	907.375.212	1.673.134.983

Fonte: elaboração própria.

Figura 6.9 – Estimativa das emissões totais (tCO₂/ano) – FPE – Alternativa 3

Fonte: elaboração própria.

A tabela 6.12 mostra os resultados acumulados para todo o horizonte do estudo, combinando as hipóteses de crescimento do mercado e da geração térmica convencional com as alternativas 1, 2 e 3 de evolução dos FPEs para o SIN.

Tabela 6.12 – Resultados acumulados das emissões termelétricas (tCO₂/ano) – 2001-2027

	BI*	II**	AI***
Alternativa 1	983.414.765	1.525.695.387	2.793.515.265
Alternativa 2	732.300.706	1.082.022.711	1.989.598.065
Alternativa 3	633.428.769	907.375.212	1.673.134.983

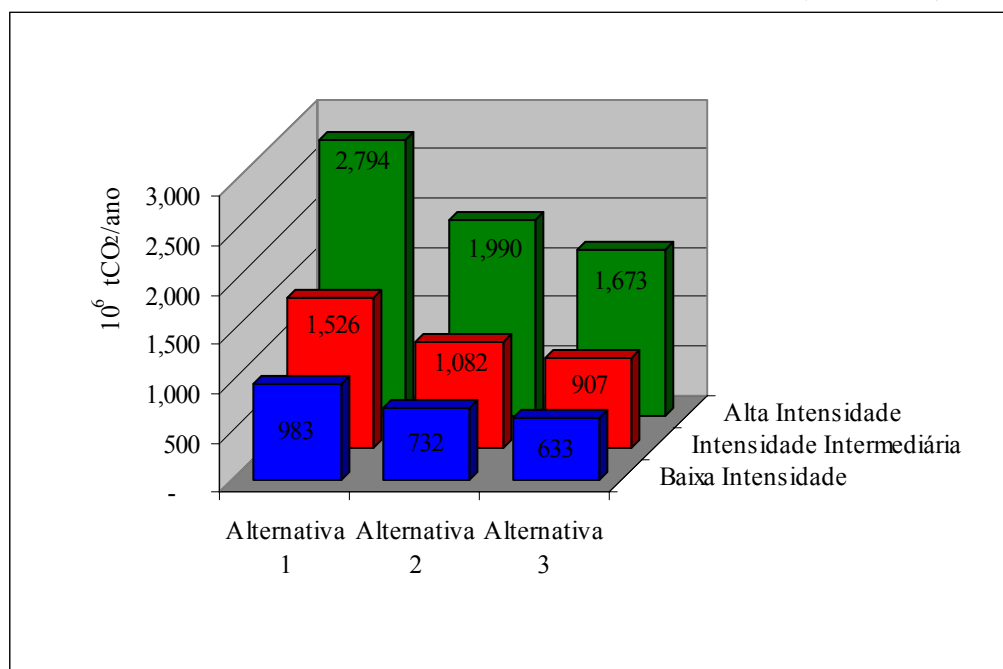
Fonte: elaboração própria

* BI: baixa intensidade do uso de fontes fósseis

** II: intensidade intermediária das fontes fósseis

*** AI: alta intensidade do uso das fontes fósseis

Figura 6.10 – Resultados acumulados das emissões termelétricas (tCO₂/ano) – 2001-2027



Fonte: elaboração própria.

De acordo com os resultados encontrados, as emissões do SIN deverão crescer de forma significativa nos próximos 25 anos. Mesmo considerando a hipótese BI de baixa intensidade do uso de fontes fósseis combinada com a Alternativa 3, que define o menores fatores padrão anuais de emissões, ao longo do horizonte do estudo, (terceira linha da primeira coluna da Tabela 6.12), as emissões crescerão 38% em relação às emissões totais observadas em 2001. No pior cenário, ou seja, considerando a hipótese AI, que combina a maior participação da geração térmica convencional e a maior taxa de crescimento do

mercado, associada a Alternativa 1, que define os maiores fatores padrão anuais de emissões, o crescimento das emissões poderia atingir 1600%, entre 2001 e 2027 (primeira linha da terceira coluna da Tabela 6.12).

Comparando com outras projeções recentemente desenvolvidas¹⁶¹, os resultados encontrados não parecem discrepantes, sobretudo, considerando a hipótese AI, associada aos FPEs definidos conforme critério adotado na alternativa 1, ou a hipótese AI combinada a alternativa 2. Com efeito, embora os estudos referidos tenham sido desenvolvidos com propósitos e horizontes diferentes, nos períodos onde são observadas interseções temporais entre eles, os números encontrados com as referidas combinações revelam diferenças da ordem de 9% para maior na comparação com o estudo realizado pela Economia e Energia – ONG, considerando a hipótese AI, combinada com a alternativa 1 e de 8% a menor considerando a hipótese AI, combinada com a alternativa 2. Os mesmos resultados quando comparados com o estudo desenvolvido por La Rovere e Americano apresentam um desvio a menor de, no mínimo 19 %, considerando a hipótese AI combinada com a alternativa 1.

Na tabela 6.13 as emissões acumuladas de CO₂, considerando os dois estudos acima referidos.

Tabela 6.13 – Resultados comparados – 2001-2020 (Gg/ano)

	BI*	II**	AI***
Alternativa 1	579.440.946	758.349.923	1.415.102.350
Alternativa 2	496.741.592	637.556.310	1.190.476.137
Alternativa 3	464.124.241	589.927.860	1.101.903.788
Eco e Energia			1.278.878.000
La Rovere/Americano			1.732.886.000

Fonte: elaboração própria

* BI: baixa intensidade do uso de fontes fósseis

** II: intensidade intermediária das fontes fósseis

*** AI: alta intensidade do uso das fontes fósseis

Além disso, os resultados mostram que, sob a ótica das emissões de GEEs, os dois fatores que mais contribuem para reduzir as emissões estão relacionados à melhoria nas eficiências das plantas térmicas convencionais e à diversificação das fontes na expansão do sistema, em favor das energia renováveis não convencionais. Esta conclusão pode ser facilmente verificada, observando-se o comportamento das emissões totais quando associadas

¹⁶¹ La Rovere, E. L. e Americano, B. – *Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions from Power Generation in Brazil, October, 2001* (estudo em elaboração).
Economia e Energia – ONG – estudo realizado para o Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT.

às alternativas 2 e 3 para a definição dos FPE, entre 2005 e 2027. Mesmo que o mercado seja alto ou mantenha um ritmo de crescimento de 5%, portanto, próximo ao que foi observado, na última década, de 4,4%, ao ano, as emissões totais podem apresentar uma tendência de queda, se tecnologias mais eficientes de queima dos combustíveis fósseis forem adotadas e/ou a plataforma energética do setor elétrico vier a ser crescentemente diversificada com a introdução de usinas que usam fontes de energia renovável não convencional para expandir o parque gerador nacional.

7. POTENCIAL DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES SIN: UMA AVALIAÇÃO DO PROINFA

Este capítulo tem como objetivo avaliar o potencial de redução das emissões dos gases de efeito estufa, GEEs, no SIN, através da implementação dos projetos habilitados¹⁶² no âmbito do Programa Nacional de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA. No sub-item 7.1. discute-se a opção adotada, na presente dissertação, pela não inclusão das atividades dos projetos implementados através do referido programa na linha de base do SIN. Na seqüência, avalia-se, preliminarmente, as condições a partir das quais a energia gerada através desses projetos poderá ser elegível como MDL. No sub-item 7.2 descreve-se o artigo 3º do PROINFA, que trata especificamente das metas e condições para a inserção das fontes alternativas de energia para o atendimento de parte do mercado de energia elétrica em nível nacional, através do SIN. No sub-item 7.3 apresenta-se o potencial de redução das emissões, considerando a energia gerada pelos projetos que serão implementados pelo PROINFA, com base nas suposições assumidas em relação aos percentuais anuais de habilitação, entre 2003 e 2006, e, de acordo com os termos estabelecidos na Lei nº 10.430, a partir de 2007 até o final do horizonte do estudo. No sub-item 7.3 apresenta-se o potencial de redução das emissões, considerando a energia gerada pelos projetos que serão implementados pelo PROINFA, com base nas suposições assumidas em relação aos percentuais anuais de habilitação, entre 2003 e 2006, e, de acordo com os termos estabelecidos na Lei nº 10.430, a partir de 2007 até o final do horizonte do estudo. Nos sub-itens 7.4 e 7.5 são apresentados, respectivamente, os resultados e as considerações finais.

7.1. Considerações Iniciais

O primeiro problema que se coloca é o seguinte: na medida que os projetos habilitados no âmbito do PROINFA serão implementados em caráter mandatório, nos termos da Lei nº 10.430, eles deveriam ou não serem incluídos, em princípio, na linha de base do setor elétrico? Ou, por outra, se o MDL busca, em última instância, incentivar a implementação de atividades de projetos que representem uma opção de mitigação dos gases de efeito estufa mas que enfrentam barreiras econômicas e/ou tecnológicas e não, simplesmente, subsidiar

¹⁶² O termo “habilitado” tem sido oficiosamente adotado pelo Ministério das Minas e Energia – MME- para definir os projetos aprovados e que serão desenvolvidos nos termos estabelecidos pelo artigo 3º da Lei nº 10.430 que criou o PROINFA.

projetos mitigadores dos gases de efeito estufa, que seriam implementados em razão de outros condicionantes, como se justificaria a elegibilidade das atividades dos projetos habilitados no âmbito do PROINFA?

Na presente dissertação entende-se que os projetos do PROINFA não deveriam compor a linha de base pelas seguintes razões:

- a) apesar de ser previsto em lei, o PROINFA representará um custo incremental para o país, ou seja, outras opções tecnológicas, como por exemplo, a usinas que usam combustíveis fósseis, sob uma ótica estritamente econômica, seriam preferíveis, na medida que se constituem em alternativas de menor custo. Portanto, o programa, enfrentará barreiras econômicas e, nessa medida, poderá não apenas fracassar como onerar a sociedade, indiretamente, através da elevação das tarifas do serviço público de energia elétrica. Aliás, este problema já está ocorrendo e prova disto são os atrasos e/ou a redução das metas anuais do PROINFA, para os três primeiros anos;
- b) O fato de ser previsto em lei, não confere ao PROINFA, ou a qualquer outro programa, garantia de sua implementação. Além disso, como há necessidade de regulamentação da Lei, esse processo enfrentará, na prática, barreiras de natureza institucional e/ou regulatória. Ou ainda, do ponto de vista político, a forma como o programa será implementado dependerá da regulamentação da lei, que sempre refletirá uma determinada correlação de forças e, nessa medida, seus resultados são imponderáveis. No Brasil, os exemplos nesse sentido são inúmeros, o que dispensa maiores argumentações a respeito. Nessas condições, não há garantia em relação à sua implementação, pelo menos se o governo não for capaz de assegurar a compra de energia gerada pelas atividades dos projetos, conforme previsto na lei 10.430/2002;
- c) a promulgação da lei que cria o PROINFA, de abril de 2002, é posterior ao ano 2000, estabelecido no Protocolo de Quito como limite inferior para reconhecer as atividades de projetos mitigadores dos GEE como adicionais ao que ocorreria na ausência deles (“as business usual”)¹⁶³. Ora, sendo assim, os projetos desenvolvidos no âmbito do programa, em princípio, são adicionais, na medida que a criação do programa é posterior ao ano base, no caso 2000, a partir do qual serão contabilizados créditos para projetos que reduzam emissões de GEE;

¹⁶³ Artigo 12, item 10 do Protocolo de Quioto.

- d) O Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, mesmo na condição de ser apenas indicativo¹⁶⁴, ou seja, revelando apenas, conforme Muylaert, M.S., “intenções de realização de planos e não a efetivação dos mesmos”¹⁶⁵, não incluiu o PROINFA no programa de expansão do SIN, reforçando o argumento de que a inclusão dos empreendimentos associados ao PROINFA, ao reduzir a chamada condição “ótima” de expansão do sistema elétrico, representará custos adicionais para a sociedade.

Considerando, portanto, que os projetos que serão implementados pelo PROINFA, não devem fazer parte da linha de base, sendo adicionais ao que ocorreria na ausência deles, o problema passa então a ser o seguinte: todos os projetos habilitados pelo PROINFA podem ser elegíveis como MDL?

De acordo com o que estabelece o artigo 12 do Protocolo de Quioto, apenas os projetos que contribuam para o desenvolvimento sustentável, do ponto de vista do país hospedeiro, poderão ser elegíveis como MDL. Portanto, além de serem adicionais em relação à linha de base ou cenário de referência, eles devem se enquadrar nos critérios de elegibilidade adotados pelo país hospedeiro dos projetos. Esses critérios deverão ser definidos e aplicados pela Autoridade Nacional Designada¹⁶⁶, instância reconhecida pela Conferência das Partes e pelo Conselho Executivo do MDL, para decidir sobre se um projeto candidato contribui ou não para o desenvolvimento sustentável do país.

Como no Brasil esses critérios ainda não foram definidos¹⁶⁷, ao invés de discutir, se um determinado projeto, que está solicitando habilitação para o PROINFA, poderá ser ou não elegível para o MDL, optou-se por considerar que, em última instância, uma certa quantidade de energia gerada pelas atividades desses projetos contribuirá para o desenvolvimento sustentável. Nessas condições, os resultados devem ser vistos, simplesmente, como indicativos, tanto do volume de redução das emissões quanto de novas oportunidades que se

¹⁶⁴ O PDE foi considerado na linha de base porque, apesar de indicativo, é assumido pelo setor elétrico como documento oficial das intenções do setor, tanto em termos da sua expansão física, definindo o elenco dos empreendimentos necessários ao atendimento do mercado previsto, como em relação às tecnologias que deverão ser utilizadas no horizonte de planejamento do PDE.

¹⁶⁵ Muylaert, M.S., et al, 1999/2000 – Consumo de Energia e Aquecimento do Planeta, p.6

¹⁶⁶ Atualmente a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima funciona como essa instância de poder e, muito provavelmente, será responsável pela definição e aplicação dos critérios para enquadramento dos projetos elegíveis como MDL, sob a ótica de desenvolvimento sustentável para o Brasil.

¹⁶⁷ O CentroClima, criado por meio de convênio entre o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e a COPPE, desenvolveu um estudo nesse sentido, propondo uma série de critérios para a elegibilidade dos projetos no Brasil. Este trabalho intitulado “Critérios e Indicadores de Elegibilidade para Avaliação de Projetos Candidatos ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo(MDL)” ainda se encontra em discussão.

colocam para que projetos candidatos ao MDL venham a ser desenvolvidos no setor elétrico brasileiro.

Além disso, assumiu-se, na presente dissertação, que no segundo e posteriores períodos de compromisso as condições estabelecidas para o primeiro período de compromisso permanecerão válidas para os subsequentes.

7.2. PROINFA¹⁶⁸: objetivo e características

Criado pela Lei nº 10.438, abril de 2002, o PROINFA tem como principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica proveniente de usinas que utilizam fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no Sistema Interligado Nacional – SIN, produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos.

De acordo com esta Lei, na primeira etapa do Programa os contratos serão celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A – ELETROBRAS em até 24 meses contados a partir da publicação da Lei, para a implantação de 3.300MW da capacidade. A ELETROBRAS assegura a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

Atingida a meta de 3.300MW, na segunda etapa do programa, o programa deve ser realizado de modo que as fontes alternativas, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica do país, objetivo a ser alcançado em 20 anos, incorporando os resultados da primeira etapa.

A aquisição será feita anualmente, com compras programadas de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam no mínimo 15% de incremento anual da energia a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios entre o previsto e o realizado da cada exercício, no ano subsequente.

Outro aspecto pouco comentado porém muito útil caso uma parcela desses projetos sejam elegíveis como MDL é a obrigatoriedade, já prevista na Lei, “que todos os produtores até o dia 30 de janeiro de cada exercício, os produtores emitirão um Certificado de Energia Renovável (CER), em que conste, no mínimo, a qualificação jurídica do agente produtor, o tipo da fonte de energia

¹⁶⁸ O artigo 3º da Lei no 10.438, de abril de 2002 encontra-se em anexo. Toda a descrição do Programa é baseada nos artigos, parágrafos e alíneas da referida lei. Comentários adicionais são feitos quando necessários aos objetivos da presente dissertação.

primária utilizada e a quantidade de energia elétrica efetivamente comercializada no exercício anterior, a ser apresentado à ANEEL para fiscalização e controle das metas anuais”¹⁶⁹.

Se o caminho até a promulgação da Lei nº 10.438 foi longo e repleto de acirradas discussões, refletindo os diferentes interesses econômicos e sociais em jogo, certamente não será menos extenso e intenso o processo da sua regulamentação. Nesse sentido, observa-se que a Lei 10.438, além de abordar diversos temas, a exemplo da expansão da oferta de energia elétrica, recomposição tarifária, criação de programa de incentivo às fontes alternativas de energia, universalização do atendimento e criação de um fundo especial para o desenvolvimento energético, é muito genérica na abordagem de alguns desses temas, abrindo espaço para que parte significativa das disputas sejam travadas no processo de regulamentação.

Especificamente em relação ao PROINFA, sua efetividade está vinculada às políticas que o setor elétrico adotará nos próximos anos, sobretudo em função dos impactos tarifários envolvidos na compra pelo governo da energia gerada a partir dessas fontes. Ressalta-se que este cenário mais promissor para as fontes renováveis que ganhou força com a promulgação dessa Lei, tem sido também muito questionado em função de algumas medidas recentemente adotadas pelo governo e que já estão repercutindo no ritmo de implementação do programa nos dois primeiros anos.

Muito provavelmente, o ritmo de implementação do PROINFA será menor do que o que se esperava antes da publicação da Medida Provisória no 64, destinando parte dos recursos que deveriam ser empregados para subsidiar a compra da energia gerada a partir desses projetos, para que as distribuidoras de energia reponham as “perdas” que alegam ter tido com o aumento do número de consumidores de baixa renda. Para evitar novos aumentos tarifários o governo encontrou como alternativa a utilização de parte dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

As fontes participantes do programa – eólica, biomassa e PCH’s – que, originalmente, deveriam ser contratadas igualmente, em termos da capacidade instalada, não mais serão, cabendo ao setor definir diferentes participações em função de critérios que ainda não são públicos. Em qualquer hipótese, no entanto, “a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo”¹⁷⁰.

¹⁶⁹ Lei no 10.438, de abril de 2002, art. 3º, alínea e.

¹⁷⁰ idem, alínea b

O valor pago pela energia na forma acima descrita e os custos administrativos incorridos pela ELETROBRAS serão rateados entre todos os consumidores finais atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), proporcionalmente ao consumo individual verificado (art. 3º, alínea c). A contratação será realizada através Chamada Pública, com prioridade em cada fonte para as que já tiverem licença ambiental de instalação. Ainda de acordo com o estabelecido na alínea f, do artigo 3º, “será admitida a participação de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo¹⁷¹, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja, no mínimo, de 50% em valor”.¹⁷²

Um importante instrumento para a viabilização do PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE), tem como principal objetivo reunir os recursos necessários para financiar, com crédito complementar, o produtor de energia alternativa. Esse crédito complementar é calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, calculada pelo Poder Concedente, sendo esta não inferior a 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final, e o valor recebido pela Eletrobrás.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), prevista para ter duração de vinte e cinco anos, será formada com recursos provenientes dos pagamentos efetuados pelos agentes a título de uso do bem público, multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final¹⁷³. Todas as fontes de energia, inclusive fontes não renováveis de energia, a exemplo do gás natural e carvão mineral nacional, terão direito à utilização de recursos da CDE, porém o valor anual não poderá ultrapassar a 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE.

Apesar dos percalços que está enfrentando, a expectativa é de que grande parte dos seus conteúdos produzam efeitos práticos, embora condicionados à sua regulamentação, que apenas está sendo iniciada e que passará por um longo e disputado processo entre os agentes produtores, governo e consumidores.

Até agosto de 2002, 203 projetos solicitaram autorização a ANEEL, perfazendo mais de 6500 MW de potência, tabela 7.1 Desse total, as solicitações de projetos que utilizam energia eólica representaram 65%, as PCHs 30% e as usinas à biomassa apenas 5%, tabela 7.2.

¹⁷¹ Produtor Independente Autônomo é aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com controlador comum. Art 3º, item II, alínea i, § 1º da Lei nº 10.438 de abril, 2002.

¹⁷² idem, alínea f

Tabela 7.1 – Solicitação de Autorização – Potência Instalada por Fonte (MW)

Fonte	2002	2003	2004	2005	Total
PCH	208	1.113	507	148	1.976
Eólica	812	1.842	1.057	490	4.201
Biomassa	153	149	17	5	324
Total	1.173	3.104	1.581	643	6.501

Fonte: elaboração própria a partir das informações da ANEEL, agosto/2002

Tabela 7.2 – Participação da Capacidade Instalada por Fonte (%)

Fonte	2002	2003	2004	2005	Total
PCH	18	36	32	23	30
Eólica	69	59	67	76	65
Biomassa	13	5	1	1	5

Fonte: elaboração própria a partir das informações da ANEEL, agosto/2002

7.3. Potencial da Geração com Fontes Alternativas de Energia

No presente trabalho, as estimativas da potência a ser instalada com os projetos que serão habilitados na 1ª etapa, entre 2003-2006, foram estabelecidas considerando que no primeiro ano (2003) da 1ª fase, apenas 10% do total da capacidade a ser instalada seriam habilitados. Em 2004, supõe-se que 23% conseguirão habilitação e em 2005 e 2006 os dois terços restantes serão habilitados. Na tabela 7.3 a distribuição absoluta desses valores.

Tabela 7.3 – Capacidade Instalada e Energia – PROINFA

	MW	GWh
2003	330	1480
2004	770	2829
2005	1100	5302
2006	1100	5305

Fonte: elaboração própria a partir das informações da ANEEL, agosto/2002

A partir de 2007 a energia gerada, através dos projetos implementados pelo PROINFA foi determinada nos termos do artigo 3º, alíneas *a* e *c* da Lei nº 10.438, de abril de 2002. De acordo com o referido artigo, a cada ano, 15% do acréscimo anual do mercado de energia deverá ser atendido com a energia gerada através das fontes alternativas de energia, até atingir o limite de 10% do total do mercado, meta prevista para ocorrer em 20 anos, contados a partir de 2003. Para calcular a energia que será gerada, ao longo do horizonte do estudo, pelos projetos habilitados no âmbito do PROINFA, considerou-se os fatores de utilização¹⁷⁴ para as diferentes fontes, adotados pelo Ministério das Minas e Energia (MME).

¹⁷³ Lei nº 10.438, abril, de 2002, art. 13, item III, § 1º

¹⁷⁴ Fatores de utilização: usinas a biomassa, 70%; usinas eólicas, 30%; PCHs, 65%.

Além disso, como a energia que será ofertada através dos projetos implementados pelo PROINFA será definida como um percentual em relação ao incremento anual da energia requerida pelo mercado, então, a geração da energia do PROINFA, a partir de 2007, foi determinada em função das hipóteses de crescimento assumidas neste trabalho, denominadas Hipótese BI (significando baixa intensidade do uso das fontes fósseis combinada com baixo crescimento do mercado), Hipótese II (estabelecendo intensidade intermediária no uso de fontes fósseis combinada com um ritmo de crescimento do mercado próximo ao observado nos últimos anos) e Hipótese AI (representando alto crescimento do mercado, ao longo de todo o período de projeção do mercado, combinado com a possibilidade de uso intensivo das fontes fósseis). Os resultados dessas hipóteses de trabalho encontram-se nas tabelas 6.6, 6.7 e 6.8, do capítulo 6.

Na tabela 7.4 apresenta-se a energia a ser gerada, segundo os critérios acima propostos para a 1ª etapa do PROINFA, entre 2003-2006 e para a 2ª etapa, a partir de 2007, nos termos da Lei nº 10.438.

Tabela 7.4 – PROINFA – Projeções de Energia (GWh) 2003-2027

	Hip. BI	Hip. II	Hip. AI
2003	1480	1480	1480
2004	2829	2829	2829
2005	5302	5302	5302
2006	5305	5305	5305
2007	4242	4242	4914
2008	4737	4737	5386
2009	5027	5027	6022
2010	5126	5126	6419
2011	2531	4218	5757
2012	2607	4429	6119
2013	2685	4650	6505
2014	2765	4883	6915
2015	2848	5127	7350
2016	2934	5383	7813
2017	3022	5652	8306
2018	3112	5935	8829
2019	3206	6232	9385
2020	3302	6543	9976
2021	3401	6870	10.605
2022	3503	7214	11.273
2023	3608	7574	11.983
2024	3716	7953	12.738
2025	3828	8351	13.541
2026	3943	8768	14.394
2027	4061	9207	15.300
Total	89.119	143.036	204.446

Fonte: elaboração própria

7.4. Determinação do Potencial de Redução das Emissões

Sem levar em conta os critérios de elegibilidade do MDL, isto é, sem avaliar a contribuição efetiva das atividades dos projetos para o desenvolvimento sustentável¹⁷⁵, o “potencial bruto” de reduções de emissões decorrentes das atividades de tais projetos foi calculado multiplicando-se os Fatores Padrão de Emissões (FPEs), conforme apresentados na tabela 6.3 pela estimativa de geração de energia associada às atividades dos projetos, de acordo com os quantitativos definidos na tabela 7.4. É importante destacar, que para calcular o valor do potencial de redução por projeto, considerando a certificação para 21 anos, a linha de base relativa, expressa em tCO₂/GWh, mantém-se fixa durante 7 anos, contados a partir do ano de entrada em operação do empreendimento. Assim, para cada ano, o potencial de redução das emissões é dado por:

$$\Delta = \sum Enpri * FPEij \quad (7.1)$$

onde,

Δ = *redução das emissões ou emissões evitadas;*

$Enpri$ = *energia anual resultante das atividades dos projetos no âmbito do PROINFA;*

i = *valores da linha de base (FPEs) correspondentes ao 1º, 8º e 15º anos em relação ao início de operação do projeto.*

J = *SIN*

Exemplo: projeto habilitado pelo PROINFA que entre em operação em 2003, considerando a hipótese BI e a alternativa 1 para definir a linha de base.

$Enpri = 1480 \text{ GWh}$

$FPEs \text{ tCO}_2/\text{GWh}) \Rightarrow 1^\circ \text{ ano} = 555; 8^\circ \text{ ano} = 487; 15^\circ \text{ ano} = 434$

$\Delta = 15.293.582 \text{ tCO}_2/\text{ano}$

Para determinar as emissões totais ou a nova linha de base estabelecida após a entrada da energia associada aos projetos habilitados no âmbito do PROINFA, subtrai-se das emissões anuais totais anuais projetadas antes da entrada do projeto mitigador dos GEEs, ver tabelas 6.9, 6.10 e 6.11, as emissões evitadas anuais, calculadas de acordo com a equação 7.1.

Para os projetos que entrarem até 2007 o período de crédito será de 21 anos, decrescendo sucessivamente até um período de crédito de 1 ano, para os projetos que entrarem

¹⁷⁵ Os critérios ainda não foram definidos pela Comissão Interministerial, no futuro pela Autoridade Nacional Designada.

em 2027. A rigor, apenas para os projetos que entrarem até 2007, último ano antes do 1º período de compromisso, há decisão sobre o período de crédito, ou seja, 7 mais duas prorrogações com possibilidade de revisão da linha de base ou 10 anos consecutivos, sem revisão.

As estimativas para as entradas dos projetos posteriores a 2007 foram elaboradas, considerando que as mesmas condições previstas para o 1º período de compromisso serão estendidas para os próximos períodos de compromisso. Devem ser vistas, portanto, apenas como indicativas de um espaço para o desenvolvimento de atividades de projetos elegíveis como MDL, em nível do setor elétrico e, em particular, no Sistema Interligado Nacional (SIN).

7.5. Apresentação e Análise dos Resultados

Os resultados mostram que a implementação do PROINFA poderá contribuir, significativamente, para reduzir as emissões totais, tCO₂/ano, do SIN, com base nas projeções elaboradas pela presente dissertação, ao longo do horizonte do estudo, qualquer que seja a hipótese considerada para o crescimento da geração térmica convencional e das suas emissões associadas. Na tabela 7.5 apresenta-se os impactos desses projetos, tomando-se com referência as emissões totais estimadas, tCO₂/ano, para 2003, antes da entrada dos projetos do PROINFA e as hipóteses de evolução da geração térmica convencional, conforme definidas nas hipóteses BI, II e AI, ver tabelas 6.6, 6.7 e 6.8.

As colunas emissões totais e emissões evitadas correspondem ao total acumulado, considerando todo o horizonte de estudo. Na terceira e quarta colunas apresenta-se as médias anuais das emissões totais e evitadas. Para os projetos que entrarão em 2003, as emissões acumuladas são contabilizadas até 2023 e assim sucessivamente até os projetos que entrarão a partir de 2007, para os quais as emissões evitadas serão contabilizadas até 2027. A partir de 2008, o período de acumulação vai se reduzindo até atingir o período mínimo de 1 ano de acumulação, que corresponde aos projetos que entrarão em 2027.

Tabela 7.5 – Emissões acumuladas totais evitadas (10⁶ tCO₂/ano)

	EM. Totais	EM. Evitadas	EM_{ev}/ET(%)	ET/ano*	EM_{ev}/ano*
Hipótese BI	955	505	38	46	20
Hipótese II	1498	699	47	60	28
Hipótese AI	2812	893	32	112	36

Nota: EM_{ev} = Emissões Evitadas; ET – Emissões Totais

Fonte: elaboração própria

Por outro lado, na medida que os projetos não emissores forem implementados eles passarão a incorporar a linha de base, reduzindo as emissões totais, supondo que o mercado se comportará conforme as projeções estabelecidas em função das hipóteses BI, II e AI. Nas tabelas 7.6, 7.7 e 7.8 apresenta-se os valores acumulados de redução das emissões comparados com as novas linhas de base absolutas, tCO₂/ano, estabelecidas após a implementação dos projetos do PROINFA.

**Tabela 7.6 – Emissões Totais (2003-2027) e Emissões Evitadas
Hipótese BI (tCO₂ 10⁶)**

Período de Atividade do Projeto	Emissões Evitadas (EV)	Emissões Totais (ET) 2003-2027	EV/ET(%)	ET/ano²	EV/ano³
		956 ¹			
2003-2023	15	940	1,6%	38	0,73
2004-2024	28	912	3,0%	38	1,35
2005-2025	53	859	5,8%	36	2,50
2006-2026	52	808	6,0%	34	2,46
2007-2027	41	767	5,1%	32	1,94
2008-2027	43	724	5,7%	30	2,04
2009-2027	43	681	6,0%	28	2,03
2010-2027	41	641	6,1%	27	1,95
2011-2027	19	622	3,0%	25	0,90
2012-2027	18	604	3,0%	24	0,87
2013-2027	17	586	3,0%	24	0,83
2014-2027	17	569	2,9%	23	0,79
2015-2027	16	554	2,8%	22	0,75
2016-2027	15	539	2,7%	22	0,70
2017-2027	14	525	2,6%	21	0,66
2018-2027	13	512	2,5%	20	0,61
2019-2027	12	501	2,4%	20	0,56
2020-2027	11	490	2,2%	19	0,51
2021-2027	10	480	2,0%	19	0,46
2022-2027	8	472	1,8%	19	0,40
2023-2027	7	465	1,5%	18	0,33
2024-2027	6	459	1,3%	18	0,27
2025-2027	4	455	1,0%	18	0,21
2026-2027	3	452	0,7%	18	0,14
2027-2027	1	451	0,3%	17	0,07

1- Emissões totais antes da entrada dos projetos mitigadores

2- ET/ano- considera total de anos entre 2003 e 2027= 25 anos

3- EV/ano- considera o número de anos dos períodos de atividade dos projetos

Fonte: elaboração própria

**Tabela 7.7 – Emissões Totais (2003-2027) e Emissões Evitadas
Hipótese II (tCO₂ 10⁶)**

Período de Atividade do Projeto	Emissões Evitadas (EV)	Emissões Totais (ET) 2003-2027	EV/ET(%)	ET/ano²	EV/ano³
		1498 ¹			
2003-2023	15	1483	1,0%	60	0,73
2004-2024	28	1454	1,9%	59	1,35
2005-2025	53	1402	3,6%	58	2,50
2006-2026	52	1350	3,7%	56	2,46
2007-2027	41	1309	3,0%	54	1,94
2008-2027	43	1266	3,3%	52	2,04
2009-2027	43	1224	3,4%	51	2,03
2010-2027	41	1183	3,3%	49	1,95
2011-2027	31	1151	2,7%	47	1,50
2012-2027	31	1121	2,7%	46	1,47
2013-2027	30	1090	2,7%	45	1,44
2014-2027	29	1061	0,3%	436	1,40
2015-2027	28	1033	2,7%	42	1,35
2016-2027	27	1006	2,6%	41	1,29
2017-2027	26	980	2,6%	40	1,23
2018-2027	24	955	2,5%	39	1,16
2019-2027	23	932	2,4%	38	1,09
2020-2027	21	911	2,3%	37	1,01
2021-2027	19	892	2,1%	36	0,93
2022-2027	17	875	1,9%	36	0,82
2023-2027	15	860	1,7%	35	0,70
2024-2027	12	848	1,4%	34	0,58
2025-2027	9	838	1,1%	34	0,45
2026-2027	6	832	0,8%	34	0,31
2027-2027	3	829	0,4%	33	0,16

1- Emissões totais antes da entrada dos projetos mitigadores

2- ET/ano- considera total de anos entre 2003 e 2027= 25 anos

3- EV/ano- considera o número de anos dos períodos de atividade dos projetos

Fonte: elaboração própria

**Tabela 7.8 – Emissões Totais (2003-2027) e Emissões Evitadas
Hipótese AI (tCO₂ 10⁶)**

Período de Atividade do Projeto	Emissões Evitadas (EV)	Emissões Totais (ET) 2003-2027	EV/ET(%)	ET/ano ²	EV/ano ³
		2812 ¹			
2003-2023	16	2796	0,6%	112	0,76
2004-2024	30	2766	1,1%	112	1,41
2005-2025	55	2711	2,0%	111	2,60
2006-2026	54	2658	2,0%	108	2,56
2007-2027	49	2609	1,8%	106	2,33
2008-2027	50	2558	1,9%	104	2,40
2009-2027	53	2505	2,1%	102	2,52
2010-2027	53	2453	2,1%	100	2,52
2011-2027	44	2408	1,8%	98	2,11
2012-2027	44	2364	1,8%	96	2,09
2013-2027	43	2321	1,8%	95	2,07
2014-2027	43	2278	1,8%	93	2,04
2015-2027	42	2236	1,8%	91	1,98
2016-2027	40	2196	1,8%	89	1,92
2017-2027	39	2157	1,8%	88	1,85
2018-2027	37	2120	1,7%	86	1,76
2019-2027	35	2085	1,7%	85	1,67
2020-2027	33	2052	1,6%	83	1,57
2021-2027	31	2021	1,5%	82	1,48
2022-2027	27	1994	1,3%	81	1,30
2023-2027	24	1970	1,2%	80	1,12
2024-2027	20	1951	1,0%	79	0,93
2025-2027	15	1935	0,8%	78	0,73
2026-2027	11	1925	0,5%	77	0,50
2027-2027	5	1919	0,3%	77	0,26

1- Emissões totais antes da entrada dos projetos mitigadores

2- ET/ano- considera total de anos entre 2003 e 2027= 25 anos

3- EV/ano- considera o número de anos dos períodos de atividade dos projetos

Fonte: elaboração própria

Como as emissões evitadas decorrentes dos projetos implementados pelo PROINFA se converterão em emissões reduzidas certificadas vai depender do comportamento e da evolução do mercado internacional de carbono, de como o Brasil poderá se inserir competitivamente neste mercado, considerando a concorrência com outros países como a China e a Índia, cujas linhas de base apresentam um custo-efetividade mais favorável para hospedar projetos mitigadores dos GEEs, e dos critérios de elegibilidade que serão adotados pelo Brasil.

No entanto, todos esses aspectos ainda dependem de definições, sendo, portanto, prematuro qualquer prognóstico quantitativo a esse respeito. O mais importante é reconhecer a existência de um espaço para o desenvolvimento desse tipo de projeto e trabalhar para definir políticas e programas no Brasil capazes de contribuir para a redução dos GEEs no setor elétrico brasileiro. Não se pode descartar a possibilidade de que, no médio prazo, após o 1º período de compromisso, o Brasil passe a ter obrigações com metas de redução quantificada de emissões. Os estudos já desenvolvidos sobre as emissões de GEEs das hidrelétricas recomendam que o país se prepare efetivamente para enfrentar a possibilidade de reduzir emissões, após 2012.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

8.1. Comentários dos resultados

Este estudo assumiu que o tema da mudança do clima – apesar das grandes incertezas a ele associadas, em particular, no que se refere à real magnitude das conseqüências que essas mudanças poderão acarretar para a vida no Planeta no futuro e dos custos associados às opções de mitigação dos gases de efeito estufa – possui atualmente uma razoável base científica, o que pode ser constatado nos três relatórios publicados sob a responsabilidade do Painel Intergovernamental sobre a Mudança do Clima, IPCC. Esses relatórios traduzem a compreensão predominante sobre o que é o aquecimento global e como ele se constitui uma ameaça para os ecossistemas naturais e humanos.

Os países em desenvolvimento e as nações mais pobres do Planeta, apesar da menor responsabilidade histórica que têm em relação aos atuais níveis das concentrações atmosféricas dos GEE decorrentes das atividades humanas, interessam-se pela implementação de políticas e programas efetivos de combate aos efeitos adversos da mudança do clima, pois, em função das diferenças, sobretudo econômicas e culturais, esses países serão os mais prejudicados pelos efeitos adversos provocados pelas mudanças climáticas, na medida que dispõem de menor capacidade para combatê-los.

Ressaltou-se que a análise dos dados relativos à produção e consumo de energia no mundo revelou uma tendência de elevação do uso dos combustíveis fósseis, para as duas próximas décadas, que decorreriam de um crescimento na produção e no uso do petróleo e de seus derivados, em particular do gás natural. Não são esperadas, portanto, alterações importantes na composição da matriz energética mundial em favor da utilização mais intensiva de alternativas energéticas não emissoras de gases de efeito estufa. Com base nas projeções realizadas por agências internacionais, afirmou-se, no presente estudo, que o consumo da energia fóssil no mundo continuará crescendo e que, portanto, as emissões deverão ser, provavelmente, maiores do que aquelas acordadas no Protocolo de Quioto, apesar das políticas e medidas previstas para serem adotadas pelos países da OCDE.

Verificou-se que a matriz energética brasileira apresenta essa mesma tendência de crescimento da participação dos combustíveis fósseis, em particular do gás natural. De acordo com o Balanço Energético Nacional, a participação das fontes não renováveis aumentou de 37,5%, em 1985, para mais de 42%, em 2000. Enquanto isso, as fontes renováveis que

participavam com quase 63%, em 1985, reduziram essa participação para 58%. A maior parte dessa queda deveu-se à redução do consumo da lenha que, no mesmo período, caiu de quase 20% para pouco mais de 8%. Em termos de intensidade energética, medida pela relação entre a oferta interna de energia (OIE) e o PIB, no final dos anos 90, inverteu-se uma tendência de crescimento que vinha ocorrendo desde o início dos anos 80.

Foi constatado, a partir deste estudo, que apesar da pequena responsabilidade atual do setor elétrico em relação às emissões totais de GEEs dentro do setor energético nacional, há uma clara tendência de que esse setor aumente o nível dessas emissões. De acordo com o planejamento decenal da expansão do setor elétrico nacional, PDE-2001/2010, prevê-se um significativo crescimento da termoeletricidade convencional na matriz do setor elétrico nacional. Esse crescimento se realizará, sobretudo, com base na elevação do consumo do gás natural, através da implementação do PPT, e de algumas iniciativas que poderão acarretar um uso maior do carvão mineral para a produção de eletricidade na região Sul do país.

Com base nas análises realizadas no presente estudo, apesar da elevação da participação das fontes fósseis no total da geração do parque hidrotérmico nacional, ainda não está claro em que velocidade isso será feito nem que níveis de consumo desses combustíveis serão efetivamente atingidos, em médio e longo prazos.

Desde 1994/95, quando o processo de privatizações começou a ser estruturado e deflagrado persistem inúmeras dúvidas, sobretudo pela falta de diretrizes claras por parte do Poder Concedente quanto aos rumos que o setor irá tomar. Em função da crise da falta de energia, seguida do racionamento e aumento das tarifas, mudanças importantes na legislação continuam sendo realizadas, sem que algumas etapas sejam concluídas e outras consolidadas. Além disso, se for confirmada a tendência de expansão do gás natural na matriz do setor elétrico, é provável que a participação relativa dos recursos hídricos na produção de energia elétrica sofra uma razoável redução. Segundo as últimas projeções realizadas pelo Comitê de Revitalização do setor, em 2010 a energia de origem hidráulica responderá por 70% da oferta de energia elétrica do SIN, contra os 93% registrados em 2000¹⁷⁶. Essas projeções, no entanto, poderão sofrer importantes revisões, em virtude do volume de água armazenada e da perspectiva otimista de um período de grande hidraulicidade, pelo menos até 2004/05. Nesse sentido, destacou-se que, aparentemente, o ritmo de implementação do PPT tenderá a ser menor, não apenas por causa da melhoria das vazões afluentes nas bacias hidrográficas do Sudeste e Nordeste como também em razão de atrasos nos cronogramas de obras e incertezas

¹⁷⁶ Comitê de Revitalização do Setor Elétrico - Relatório de Progresso no 2.

quanto à viabilidade empresarial de manutenção dos atuais contratos do tipo “*take or pay*” e pelas dificuldades que muitas usinas termoeletricas estão enfrentando para obter as licenças ambientais.

Considerou-se também que o comportamento de variáveis como a evolução do mercado e dos preços dos recursos energéticos, os avanços tecnológicos, as regulamentações, a hidraulicidade, a disponibilidade de outras fontes de energia e de outras tecnologias de fornecimento compatíveis com as necessidades do mercado, entre outras condicionantes de natureza política mais gerais, poderão alterar, significativamente, a tendência de crescimento da termoeletricidade no setor elétrico brasileiro. Nessas condições, há vários prognósticos possíveis sendo difícil prever qual deles se tornará realidade.

Ficou claro que o país possui espaço para uma maior racionalização do consumo global de energia elétrica, através da adoção de programas permanentes para o uso eficiente da energia e para combate ao desperdício. Entretanto, as fontes de energia renováveis não convencionais, apesar de muito abundantes são relativamente pouco utilizadas no Brasil. Em 2001 representaram pouco mais de 2% do total da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional. Apesar de algumas iniciativas em curso, muitas das quais poderão resultar na efetivação de projetos importantes, a exemplo do WBP/Sigame, de alguns projetos com biomassas, projetos eólicos e PCH, verificou-se que o esforço até então desenvolvido no sentido da inclusão dessas fontes na matriz do setor elétrico ficou muito aquém das reais possibilidades que o país possui para explorar o potencial disponível de recursos energéticos renováveis não convencionais.

No entanto, em termos de um programa estruturado, voltado diretamente para produzir ações continuadas no curto, médio e longo prazos, destacou-se o PROINFA que, se for implementado nas condições e prazos estabelecidos nos termos do artigo 3º da Lei no 10.438, representará uma forte contribuição no sentido de reduzir as emissões dos GEE no SIN. De acordo com o levantamento realizado junto a ANEEL, constatou-se que grande parte das autorizações concedidas por essa Agência, até agosto de 2002, foi para construção de usinas que utilizariam fontes alternativas de energia e cuja capacidade é superior a 6.500MW, entre PCHs, usinas eólicas e usinas à biomassa. Para se ter uma idéia do que isso representa basta lembrar que a capacidade instalada prevista no Programa Emergencial- PIE é de 2.155MW.

Destacou-se que embora a criação do PROINFA venha contribuindo para uma expectativa favorável no sentido de uma elevação do uso de fontes alternativas de energia, a sua contribuição efetiva encontra-se parcialmente comprometida com a publicação da Medida

Provisória no 64, de 2002, que prevê o redirecionamento dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para compensar as distribuidoras pelas perdas que elas alegam ter sofrido com o racionamento. De qualquer modo, continua sendo o principal programa no que se refere à inclusão, de forma organizada, de fontes alternativas de energia na matriz energética do setor elétrico nacional.

Constratou-se que entre 1970 e 1997, segundo informações ainda não divulgadas pelo MME, baseadas nos dados do Balanço Energético Nacional, BEN, 1998, as emissões de CO₂ do setor elétrico mais do que triplicaram, passando de 3,2 milhões de toneladas, em 1970, para mais de 11 milhões, em 1997. Destacou-se que esses resultados eram conflitantes com as informações oficiais divulgadas no último PDE, 2000, segundo as quais as emissões de CO₂, em 1997, não teriam ultrapassado a 6 milhões de toneladas. Ainda de acordo com o PDE, entre 1997 e 2000, as emissões de CO₂ no setor elétrico teriam se mantido praticamente inalteradas, o que, mais uma vez, não reflete as elevações observadas na geração de eletricidade pelas térmicas convencionais interligadas ao SIN, entre 1998 e 2000. Não foi possível identificar as razões de tais discrepâncias, visto que os números divulgados no PDE, 2000, não estão acompanhados de uma memória descritiva dos cálculos realizados, constando apenas a informação de que esses cálculos foram feitos a partir da metodologia “*top down*” do IPCC (PDE, 2000).

Não obstante a oposição do atual governo americano contrário à sua ratificação, o Protocolo de Quioto é, atualmente, o principal instrumento político de que as nações dispõem para controlar o processo de emissões dos GEEs decorrentes das atividades humanas. No entanto, apesar dos inegáveis avanços registrados desde a sua criação, em 1997, na COP3, verificou-se que ainda subsistem inúmeros problemas políticos e técnicos para que o Protocolo de Quioto possa efetivamente produzir os efeitos benéficos esperados, no sentido de reduzir os atuais níveis das emissões dos GEEs, o que corresponderia, em média, a pelo menos 5% abaixo dos níveis de emissões de GEEs registrados em 1990, pelos países listados no Anexo I.

Os mecanismos de flexibilização criados no âmbito do Protocolo de Quioto, em particular o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ainda geram muitas dúvidas e polêmicas entre os especialistas, sobretudo quanto a eficácia desses instrumentos na promoção de um processo realmente ágil, transparente e equitativo de participação dos diferentes países no mercado internacional de carbono e, até mesmo, se o mercado de carbono poderá realmente se consolidar no futuro. Embora este seja um tema relevante, a presente dissertação não discutiu

esse problema, assumindo, em princípio, a existência (atualmente, ainda incipiente), desse mercado.

Especificamente em relação ao MDL, as discussões ainda em curso – mas que foram iniciadas logo após a criação do Protocolo de Quioto – apontam para a necessidade de que modalidades e procedimentos simplificados sejam estabelecidos de modo a promover um processo de aprovação rápida (*fast track*) dos projetos candidatos ao MDL. Apesar das críticas dos que se opõem a esse tipo de proposição, muitas das quais bastante fundamentadas, aparentemente, há mais convergências do que divergências no sentido de que, em se tratando de projetos de pequena escala, as abordagens simplificadas apresentam vantagens em relação às alternativas de definição de linhas de base específicas por projeto. As principais vantagens apontadas são as seguintes: redução dos custos de transação – o que para os pequenos projetos pode se transformar em barreiras intransponíveis –, transparência e comparabilidade dos resultados das emissões reduzidas entre os projetos candidatos ao MDL.

Ficou demonstrado que a definição de uma linha de base pode apresentar diferentes graus de complexidade em função das características do projeto específico ou do setor ao qual se refere, da sua abrangência espacial e temporal, do grau de dificuldade para a determinação de suas fronteiras, da possibilidade de vazamentos, da performance dos equipamentos, dos dados utilizados e dos cenários projetados, do nível de agregação, das categorias e dos tipos de projetos que a linha de base representa, entre outras. Como regra geral, admitiu-se que, se o empreendimento já existe, a determinação da linha de base torna-se mais simples do que nos casos em que os empreendimentos estão apenas em nível de planejamento e/ou em uma fase em que ainda não seja possível determinar com precisão o que será deslocado com a entrada de um novo projeto mitigador dos GEEs. Neste último caso, conforme Yamin, 1998, torna-se essencial para a aceitação de uma linha de base, que as partes envolvidas no projeto, bem como as instituições nacionais e internacionais competentes e com atribuições para julgar os projetos elegíveis como MDL, acreditem e/ou confiem na metodologia utilizada.

Constatou-se que em geral a escolha do nível de padronização da linha de base dependerá das características e, sobretudo, tratando-se de projeto implementado no setor elétrico, da sua condição operacional, ou seja, se ele está ou não conectado à rede. Diferentes abordagens e níveis de padronização poderão ser utilizados como, por exemplo, a padronização apenas dos valores de emissões fixados em termos absolutos ou em termos de taxas, para um determinado setor ou tipo de projeto, a padronização restrita a alguns

parâmetros, como o nível de agregação espacial dos dados, o tempo de vida útil da linha de base, as suas fronteiras, a expressão das unidades, o nível de restrição, etc.

No caso de projetos conectados à rede verificou-se que é recomendável levar em conta, sempre que possível, as circunstâncias nacionais, ou seja, a composição real do *mix* da geração de energia que provavelmente será deslocada, as tecnologias associadas aos empreendimentos recentemente construídos e/ou planejados e as perspectivas do uso de tecnologias mais eficientes e/ou o nível esperado de diversificação da plataforma energética dos países, no longo prazo.

À luz das principais contribuições e idéias sobre as abordagens e métodos de cálculo para determinar as linhas de base dos projetos candidatos a se beneficiarem dos mecanismos de flexibilização acima referidos, verificou-se que para medir as adicionalidades associadas aos pequenos projetos a serem implementados no SIN, conforme critérios recomendados nos Acordos de Marraqueche, é suficiente e vantajoso o uso de metodologias padronizadas para definir os valores anuais das linhas de base, desde que também sejam consideradas as características do sistema elétrico nacional, predominantemente hidrelétrico, e que se leve em conta os critérios do planejamento da operação para os estudos de desempenho do sistema no médio prazo e o programa de decenal de expansão do setor elétrico.

Apesar de implicar em limitações para mensurar a adicionalidade das atividades de um projeto específico, o estabelecimento de valores anuais padronizados da linha de base para o SIN e seus subsistemas representa uma alternativa que poderá ser útil não apenas sob a ótica de um projeto individual, mas também para o desenvolvimento de estudos mais abrangentes, através dos quais seja possível avaliar o potencial de crescimento das emissões de GEEs no setor elétrico, considerando-se as perspectivas de expansão da termoeletricidade convencional na matriz do setor elétrico nacional.

O presente estudo concluiu que o setor elétrico nacional possui um grande volume de dados sistematizados e confiáveis, além de metodologias para a elaboração do planejamento da sua operação e da sua expansão, capazes de contribuir de forma efetiva para o desenvolvimento de abordagens simplificadas para a determinação de linhas de base ou cenários de referência para o SIN. Entretanto, este mesmo estudo reconhece que a comunicação entre o setor elétrico e outras instâncias governamentais e ministérios – por exemplo, o Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, o Ministério das Minas Energia e o Ministério das Relações Exteriores, envolvidos há mais tempo e de forma mais direta na

discussão internacional sobre a mudança do clima – é ainda muito incipiente, ou melhor, quase não existe.

Verificou-se que pelo tamanho e pela forma como o SIN é operado e planejado, em médio e longo prazos, pequenos projetos que usam fontes alternativas de energia não serão capazes de deslocar ou postergar a entrada dos grandes empreendimentos em construção ou em fase de planejamento. No entanto, a entrada em operação dos pequenos projetos que usam fontes alternativas de energia, interligados ou despachados de forma descentralizada pelo ONS, deslocarão uma parte da oferta de energia que de outra forma seria gerada pelas usinas térmicas convencionais existentes e em operação no SIN. O *mix* de usinas que normalmente seria responsável pela oferta deslocada, na ausência do projeto mitigador dos GEEs, é um elemento chave para definir o valor da redução das emissões com a entrada desses projetos.

Na presente dissertação, sustentou-se que o *mix* dessas usinas deve ser composto apenas por usinas térmicas convencionais, para o período entre 2002 e 2005, excluindo-se, portanto, as hidrelétricas e as nucleares, pois como estas últimas apresentam custos marginais de operação inferiores aos custos marginais das usinas térmicas convencionais, de acordo com o critério mais geral utilizado pelo ONS para o despacho das usinas no SIN, a geração deslocada corresponderia à oferta proveniente dessas usinas. Reforça esse pressuposto o caráter complementar da geração térmica convencional no SIN. Ou seja, a menos que períodos críticos como de baixa hidraulicidade, de aversão ao risco, indicando elevação do custo da água, e/ou que inflexibilidades declaradas indiquem em sentido contrário, as usinas térmicas convencionais serão despachadas em caráter complementar à produção do parque gerador hidrelétrico e das usinas térmicas nucleares. Destacou-se, além disso, que mesmo as térmicas do PPT em ciclo combinado, que entrarão em operação ao longo do horizonte do estudo, previstas para serem despachadas na base, provavelmente, manterão a característica de complementaridade em relação ao despacho das usinas hidrelétricas e nucleares. Ou seja, na prática elas perderão a função de modular a ponta do sistema, e, salvo por razões elétricas e/ou por inflexibilidades declaradas, permanecerão como usinas complementares. Nessa condição, parte da energia gerada, ou que elas têm capacidade de produzir, poderá ser deslocada, em função da entrada de um projeto mitigador dos GEEs.

Ressaltou-se, no entanto, que se a geração agregada das pequenas usinas mitigadoras dos GEEs, ultrapassar a 5% do total da energia a ser gerada anualmente pelo SIN, entre 2002 e 2005, o *mix* considerado deverá ser revisto para incorporar, se necessário, na sua

composição a participação da geração hidráulica deslocada. Se for evidenciado os seus resultados são confiáveis e válidos, principalmente, para o prazo de até 10 anos. Para um período superior a 10 anos, os resultados devem ser vistos apenas como um indicativo. Novas hipóteses deveriam ser formuladas para o longo prazo.

Considerou-se que o método híbrido da média ponderada e da margem construída, ao permitir que o problema da energia deslocada em sistemas hidrotérmicos interligados seja satisfatoriamente respondido, apresentou-se como uma abordagem adequada aos objetivos do presente trabalho, pelas seguintes razões: o método é simples, flexível e de baixo custo, adapta-se às características operativas e de planejamento do Sistema Nacional Interligado-SIN, facilita a comparação entre os projetos, interna e externamente, e permite que eventuais ganhos em termos de eficiência das tecnologias disponíveis sejam incorporados aos valores projetados da linha de base.

Este trabalho também considerou que os resultados das simulações do *programa Newave*, que estuda o desempenho do sistema interligado no médio prazo, fornecem uma aproximação bastante acurada sobre a produção que será requerida pelo sistema das usinas térmicas convencionais que estarão operando nos próximos 5 anos, em termos das gerações máximas e mínimas esperadas. Desse modo, acredita-se que esses resultados constituem uma valiosa fonte de informações para os estudos que projetam as linhas de base para o SIN e seus subsistemas. No entanto, o fato da presente dissertação trabalhar com os resultados das simulações do programa mensal de operação (PMO) de um mês apenas, no caso abril/02, implicou a obtenção de resultados limitados, razão pela qual estes devem ser considerados apenas como uma primeira aproximação, como um possível caminho, que deve ser melhor e mais exaustivamente explorado.

Ficou definido, no capítulo 6, que os Fatores Padrão de Emissão (FPEs), expressos em tCO_2/GWh , correspondem às linhas de base relativas, sendo utilizados tanto para estimar as emissões totais, tCO_2/ano , quanto para avaliar o potencial de redução dessas emissões como resultado da implementação de pequenos projetos de geração de energia elétrica previstos para operarem integrados ao SIN. As emissões totais, tCO_2/ano , são vistas como linhas de base em termos absolutos, determinadas em função de uma configuração que não leva em conta a entrada das atividades de projetos mitigadores do efeito estufa, previstos para operarem integrados ao SIN.

Em virtude das dificuldades encontradas para definir a margem em 2027, ou seja, estabelecer com razoável grau de confiança o perfil tecnológico do *mix* das usinas planejadas

ou que serão recém-construídas, no final do horizonte do estudo, em 2027, optou-se por considerar três alternativas, 1, 2 e 3, para construir a margem, partindo, naturalmente, de uma escolha baseada num fator de emissão de referência e que, no caso, corresponde à mais avançada tecnologia disponível atualmente nos países desenvolvidos, pois associa emissões de $359\text{tCO}_2/\text{Gwh}$. As duas outras alternativas consideraram fatores padrão de emissões menores, $179\text{tCO}_2/\text{GWh}$ e $108\text{tCO}_2/\text{GWh}$, de modo a contemplar pelo menos duas outras grandes combinações possíveis de ocorrer, nos próximos 25 anos: grandes avanços na eficiência da queima de combustíveis a partir de recursos tecnológicos que estarão disponíveis em 2027 e/ou uma participação significativa de usinas que usam fontes renováveis de energia, portanto, não emissoras de GEEs no *mix* daquelas que formarão a margem no final do horizonte do estudo.

A aplicação do método híbrido da média ponderada com o da margem construída permitiu que as linhas de base relativas, tCO_2/GWh , fossem determinadas sem que os chamados efeitos “infladores” sobre o valor da linha de base fossem incorporados. Normalmente esse tipo de efeito reflete-se no valor da linha de base quando tecnologias menos eficientes são consideradas e/ou se, no final do horizonte do estudo, a presença de combustíveis mais emissores de GEEs são levados em conta no *mix*. Nesses casos, detecta-se um acréscimo das emissões dos gases de efeito estufa, ao invés de sua redução.

Os resultados encontrados mostraram uma redução anual da intensidade de carbono por unidade de energia térmica convencional gerada a partir de 2002 (tabelas 6.3, 6.4 e 6.5), fato que é compatível com a estratégia de expansão do parque térmico convencional baseado na implantação de usinas a gás natural, cujo fator de emissão de carbono (FEC) é significativamente inferior àqueles associados às usinas que usam óleo combustível, diesel ou carvão. No entanto, em termos absolutos, ou seja, a quantidade de emissões por ano, tende a crescer, o que também se mostra compatível com a estratégia governamental de elevação da oferta de energia elétrica proveniente das usinas térmicas convencionais, estabelecida no Plano Decenal de Expansão- PDE – 2001/2010. Nos primeiros 10 anos, as diferenças das linhas de base relativas entre os subsistemas são significativas, com destaque para as diferenças entre as regiões Sul e Nordeste. Este fato poderá reduzir a competitividade da região Nordeste para hospedar projetos elegíveis como MDL em relação as regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste, na medida em que sejam constatadas diferenças significativas entre os custos marginais de abatimento de CO_2 entre essas regiões.

As estimativas de emissões totais, tCO₂/ano, do SIN e subsistemas foram estabelecidas a partir da elaboração de três hipóteses de evolução do mercado, denominadas baixa intensidade (BI), intensidade intermediária (II) e alta intensidade (AI), descritas no sub- item 6.5 do capítulo 6. Para calcular as emissões totais, multiplicou-se a geração térmica associada às hipóteses acima referidas pelos FPE para o SIN, apresentados nas tabelas 6.3, 6.4 e 6.5, no capítulo 6. De acordo com os resultados encontrados, as emissões do SIN deverão crescer de forma significativa nos próximos 25 anos. Mesmo considerando a hipótese BI, de baixa intensidade do uso de fontes fósseis, combinada com a Alternativa 3, que define os menores FPEs, as emissões crescerão quase 40% em relação às emissões totais observadas em 2001. No pior cenário, ou seja, considerando a hipótese AI – que combina a maior participação da geração térmica convencional e a maior taxa de crescimento do mercado – associada à alternativa 1 – que define os maiores fatores padrão anuais de emissões – o crescimento das emissões poderia atingir 1600%, entre 2001 e 2027 (ver tabelas 6.9, 6.10 e 6.11, no capítulo 6).

Destacou-se a relevância dos avanços tecnológicos em termos de melhoria na eficiência da queima dos combustíveis fósseis para reduzir as emissões dos GEEs. Ou seja, a redução das emissões de GEEs é mais significativa quando se utilizam tecnologias mais avançadas associadas à diversificação da plataforma energética – com introdução de fontes alternativas não emissoras – do que quando se opta por simplesmente reduzir as emissões a partir da diminuição na quantidade da energia gerada com fontes fósseis. Esta conclusão pode ser facilmente verificada, observando-se o comportamento das emissões totais quando associadas às alternativas 2 e 3 para a definição dos FPE, entre 2005 e 2027.

Conforme ficou demonstrado no final do capítulo 6, os resultados obtidos mostraram-se consistentes quando comparados com os resultados de outros estudos que usaram metodologias diferentes. Na tabela 6.13, foram apresentados os números de dois trabalhos diferentes que projetam as emissões totais até 2020. Para comparar os resultados, considerou-se, então, os valores obtidos neste trabalho acumulados somente até 2020. Observou-se que, considerando-se a hipótese AI combinada com a alternativa 2 para a construção da margem em 2027, os resultados encontrados ficaram próximos, apenas 9% a menor em relação àqueles obtidos nos estudos desenvolvidos pela Economia e Energia – ONG. Observou-se também que a hipótese AI combinada com a alternativa 1, embora apresentando um desvio da ordem de 20% para menor, aproximou-se dos resultados apresentados por La Rovere e Americano, 2001. Concluiu-se que os resultados desse último estudo poderão sofrer alterações, em virtude

de novas condições de mercado após o racionamento, que não haviam sido cogitadas no trabalho de La Rovere e Americano.

O estudo de caso elaborado com base no PROINFA revelou que se o programa for implementado nos termos estabelecidos pelo artigo 3º da Lei no 10.438, de abril de 2002, contribuirá de forma significativa para reduzir as emissões totais do SIN estimadas para os próximos 25 anos. Essas emissões foram calculadas sem levar em conta a entrada em operação dos projetos não emissores a serem desenvolvidos no âmbito do PROINFA. O presente trabalho discutiu, previamente, sobre a inclusão, ou não, das atividades desses projetos na linha de base do SIN (tCO_2/ano), concluindo que tais projetos não deveriam compor o cenário de referência. De acordo com a interpretação desenvolvida no presente trabalho, eles são adicionais, uma vez que, apesar do programa ser previsto em lei, não há garantia em relação à sua implementação. Essa posição está sustentada em três razões. Primeiramente, considerou-se que o programa enfrentará barreiras econômicas, institucionais e regulatórias, visto que outras opções tecnológicas, sob uma ótica estritamente econômica, seriam preferíveis, pois se constituem em alternativas de menor custo. Além disso, o programa terá de passar por um processo de regulamentação, cujos resultados são imponderáveis. A segunda razão seria o fato de que a promulgação da Lei é posterior ao ano de 2000, data que, de acordo com a decisão 17/CP.7 (artigo 12) item 12, passou a ser considerada como referência inicial para a contabilização dos créditos associados às atividades certificadas dos projetos, desde que submetidos para registro antes de 31 de dezembro de 2005. E em terceiro lugar, o Plano Decenal de Expansão – PDE 2001/2010 não incluiu o PROINFA no programa de expansão do SIN, reforçando o argumento de que a inclusão dos empreendimentos associados ao PROINFA, ao reduzir a chamada condição “ótima” de expansão do sistema elétrico, representará custos adicionais para a sociedade.

Como ainda não foram estabelecidos os critérios que o Brasil adotará para definir que tipo de projeto contribuirá para o desenvolvimento sustentável do país, optou-se no presente trabalho por fazer uma avaliação do potencial de redução das emissões no SIN decorrentes da implementação dos projetos a serem desenvolvidos no âmbito do PROINFA, de forma agregada, considerando a energia anual que deverá ser gerada, nos termos do artigo 3º da Lei no 10.438, supondo que as fontes que serão usadas no programa não são emissoras de GEE. Nessas condições, os resultados indicaram que esses projetos para reduzir as emissões estimadas para o SIN, ao longo do período do estudo, terão impactos significativos, seja qual for a hipótese considerada para o crescimento da geração térmica convencional e das emissões

a ela associada. Com efeito, considerando a hipótese BI, o impacto acumulado ao longo do horizonte do estudo (ver tabela 7.5) poderá ser superior a 50%, e em torno de 30% se a hipótese AI estiver representando de uma forma mais adequada a evolução do comportamento futuro do mercado e da geração térmica convencional associada a essa evolução.

Na presente dissertação, foram calculadas também as linhas de base, em termos absolutos, tCO₂/ano, considerando a incorporação dos projetos mitigadores dos GEEs, implementados pelo PROINFA. Para tanto, desenvolveu-se um procedimento de cálculo, apresentado no subitem 7.4, incluindo a cada ano (como “*business as usual*”), as atividades dos projetos não emissores que, supostamente, entrarão em operação no ano considerado. Os valores das novas linhas de base, ou emissões totais, tCO₂/ano, calculadas após a entrada dos projetos, foram apresentados nas tabelas 7.6, 7.7 e 7.8. Objetivou-se apenas mostrar as alterações dos valores da linha de base do SIN, expressa em tCO₂/GWh, ano a ano, ao longo do horizonte do estudo.

Não foi possível estabelecer *como* os potenciais benefícios, em termos de redução das emissões em nível do SIN decorrentes das atividades dos projetos implementados pelo PROINFA, poderão se converter em emissões reduzidas certificadas no âmbito do MDL. O presente trabalho concluiu que esses resultados dependerão, sobretudo, do comportamento e da evolução do mercado internacional de carbono e da forma como o Brasil poderá se inserir neste mercado. Nesse sentido, foi enfatizada não só a necessidade de uma redução substantiva nos custos marginais de abatimento de CO₂ do Brasil, em comparação com outros países como a China e a Índia, como também a necessidade de uma definição mais precisa em relação aos critérios de elegibilidade que serão adotados por nosso país.

8.2 Recomendações

Durante o processo de elaboração da presente dissertação não foi possível discutir opções metodológicas para determinar as linhas de base padronizadas para os Sistemas Isolados da região Norte do país, nem apresentar alternativas para a determinação de linhas de base para as áreas rurais não atendidas, sobretudo as localizadas em alguns estados das regiões Norte e Nordeste do país. Os sistemas isolados e as áreas não atendidas possuem um grande potencial para hospedar projetos mitigadores de GEEs, tanto do ponto de vista ambiental, sob a ótica da preservação do patrimônio natural, quanto do ponto de vista social, para redução das disparidades regionais e da pobreza.

Em nível do Sistema Interligado Nacional (SIN), recomenda-se que sejam desenvolvidos novos e mais completos estudos, em particular, no que se refere às possibilidades de uma melhor exploração dos resultados das simulações do modelo Newave, na medida em que, no presente trabalho, os estudos foram elaborados com base apenas no planejamento da operação do mês de abril/2002. Esses resultados podem ter sofrido alterações importantes em razão de eventuais mudanças nas projeções do mercado de médio prazo, feitas pelo CTEM após o mês de abril e/ou no programa de expansão do SIN.

Com base nos compromissos que o Brasil já possui em relação ao Protocolo de Quioto, recomenda-se também o desenvolvimento de estudos para avaliar a possibilidade da preparação de relatórios mensais pelo ONS, que contabilizariam automaticamente as emissões associadas às térmicas convencionais que fossem despachadas, incluindo no modelo *Newave* o cálculo específico para estimar as emissões do SIN.

Recomenda-se, adicionalmente, que novos estudos sejam realizados, utilizando o modelo Newave, para simular o comportamento da geração térmica convencional, no período da projeção, em face da entrada de pequenos projetos mitigadores no âmbito do SIN.

Além disso, há necessidade do desenvolvimento de novos estudos de longo prazo no setor elétrico nacional para dar suporte às suas projeções sobre a oferta e demanda de energia, explorando as possíveis trajetórias de crescimento econômico e as diversas possibilidades de desenvolvimento e difusão das tecnologias de conversão da energia, em nível nacional e internacional. O último plano de longo prazo divulgado pela ELETROBRAS – Plano 2015 - não contempla as grandes transformações ocorridas no setor elétrico nos últimos 5 anos.

Destaca-se a importância de que sejam estimulados, qualquer que seja a metodologia usada para estimar as emissões de CO₂ no longo prazo, os estudos que busquem identificar as tendências de desenvolvimento das novas tecnologias bem como as reais possibilidades de comercialização e transferência para países em desenvolvimento. Tais estudos contribuirão de forma decisiva para que as projeções das linhas de base sejam estabelecidas de forma realista, melhorando a confiança nos resultados encontrados e, conseqüentemente, na capacidade de atrair investimentos para projetos mitigadores dos GEEs a serem implementados no Brasil.

BIBLIOGRAFIA

- Abdala, R. – Perspectivas da geração termelétrica no Brasil e Emissões de CO₂. Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.
- Annex B to attachment 3 – Indicative simplified and monitoring methodologies for selected small-scale CDM projects activity categories- General Guidance, draft.
- Alveal, C., La Rovere, E. L. Schaffer, R.- Eficiência Energética: Integrando Usos e Reduzindo Desperdícios- ANEEL, ANP, Brasília, 1999.
- Amazonas, M. de Carvalho – Economia Ambiental Neoclássica e Desenvolvimento Sustentável, versão parte integrante do convênio de pesquisa CEBRAP/IBAMA- A Natureza e a Terra Ferida.
- Bernow, S., Sivan K., Lazarus M., and Page T. – Cleaner generation, free riders, and environmental integrity: Clean Development and the Power Sector, An analysis for the World Wildlife Fund. (Tellus Institute and Stockholm Environmental Institute – Boston Center), September, 2000
- Bosi, M. – Fast-tracking Small CDM Projects: Implications for the Electricity Sector, OECD and IEA, Information Paper, Paris, 2001. Disponível no site: www.iea.org/envissu/cdmsm.pdf.
- CMMAD – Nosso Futuro Comum. Comissão Mundial Sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, 1988 - Rio de Janeiro: Editora da Fundação Getúlio Vargas.
- CENBIO, ANEEL, MME, CT Brasil, OMM, USP-IEE- Levantamento do Potencial Real de Cogeração de excedentes no Setor Sucroalcooleiro- Relatório Final, projeto realizado pelo CENBIO, São Paulo, setembro, 2001.
- CEPEL – Manual de Referência do Newave.
- Coelho, S.T. Paletta, C.E.M. e Freitas, M.A.V. – Medidas Mitigadoras para a Redução de Emissões de Gases de efeito Estufa na Geração Termelétrica- CENBIO/PNUD/ANEEL/USP-IEE, Secretaria de Estado de Energia, ANP, 2000.
- Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatório de Progresso no 2. Documento de Apoio D . Respaldo Associado às Usinas Térmicas, janeiro, 2002.
- _____ Documento de Apoio H. Perspectivas de Suprimento de Ponta, janeiro, 2002.
- _____ Documento de Apoio J. Dimensionamento de Interligações, janeiro, 2002
- Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável – CEBDS- Mercado de Carbono, Rio de Janeiro, s/d, 19p.
- _____ Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Rio de Janeiro, s/d, 35p.

- Dunn, S.- Descarbonizando a Economia Energética, capítulo 5 in Estado do Mundo,2001; relatório do Worldwatch Institute- Salvador: Uma Ed., 2000, p 89-110.
- Eco Securities – Clean Development Mechanism (CDM) Simplified Modalities and Procedures for Small- Scale Projects, May, 2002. Final Report.
- Energia Brasil- Oferta de Energia . Programa estratégico de aumento da oferta de energia 2001-2004. Disponível no site: www.energiabrasil.gov.br/oferta_potencia.asp
- Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas- Mudanças Climáticas – Guia de Informação 2002, 1ª edição , 116 p.
- GEF- Global Environmental Facility- Incremental Costs, fevereiro,1996. Disponível no site www.gefweb.org/
- Goldemberg, J. – Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento, São Paulo: EDUSP, CESP, 1998.
- Grubb, M., VrolijkC., and Brack, D. – The Kyoto Protocol: a Guide and Assessment- The Royal Institute of International Affairs, 1999
- Guerra, H. N. e Freitas, M.A V.- Perspectivas Energéticas para o Desenvolvimento Sustentável da amazonas – Series Sistemas Energéticos III- EDUA/EFEI, Manaus, 1997.
- Guimarães, S. P. e Maimon, D. – Meio Ambiente no Brasil e Reino Unido- IRE, Rio de Janeiro, 1998.
- Hill, M. – Carbon Dioxide Emissions from the Russian Federation- Problems and Choices. Eletronic version of draft submitted for publication in Energy and Environment, vol. 10, no 1, 1999, pp. 51-78.
- IEA- International Energy Annual, 2000- World Energy Overview. Disponível no Site www.eia.doe.gov.
- International Energy Agency (IEA)- An Initial View on Methodologies for Emission baselines: Eletricity Generation Case Study- IEA Information Paper. Martina Bosi, Energy and Enviroment Division, IEA, Paris, June, 2000, 54 p. Disponível no site www.iea.org/envissu/cdmsm.pdf.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2001 - Summary for Policymakers- The Scientific Basis : A Report of Working Group I of the IntergovernmentalPanel on Climate Change, WMO/UNEP.
- _____ A Report of Working Group II of the IntergovernmentalPanel on Climate Change – Impacts, Adaptation and Vulnerability, WMO/UNEP.

- _____ Summary for Policymakers: Special Reports on Emissions Scenarios, WMO/UNEP.
- IPEA- Câmara Temática sobre Impactos Econômicos e Sociais do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas. Workshop Modelagem Climática. Rio de Janeiro, outubro, 2002.
- Issues and Options; The Clean development Mechanism- UNDP, NEW York: United Nations Publications, 1998- Estrada-Oyuela, R.A- First Approaches and Unanswered Questions, chapter 1, pp. 23-29.
- _____ Goldemberg, J.(ed)- Introduction-Overview, pp.13-20.
- _____ Meira, G.F.- Ideas for Implementation, chapter 3, pp. 39-43.
- _____ Panayotou, T. – Six Questions and Governance, chapter 4, pp. 45- 52.
- _____ Yamin, F. – Operational and Institutional Challenges, chapter 6, pp. 53-79.
- _____ Sokona, Y, Humphreys, S. and Thomas, J.P.- What Prospects for Africa?, chapter 9, pp. 109- 118.
- _____ Hamwey, R. and Szekely, F. – Practical Approaches in the Energy Sector, chapter 10, pp.119-136.
- Januzzi, G. de M. e Swisher, J.P.N. – Planejamento de Recursos Energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis , Campinas , SP- Autores Associados, 1997.
- Kabin, I. – O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e as Oportunidades brasileiras – Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável- FBDS.
- La Rovere, E.L.(coord.), Muylaert, M.S., Oliveira, A .S.,.....[et al]- The SouthSouthnorth Project : Final Report for Brazil. COPPE/UFRJ/CECLIMA.
- La Rovere, E.L. e Americano, B.B.- Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions of Power Generation in Brazil, PPE/COPPE/UFRJ, October 2001- em elaboração.
- La Rovere, E. L. e Thorne, S. – Criteria and Indicators for Appraising Clean Development Mechanism (CDM) Projects , October, 1999- Helio International, Paris.
- Lazarus, M. , Kartha, S. , Bernow, S. – Project baselines and boundaries for project based CO2 emissions trading. A Report to the greenhouse gas emissions trading pilot programme, April, 2001.
- Licha, A.L.- Racionalidade e Coordenação num Ambiente de Incerteza, Revista Econômica, vol 1 no 2, 1999.

- Macroplan- Mapeamento das Incertezas e Construção de Cenários do Mercado de Energia Elétrica , Rio de Janeiro, agosto,2001.
- Magrini, A, Rosa , L. P. e Ambram, R.- Avaliação das Emissões Atmosféricas de Usinas Térmicas a Carvão e Gás Natural- Relatório Final, COPPE/UFRJ, setembro, 2001.
- Maimon , D.- Ensaio sobre Economia do Meio Ambiente, APED Editora, 1992, 150 p.
- Martens, J.W., Kaufman, S.L., Green, J., Nieuwenhout, F.D.J. – Streamlining CDM procedures for solar home systems: a review of issues and options, ECN-C-01-098. Disponível no site: www.ecn.nl/unit-bs/kyoto/mechanism/cdmshs.html.
- Martens, J.W (ECN), Rooijen, van S.N.M.(ECN), Bovée, V. (Eco Securities), Wijnants, H.J. (DHV) (editors) - Standardised Baselines for Small-Scale CDM Activities- A proposal for CDM Programme of the Netherlands- Discussion Paper, december, 2001.
- Ybema, J.R. and Volkers, C.H.- Baselines greenhouse gas emission factors for grid-connected electricity generation of countries in Central and Eastern Europe. Operational guidelines for setting up baselines studies under the second tender of the Dutch JI Programme ERUPT. ECN Policy Studies, October, 2001.
- Martin, J. M. – A Economia Mundial da Energia, capítulo I e II.
- Mattos , L.B. - A Importância do Setor de Transportes na Emissão de Gases do Efeito Estufa – O Caso do Município do Rio de Janeiro - Rio de Janeiro, 2001- Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, 179 p.
- MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia. Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, 1999, Brasília, DF.
- _____ Protocolo de Quioto, 1999, Brasília, DF.
- _____ Comunicação Nacional sobre Mudança do Clima, 2001, Brasília, DF.
- _____ Um “Fast Track” para a Implementação do “Mecanismo de Implementação do “ Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”(CDM) no Brasil. Disponível no site: www.mct.gov.br/clima/quioto/fasttrack.htm
- MCT/ BNDES- Efeito Estufa e a Convenção sobre Mudança do Clima, setembro 1999, 38 p.
- Meadows, D. H.- The limits to growth.: Universe Books, New York, 1972.
- Meira, G. – Mudança Global do Clima: Perspectivas pós Xangai- CBEDS, Revista Sempre Brasil, ano 2, no 6 jan/fev/mar/2001.

- Meyers, S., Moreira, J.R., Sathaye, J., Lehman, B., Schumacher, K. E Vliet, van O . – Preliminary Assessment of Potential CDM Early Start Projects in Brazil. Energy Analysis department Environment Energy technologies Division, LBNL- 46120. Universidade de São Paulo-USP. Final Report, November,2000.
- Michaelowa, A. – Sector Level Greenhouse Gas Emissions Estimation, projections and trading. Paper for the Workshop “ Russian energy prospects and the implication for emission and climate policy, 1999. Disponível no site: www.emissions.de/climate-ru/documents/sectoral-emissions/.
- MMA – Ministério do Meio Ambiente/Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos- Proposta de Critérios e Indicadores de Elegibilidade para a avaliação de Projetos Candidatos ao Mecanismo de desenvolvimento Limpo, abril 2002. Eduardo Sales Novaes (Supervisor Geral), Emílio Lèbre La Rovere(Supervisão Técnica) por Adriano Santiago Oliveira e Leonardo da Silva Ribeiro.... [et al]
- MME – Ministério das Minas e Energia- Balanço Energético Nacional- BEN, 2001
- MME/CCPE- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos- Plano Decenal de Expansão- PDE- 2001/2010.
- MME/SEN- Considerações Preliminares sobre o Planejamento Energético, Brasília, julho, 2001.
- MME/SEN – Considerações Preliminares sobre o Planejamento Energético, Brasília-DF, julho 2001,
- Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment of the Netherlands – Standardised Baselines and Streamlined Monitoring Procedures for Selected Small-scale Clean Development Mechanism Project Activities. Volume 2c: Baselines studies for small-scale project categories. A guide for project developers, versio 1.0. December, 2001.
- Moreira, J.R. - Lucros e perdas do modelo energético. Gazeta Mercantil, 18 de maio de 2001.
- Muylaert, M.S. – Análise dos Acordos Internacionais sobre Mudanças Climáticas sob o Ponto de Vista do Uso do Conceito de Ética, Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE/PPE. Tese de Doutorado, outubro, 2000.
- Muylaert,M.S. (coord.).....[et al] – Consumo de Energia e Aquecimento do Planeta- Análise do mecanismo de Desenvolvimento Limpo- MDL- do Protocolo de Quioto – Estudo de Caso, Rio de Janeiro: Instituto virtual Internacional de mudanças Climáticas, COPPE, ANEEL, MCT, PNUD, ENERGE, FAPERJ,PETROBRAS, 1999/2000, 257p.
- Observatório CIDS – Ecologizar o Desenvolvimento Sustentável- Maurício Andrés Ribeiro, pp.1-7. Disponível no site www.observatoriocids.org.br

- Öko Institute- Environment Manual for Power Development (EM Model). Disponível no site: www.climatetech.net/conferences/ostritz/proceed/partIII/gemis.pdf.
- Oliveira, A.S. e Ribeiro, L.S.- Relatório da Sétima Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima , Marraqueche, 29 de outubro a 9 de novembro, 2001. Ministério do Meio Ambiente- Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos – Núcleo de Trabalho em Mudanças Climáticas.
- ONS - Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional- Sumário Executivo, p. 86, janeiro 2002-abril 2003.
- _____ Avaliação do Atendimento Eletroenergético no período 2002/2003:utilizando o critério setorial de risco de déficit e utilizando o critério definido pela GCE de curva bianual de aversão a risco- apresentação na Reunião Plenária da CGE, 04/06/02 – Brasília-DF.
- _____ Planejamento Anual da Operação Energética, 2001 do Sistema Interligado Nacional - maio de 2001, 80 p.
- _____ Planejamento Anual da Operação Energética, 2002 do Sistema Interligado Nacional – abril,2002, 106 p.
- _____ Estabilidade da Oferta e Atratividade: Perspectivas do setor curto e longo prazos. Mario Fernando de Melo Santos, Gazeta Mercantil, São Paulo,15/maio/02.
- Pereira, A. S.- Do Fundo ao Mecanismo: Gênese, Características e Perspectivas para o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo; Ao Encontro ou de Encontro à equidade? Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.
- Pereira, A .S., Oliveira, L.B., Reis, M.M. – CO2 Avoided Emissions and other Environment, Social and Economical Benefits brought by Energy Saving throught Recycling in Brazil. COPPE/UFRJ, 2001. Disponível no site: www.ppe.ufrj.br
- Pew Center on Global Climate Change - Shorey, E. e Eckman, T. – Appliances and Global Climate Change- Increasing Consumer Reducing Greenhouse Gases, October, 2000, 35p.
- _____ Sumary of the Climate Change Agreement in Bonn, July, 2001.
- Pillet, G. – Economia Ecológica: Introdução à Economia do Ambiente e Recursos Naturais. Instituto Piaget, 1993.
- PNUD, ONU,CME, IDAE: Informe Mundial de Energia- - La Energia y el reto de la sostenibilidad- vision global, Madrid, abril,2001, 28 p.

- Reis, L.B. e Silveira, S. (org.) – Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável : Introdução de uma Visão Interdisciplinar – São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo.
- Renewable Energy World , vol. 3 no 6, Nov/December/2000 – Climate change: a glance in the rearview mirror, and at the road ahead, p.24-26.
- Rocha M. T. – Relatório de Viagem, COP 7 – Marrakesh, 2001- CEPEA-ESALQ/USP, 22 p.
- Rocha, M. T. e Mello, P. – As teorias Econômicas e os Mecanismos de Flexibilização- Núcleo de Estudos e Projetos em Economia e Meio Ambiente- NEPEMA. Parecer sobre o documento FCCC/SB/2000/4, agosto, 2000.
- Santos, M.A.- Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Hidrelétricas. Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE, 2000, 147p.
- Santos, M.. – Mínimo Custo e Máxima Segurança. Artigo publicado no jornal Folha de São Paulo, edição de 3 de março/2002. Caderno Folha Opinião.
- Sétima Conferência das Partes -COP 7 e os Acordos de Marraqueche. Brasília: Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas , 2002, 1ª edição, 64p.
- Silva , E. L.- Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001.
- The Marrakesh Accords and The Marrakesh Declaration – advance version of the decisions and other action adopted by the COP 7.
- The Marrakech Accords – Modalities and procedures for a clean development mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol, Decision 17/CP.7 (article12), 2001.
- Tolmasquim, M. T. e Szklo, A S. – A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio, COPPE/URFJ/ ENERGE, 2000, 542 p.
- UNEP/OECD/IEA – Workshop on Baseline Methodologies- Possibilities for Standardised Baselines for JI and CDM. Chairman`sRecommendations and Workshop Report, July, 2001.Disponível no site: www.iea.org/workshop/feas.pdf.
- UNFCCC – A Guide to the Climate Change Convention and Its Kyoto Protocol – Preliminary Version. Climate Change Secretariat, Bonn, 2002.
- USAID – Global Enviroment Center- Climate Change Iniciative- 1998-2000, Washington, D.C., 71p.
- Walsh. M. - Simplified CDM, Environmental Financial Products, Working Paper, Chicago, U.S.A., 2000.

- Walsh, M., Lazarus, M., Sivan K., and Bernow S. – Key Issues in Benchmark Baselines for the CDM: Aggregation, Stringency, Cohorts, and Updating. Tellus Institute (Boston) and Stockholm Environment Institute (Boston). June, 2000.
- Worldwatch Institute- As Tendências Ambientais que Determinarão o Futuro. UMA Editora, 2000, pp.66-69.
- Young, C. E.F., Fausto, J.R.B.- Valoração Econômica dos Recursos Naturais como Instrumento de Análise da Expansão da Fronteira Agrícola na Amazônia, in A Economia Brasileira em Perspectiva – IPEA, 1999.

APÊNDICES E ANEXOS

Apêndice A – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE BI GERAÇÃO TÉRMICA (GWh)

IMPACTO PROINFA - HIPÓTESE BI GERAÇÃO TÉRMICA - GWh	Tx. De Elegibilidade										100%									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			
GWh térmico as - HIP BI (5,5%)*	31.650	39.183	39.183	42.057	45.141	48.452	52.005	55.819	59.912	64.306	69.022	74.084	79.516	85.348	91.607	98.325	105.535			
GWh Fontes Alternativas (FAE)	1.480																			
LB - SIN mínimo -360	555	524	524	516	509	501	494	487	479	472	464	457	449	442	434	427	419			
LB - SIN mínimo(MDL) - 360*	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555			
Tot. Emiss. 1	17.563.333	20.541.054	20.541.054	21.714.035	22.933.692	24.293.692	25.715.814	28.700.947	30.326.660	32.036.461	33.826.461	35.698.418	37.653.418	39.700.418	41.840.418	44.076.418	46.408.418			
Emiss. Evitadas	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534			
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	19.719.519	19.719.519	20.892.500	22.112.158	23.472.158	24.894.280	27.882.413	29.505.127	31.214.927	33.014.927	34.876.884	36.828.884	38.878.884	41.021.884	43.307.884	45.736.884			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)		524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524			
Emiss. Evitadas		1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291			
EV/ET (%)		8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	18.236.228	19.409.209	20.691.449	22.055.449	23.511.449	26.400.122	28.023.636	29.801.636	31.735.636	33.828.636	36.081.636	38.504.636	41.108.636	43.901.636	46.884.636			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)			5302	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524			
Emiss. Evitadas			2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448			
EV/ET (%)			15%	14%	13%	13%	12%	11%	10%	9%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	6%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	16.629.761	18.111.209	19.690.657	21.370.105	23.151.553	25.035.001	27.023.449	29.126.897	31.346.345	33.681.793	36.134.241	38.805.689	41.617.137	44.579.585			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)				5305	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516			
Emiss. Evitadas				2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774			
EV/ET (%)				16%	15%	14%	13%	12%	11%	11%	9%	8%	8%	7%	7%	7%	6%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	15.456.780	17.125.554	18.954.328	20.943.102	23.091.876	25.410.650	27.909.424	30.588.198	33.446.972	36.485.746	39.794.520	43.373.294	47.232.068			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)					509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509			
Emiss. Evitadas					2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334			
EV/ET (%)					14%	13%	12%	11%	10%	9%	9%	7%	7%	6%	6%	6%	5%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.615.111	18.573.445	20.721.779	23.060.113	25.588.447	28.306.781	31.215.115	34.323.449	37.641.783	41.170.117	44.998.451	49.136.785	53.585.119			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)					4737	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501	501			
Emiss. Evitadas					2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117			
EV/ET (%)					17%	17%	15%	14%	13%	11%	10%	10%	8%	7%	7%	7%	6%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.941.221	21.316.338	23.891.455	26.566.572	29.341.689	32.226.806	35.321.923	38.647.040	42.192.157	45.967.274	50.002.391	54.347.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)						5027	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494	494			
Emiss. Evitadas						2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266			
EV/ET (%)						19%	17%	17%	15%	13%	12%	11%	10%	8%	8%	7%	7%			
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.830.923	39.246.040	42.881.157	46.756.274	50.901.391	55.346.508			
GWh Fontes Alternativas (FAE)																				
LB - SIN mínimo(MDL)																				
Emiss. Evitadas																				
EV/ET (%)																				
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	13.890.987	16.266.104	18.749.221	21.324.338	24.000.455	26.775.572	29.650.689	32.635.806	35.83								

IMPACTO PROINFA : HIPÓTESIS

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
GWh térmico as - HIP BI (5,5%,3'	113.275	121.582	130.498	140.068	150.340	161.366	173.199	185.901	
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo -360	412	405	397	390	382	375	367	360	
LB - SIN mínimo(MDL) - 360*	434	434	434	434					
Tot. Emis. 1	46.669.287	49.186.005	*****	*****	*****	*****	*****	*****	955.523.781
Emis. Evitadas	643.029	643.029	643.029	643.029					15.293.582
EV/ET (%)	1%	1%	1%	1%					
Tot. Emis. pe	46.026.258	48.542.976	*****	*****	*****	*****	*****	*****	940.230.199
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427				
Emis. Evitadas	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905				28.326.608
EV/ET (%)	3%	2%	2%	2%	2%				
Tot. Emis. pe	44.818.353	47.335.071	*****	*****	*****	*****	*****	*****	911.903.591
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	419	419	419	419	419	419			
Emis. Evitadas	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311			52.508.246
EV/ET (%)	5%	5%	4%	4%	4%	4%			
Tot. Emis. pe	42.597.042	45.113.760	*****	*****	*****	*****	*****	*****	859.395.345
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	412	412	412	412	412	412	412		
Emis. Evitadas	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593		51.691.540
EV/ET (%)	5%	5%	5%	4%	4%	4%	3%		
Tot. Emis. pe	40.413.449	42.930.167	*****	*****	*****	*****	*****	*****	807.703.805
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	457	405	405	405	405	405	405	405	
Emis. Evitadas	1.937.135	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	40.679.836
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	38.476.314	41.214.231	*****	*****	*****	*****	*****	*****	767.023.969
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	449	449	397	397	397	397	397	397	
Emis. Evitadas	2.128.084	2.128.084	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	42.805.980
EV/ET (%)	6%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	36.348.230	39.086.147	*****	*****	*****	*****	*****	*****	724.217.989
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	442	442	442	390	390	390	390	390	
Emis. Evitadas	2.221.089	2.221.089	2.221.089	1.958.912	1.958.912	1.958.912	1.958.912	1.958.912	42.725.053
EV/ET (%)	6%	6%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	34.127.141	36.865.058	*****	*****	*****	*****	*****	*****	681.492.936
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	434	434	434	382	382	382	382	382	
Emis. Evitadas	2.226.441	2.226.441	2.226.441	2.226.441	1.959.124	1.959.124	1.959.124	1.959.124	40.877.883
EV/ET (%)	7%	6%	6%	5%	4%	4%	4%	3%	
Tot. Emis. pe	31.900.700	34.638.617	*****	*****	*****	*****	*****	*****	640.615.053
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427	375	375	375	
Emis. Evitadas	1.080.333	1.080.333	1.080.333	1.080.333	1.080.333	948.359	948.359	948.359	18.893.548
EV/ET (%)	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	30.820.367	33.558.285	*****	*****	*****	*****	*****	*****	621.721.505
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	419	419	419	419	419	419	367	367	
Emis. Evitadas	1.093.324	1.093.324	1.093.324	1.093.324	1.093.324	1.093.324	957.391	957.391	18.172.842
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	29.727.043	32.464.961	*****	*****	*****	*****	*****	*****	603.548.663
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	412	412	412	412	412	412	412	360	
Emis. Evitadas	1.106.122	1.106.122	1.106.122	1.106.122	1.106.122	1.106.122	1.106.122	967.626	17.433.406
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	28.620.922	31.358.839	*****	*****	*****	*****	*****	*****	586.115.258
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	456	404	404	404	404	404	404	404	
Emis. Evitadas	1.259.729	1.118.074	1.118.074	1.118.074	1.118.074	1.118.074	1.118.074	1.118.074	16.644.619
EV/ET (%)	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	27.361.192	30.240.785	*****	*****	*****	*****	*****	*****	569.470.638
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	448	448	397	397	397	397	397	397	
Emis. Evitadas	1.276.677	1.276.677	1.130.772	1.130.772	1.130.772	1.130.772	1.130.772	1.130.772	15.721.375
EV/ET (%)	5%	4%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	26.084.515	28.964.088	*****	*****	*****	*****	*****	*****	553.749.263
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	441	441	441	390	390	390	390	390	
Emis. Evitadas	1.293.509	1.293.509	1.293.509	1.143.226	1.143.226	1.143.226	1.143.226	1.143.226	14.770.694
EV/ET (%)	5%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	24.791.006	27.670.579	*****	*****	*****	*****	*****	*****	538.978.569
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	434	434	434	382	382	382	382	382	
Emis. Evitadas	1.310.201	1.310.201	1.310.201	1.310.201	1.155.410	1.155.410	1.155.410	1.155.410	13.793.049
EV/ET (%)	5%	5%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	
Tot. Emis. pe	23.480.805	26.360.378	*****	*****	*****	*****	*****	*****	525.185.520
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427	375	375	375	
Emis. Evitadas	1.328.673	1.328.673	1.328.673	1.328.673	1.328.673	1.166.363	1.166.363	1.166.363	12.799.798
EV/ET (%)	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	2%	
Tot. Emis. pe	22.152.132	25.031.705	*****	*****	*****	*****	*****	*****	512.385.722
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	419	419	419	419	419	419	368	368	
Emis. Evitadas	1.344.650	1.344.650	1.344.650	1.344.650	1.344.650	1.344.650	1.178.856	1.178.856	11.770.263
EV/ET (%)	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	2%	
Tot. Emis. pe	20.807.482	23.687.055	*****	*****	*****	*****	*****	*****	500.615.459
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	412	412	412	412	412	412	412	360	
Emis. Evitadas	1.359.202	1.359.202	1.359.202	1.359.202	1.359.202	1.359.202	1.359.202	1.190.058	10.704.470
EV/ET (%)	7%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	2%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	22.327.853	*****	*****	*****	*****	*****	*****	489.910.988
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	404	404	404	404	404	404	404	404	
Emis. Evitadas	1.375.090	1.375.090	1.375.090	1.375.090	1.375.090	1.375.090	1.375.090	1.375.090	9.625.627
EV/ET (%)	6%	5%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	20.952.763	*****	*****	*****	*****	*****	*****	480.285.362
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	397	397	397	397	397	397	397	397	
Emis. Evitadas	1.390.707	1.390.707	1.390.707	1.390.707	1.390.707	1.390.707	1.390.707	1.390.707	8.344.243
EV/ET (%)	6%	5%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	20.952.763	*****	*****	*****	*****	*****	*****	471.941.118
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	390	390	390	390	390	390	390	390	
Emis. Evitadas	1.406.024	1.406.024	1.406.024	1.406.024	1.406.024	1.406.024	1.406.024	1.406.024	7.030.122
EV/ET (%)	5%	5%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	20.952.763	*****	*****	*****	*****	*****	*****	464.910.996
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	382	382	382	382	382	382	382	382	
Emis. Evitadas	1.421.009	1.421.009	1.421.009	1.421.009	1.421.009	1.421.009	1.421.009	1.421.009	5.684.036
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	20.952.763	*****	*****	*****	*****	*****	*****	459.226.961
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	375	375	375	375	375	375	375	375	
Emis. Evitadas	1.435.627	1.435.627	1.435.627	1.435.627	1.435.627	1.435.627	1.435.627	1.435.627	4.306.882
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	20.952.763	*****	*****	*****	*****	*****	*****	454.920.079
GWh Fuentes Alternativas (FAE)									
LB - SIN mínimo(MDL)	367	367	367	367	367	367	367	367	
Emis. Evitadas	1.448.140	1.448.140	1.448.140	1.448.140	1.448.140	1.448.140	1.448.140	1.448.140	2.896.281
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Tot. Emis. pe	19.448.280	2							

Apêndice B – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE II GERAÇÃO TÉRMICA (GWh)

IMPACTO PROINFA - HIPÓTESE II GERAÇÃO TÉRMICA - GWh	Tx. De Elegibilidade										100%				
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GWh térmico ae - HIP II	31.650	39.183	39.183	43.481	48.249	53.541	59.412	65.928	73.158	81.181	90.084	99.964	110.927	123.092	136.591
GWh Fontes Alternativas (FAE)	1.480														
LB - SIN mínimo	555	524	524	516	509	501	494	487	479	472	464	457	449	442	434
LB - SIN mínimo(MDL)	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
Tot. Emiss. 1	17.563.333	20.541.054	20.541.054	22.449.075	24.551.579	26.845.241	29.346.701	32.073.951	35.046.430	38.285.125	41.812.675	45.653.484	49.833.837	54.382.013	59.328.411
Emiss. Evitadas	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534	821.534
EVET (%)	5%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	19.719.519	19.719.519	21.627.541	23.730.045	26.023.707	28.525.167	31.353.717	34.326.196	37.564.891	41.092.440	44.933.250	49.113.603	53.661.778	58.685.381
GWh Fontes Alternativas (FAE)		2.829													
LB - SIN mínimo(MDL)		524	524	524	524	524	524	524	479	479	479	479	479	479	479
Emiss. Evitadas		1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.483.291	1.355.462	1.355.462	1.355.462	1.355.462	1.355.462	1.355.462	1.355.462
EVET (%)		8%	8%	7%	6%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	2%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	18.236.228	20.144.250	22.246.754	24.540.416	27.041.876	29.870.426	32.970.734	36.209.428	39.736.978	43.577.788	47.758.140	52.306.316	57.329.919
GWh Fontes Alternativas (FAE)			5.302												
LB - SIN mínimo(MDL)			524	524	524	524	524	524	524	472	472	472	472	472	472
Emiss. Evitadas			2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.779.448	2.500.418	2.500.418	2.500.418	2.500.418	2.500.418	2.500.418	2.500.418
EVET (%)			15%	14%	12%	11%	10%	9%	8%	7%	6%	6%	5%	5%	4%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	17.364.802	19.467.306	21.760.967	24.262.428	27.090.978	30.191.286	33.709.010	37.236.560	41.077.369	45.257.722	49.805.898	54.829.501
GWh Fontes Alternativas (FAE)				516											
LB - SIN mínimo(MDL)				516	516	516	516	516	516	516	464	464	464	464	464
Emiss. Evitadas				2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.738.774	2.462.138	2.462.138	2.462.138	2.462.138	2.462.138	2.462.138
EVET (%)				16%	14%	13%	11%	10%	9%	8%	7%	6%	5%	5%	4%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	16.728.531	19.022.193	21.523.653	24.352.204	27.452.511	30.970.235	34.774.421	38.615.231	42.795.583	47.343.759	52.367.362
GWh Fontes Alternativas (FAE)					4.242										
LB - SIN mínimo(MDL)					509	509	509	509	509	509	509	509	457	457	457
Emiss. Evitadas					2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	2.158.334	1.937.135	1.937.135	1.937.135
EVET (%)					13%	11%	10%	9%	8%	7%	6%	5%	5%	4%	4%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	16.863.859	19.385.319	22.193.870	25.294.177	28.811.901	32.616.087	36.678.096	40.858.448	45.406.624	50.430.227
GWh Fontes Alternativas (FAE)						4.737									
LB - SIN mínimo(MDL)						501	501	501	501	501	501	501	501	449	449
Emiss. Evitadas						2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.375.117	2.128.084	2.128.084	2.128.084
EVET (%)						14%	12%	11%	9%	8%	7%	6%	5%	5%	4%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	16.990.202	19.818.753	22.919.060	26.436.785	30.240.970	34.302.979	38.730.365	43.278.540	48.302.143
GWh Fontes Alternativas (FAE)							5.027								
LB - SIN mínimo(MDL)							494	494	494	494	494	494	494	442	442
Emiss. Evitadas							2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.483.266	2.221.089	2.221.089
EVET (%)							15%	13%	11%	9%	8%	7%	6%	5%	5%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	17.335.486	20.435.794	23.953.518	27.757.704	31.819.713	36.247.098	41.057.451	46.081.054
GWh Fontes Alternativas (FAE)								5.126							
LB - SIN mínimo(MDL)								487	487	487	487	487	487	487	434
Emiss. Evitadas								2.493.757	2.493.757	2.493.757	2.493.757	2.493.757	2.493.757	2.493.757	2.226.441
EVET (%)								14%	11%	9%	8%	7%	6%	5%	4%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	17.942.037	21.459.761	25.263.947	29.325.955	33.753.341	38.563.694	43.854.613
GWh Fontes Alternativas (FAE)									4.218						
LB - SIN mínimo(MDL)									479	479	479	479	479	479	479
Emiss. Evitadas									2.020.510	2.020.510	2.020.510	2.020.510	2.020.510	2.020.510	2.020.510
EVET (%)									11%	9%	8%	7%	6%	5%	5%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	19.439.251	23.243.437	27.305.446	31.732.831	36.543.184	41.834.103
GWh Fontes Alternativas (FAE)										4.429					
LB - SIN mínimo(MDL)										472	472	472	472	472	472
Emiss. Evitadas										2.088.542	2.088.542	2.088.542	2.088.542	2.088.542	2.088.542
EVET (%)										11%	9%	8%	7%	6%	5%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	21.154.895	25.216.904	29.644.289	34.454.642	39.745.561
GWh Fontes Alternativas (FAE)											4.650				
LB - SIN mínimo(MDL)											464	464	464	464	464
Emiss. Evitadas											2.158.326	2.158.326	2.158.326	2.158.326	2.158.326
EVET (%)											10%	9%	7%	6%	5%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	18.996.569	23.058.578	27.485.963	32.296.316	37.587.235
GWh Fontes Alternativas (FAE)												4.883			
LB - SIN mínimo(MDL)												456	456	456	456
Emiss. Evitadas												2.224.243	2.224.243	2.224.243	2.224.243
EVET (%)												10%	8%	7%	6%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	18.996.569	20.834.335	25.261.721	30.072.073	35.362.993
GWh Fontes Alternativas (FAE)													5.127		
LB - SIN mínimo(MDL)													448	448	448
Emiss. Evitadas													2.297.938	2.297.938	2.297.938
EVET (%)													9%	8%	6%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	18.996.569	20.834.335	22.963.783	27.774.136	33.065.055
GWh Fontes Alternativas (FAE)														5.383	
LB - SIN mínimo(MDL)														441	441
Emiss. Evitadas														2.373.441	2.373.441
EVET (%)														9%	7%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	18.996.569	20.834.335	22.963.783	25.400.694	30.691.614
GWh Fontes Alternativas (FAE)															5.652
LB - SIN mínimo(MDL)															434
Emiss. Evitadas															2.450.751
EVET (%)															8%
Tot. Emiss. pe	16.741.798	18.236.228	15.456.780	14.626.027	14.570.197	14.488.742	14.506.936	14.841.729	15.921.527	17.350.709	18.996.569	20.834.335	22.963.783	25.400.694	28.240.863

IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
GWh técnico ae - HIP II	151.571	168.194	186.639	207.108	229.821	255.025	282.993	314.029	348.468	386.684	
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo	427	419	412	405	397	390	382	375	367	360	
LB - SIN mínimo(MDL)	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	
Tot. Emiss. 1	64.705.674	70.548.817	76.895.349	83.785.408	91.261.876	99.370.508	108.160.039	117.682.292	127.992.266	139.148.212	1.497.804.403
Emiss. Evitadas	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	643.029	15.293.582
EV/ET (%)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	64.062.645	69.905.788	76.252.320	83.142.379	90.618.847	98.727.479	108.160.039	117.682.292	127.992.266	139.148.212	1.482.510.821
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	
Emiss. Evitadas	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	1.207.905	28.326.608
EV/ET (%)	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	62.854.740	68.697.883	75.044.415	81.934.474	89.410.942	97.519.574	106.952.134	117.682.292	127.992.266	139.148.212	1.454.184.213
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	472	419	419	419	419	419	419	419	419	419	
Emiss. Evitadas	2.500.418	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	2.221.311	52.508.246
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	60.354.322	66.476.571	72.823.104	79.713.163	87.189.631	95.298.263	104.730.823	115.460.981	127.992.266	139.148.212	1.401.675.967
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	464	464	412	412	412	412	412	412	412	412	
Emiss. Evitadas	2.462.138	2.462.138	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	2.183.593	51.691.540
EV/ET (%)	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	57.892.183	64.014.433	70.639.511	77.529.570	85.006.038	93.114.670	102.547.230	113.277.388	125.808.673	139.148.212	1.349.984.427
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	457	457	457	405	405	405	405	405	405	405	
Emiss. Evitadas	1.937.135	1.937.135	1.937.135	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	1.715.936	40.679.836
EV/ET (%)	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	
Tot. Emiss. pe	55.955.048	62.077.298	68.702.376	75.813.634	83.290.102	91.398.734	100.831.294	111.561.452	124.092.737	137.432.276	1.309.304.591
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	449	449	449	449	397	397	397	397	397	397	
Emiss. Evitadas	2.128.084	2.128.084	2.128.084	2.128.084	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	1.880.596	42.805.980
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	
Tot. Emiss. pe	53.826.964	59.949.214	66.574.292	73.685.550	81.409.506	89.518.138	98.950.698	109.680.856	122.212.141	135.551.680	1.266.498.611
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	442	442	442	442	442	390	390	390	390	390	
Emiss. Evitadas	2.221.089	2.221.089	2.221.089	2.221.089	2.221.089	1.958.912	1.958.912	1.958.912	1.958.912	1.958.912	42.725.053
EV/ET (%)	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	1%	
Tot. Emiss. pe	51.605.875	57.728.125	64.353.203	71.464.460	79.188.416	87.559.225	96.991.786	107.721.943	120.253.229	133.592.768	1.223.773.558
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	434	434	434	434	434	434	382	382	382	382	
Emiss. Evitadas	2.226.441	2.226.441	2.226.441	2.226.441	2.226.441	2.226.441	1.959.124	1.959.124	1.959.124	1.959.124	40.877.883
EV/ET (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	49.379.434	55.501.684	62.126.762	69.238.020	76.961.976	85.332.785	95.032.661	105.762.819	118.294.104	131.633.643	1.182.895.675
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427	427	375	375	375	375	
Emiss. Evitadas	1.800.554	1.800.554	1.800.554	1.800.554	1.800.554	1.800.554	1.800.554	1.580.599	1.580.599	1.580.599	31.489.247
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	47.578.880	53.701.130	60.326.208	67.437.465	75.161.421	83.532.230	93.232.107	104.182.220	116.713.505	130.053.044	1.151.406.428
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	472	419	419	419	419	419	419	419	367	367	
Emiss. Evitadas	2.088.542	1.857.589	1.857.589	1.857.589	1.857.589	1.857.589	1.857.589	1.857.589	1.626.636	1.626.636	30.876.187
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	45.490.338	51.843.541	58.468.619	65.579.876	73.303.832	81.674.641	91.374.518	102.324.631	115.086.869	128.426.408	1.120.530.241
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	464	464	412	412	412	412	412	412	412	367	
Emiss. Evitadas	2.158.326	2.158.326	1.915.825	1.915.825	1.915.825	1.915.825	1.915.825	1.915.825	1.915.825	1.675.940	30.195.007
EV/ET (%)	5%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	1%	
Tot. Emiss. pe	43.332.012	49.685.215	56.552.794	63.664.051	71.388.007	79.758.816	89.458.693	100.408.806	113.171.044	126.750.461	1.090.335.234
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	456	456	456	404	404	404	404	404	404	404	
Emiss. Evitadas	2.224.243	2.224.243	2.224.243	1.974.128	1.974.128	1.974.128	1.974.128	1.974.128	1.974.128	1.974.128	29.388.596
EV/ET (%)	5%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	41.107.769	47.460.972	54.328.551	61.689.923	69.413.879	77.784.688	87.484.564	98.434.677	111.196.916	124.776.333	1.060.946.638
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	448	448	448	448	397	397	397	397	397	397	
Emiss. Evitadas	2.297.938	2.297.938	2.297.938	2.297.938	2.035.318	2.035.318	2.035.318	2.035.318	2.035.318	2.035.318	28.297.468
EV/ET (%)	6%	5%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	38.809.832	45.163.035	52.030.613	59.391.985	67.378.561	75.749.370	85.449.247	96.399.360	109.161.598	122.741.015	1.032.649.170
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	441	441	441	441	390	390	390	390	390	390	
Emiss. Evitadas	2.373.441	2.373.441	2.373.441	2.373.441	2.097.690	2.097.690	2.097.690	2.097.690	2.097.690	2.097.690	27.102.542
EV/ET (%)	6%	5%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	36.436.390	42.789.593	49.657.172	57.018.544	65.005.120	73.651.680	83.351.556	94.301.669	107.063.908	120.643.325	1.005.546.628
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	434	434	434	434	434	434	382	382	382	382	
Emiss. Evitadas	2.450.751	2.450.751	2.450.751	2.450.751	2.450.751	2.450.751	2.161.212	2.161.212	2.161.212	2.161.212	25.800.105
EV/ET (%)	7%	6%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	33.985.639	40.338.842	47.206.421	54.567.793	62.554.369	71.200.929	81.190.344	92.140.457	104.902.695	118.482.113	979.746.522
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	427	427	427	427	427	427	427	375	375	375	
Emiss. Evitadas	2.533.561	2.533.561	2.533.561	2.533.561	2.533.561	2.533.561	2.533.561	2.224.062	2.224.062	2.224.062	24.407.112
EV/ET (%)	7%	6%	5%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	31.452.078	37.805.281	44.672.860	52.034.232	60.020.808	68.667.368	78.656.783	89.916.395	102.678.634	116.258.051	955.339.411
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	419	419	419	419	419	419	419	419	368	368	
Emiss. Evitadas	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.613.814	2.291.532	2.291.532	22.879.763
EV/ET (%)	7%	6%	6%	5%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	31.452.078	35.191.467	42.059.046	49.420.418	57.406.994	66.053.554	76.042.969	87.302.581	100.387.102	113.966.519	932.459.648
GWh Fontes Alternativas (FAE)											
LB - SIN mínimo(MDL)	412	412	412	412	412	412	412	412	412	360	
Emiss. Evitadas	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.693.403	2.358.226	21.212.048
EV/ET (%)</											

Apêndice C – IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE AI GERAÇÃO TÉRMICA (GWh)

IMPACTO PROINFA : HIPÓTESE

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
GWh término ae - HIP AI(6,3%)	280.028	309.363	341.770	377.573	417.126	460.822	509.095	562.426	621.343	686.432	
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo	438	429	421	412	403	394	385	377	368	359	
Tot. Emiss. 1	122.719.664	132.846.643	143.748.644	155.476.914	168.084.928	181.628.300	196.164.643	211.753.371	228.455.455	246.333.088	2.811.548.958
LB - SIN máximo(MDL)	447	447	447	447	447	447	447	447	447	447	
Emiss. Evitadas	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	661.846	15.965.377
EV/ET (%)	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Tot. Emiss. pe	122.057.819	132.184.797	143.086.799	154.815.068	167.423.082	180.966.455	196.164.643	211.753.371	228.455.455	246.333.088	2.795.583.581
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	
Emiss. Evitadas	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	1.239.991	29.544.685
EV/ET (%)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	120.817.827	130.944.806	141.846.807	153.575.077	166.183.091	179.726.464	194.924.651	211.753.371	228.455.455	246.333.088	2.766.038.896
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	491	429	429	429	429	429	429	429	429	429	
Emiss. Evitadas	2.604.125	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	2.276.781	54.688.939
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	118.213.702	128.668.025	139.570.027	151.298.296	163.906.310	177.449.683	192.647.871	209.476.591	228.455.455	246.333.088	2.711.349.957
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	482	482	421	421	421	421	421	421	421	421	
Emiss. Evitadas	2.558.629	2.558.629	2.231.122	2.231.122	2.231.122	2.231.122	2.231.122	2.231.122	2.231.122	2.231.122	53.731.218
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	115.655.072	126.109.396	137.338.904	149.067.174	161.675.188	175.218.561	190.416.748	207.245.468	226.224.333	246.333.088	2.657.618.738
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	474	474	474	412	412	412	412	412	412	412	
Emiss. Evitadas	2.327.048	2.327.048	2.327.048	2.023.635	2.023.635	2.023.635	2.023.635	2.023.635	2.023.635	2.023.635	48.868.003
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	113.328.025	123.782.348	135.011.857	147.043.539	159.651.553	173.194.926	188.393.113	205.221.833	224.200.698	244.309.453	2.608.750.736
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	465	465	465	465	403	403	403	403	403	403	
Emiss. Evitadas	2.502.914	2.502.914	2.502.914	2.502.914	2.170.377	2.170.377	2.170.377	2.170.377	2.170.377	2.170.377	50.390.820
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	110.825.110	121.279.434	132.508.942	144.540.624	157.481.176	171.024.548	186.222.736	203.051.456	222.030.320	242.139.076	2.558.359.916
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	456	456	456	456	456	394	394	394	394	394	
Emiss. Evitadas	2.745.338	2.745.338	2.745.338	2.745.338	2.745.338	2.373.536	2.373.536	2.373.536	2.373.536	2.373.536	52.905.019
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	108.079.773	118.534.096	129.763.605	141.795.287	154.735.838	168.651.013	183.849.201	200.677.920	219.656.785	239.765.540	2.505.454.896
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	447	447	447	447	447	447	385	385	385	385	
Emiss. Evitadas	2.869.629	2.869.629	2.869.629	2.869.629	2.869.629	2.869.629	2.473.327	2.473.327	2.473.327	2.473.327	52.842.228
EV/ET (%)	3%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	105.210.144	115.664.467	126.893.976	138.925.658	151.866.209	165.781.384	181.375.874	198.204.594	217.183.458	237.292.213	2.452.612.668
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	438	438	438	438	438	438	438	377	377	377	
Emiss. Evitadas	2.522.799	2.522.799	2.522.799	2.522.799	2.522.799	2.522.799	2.522.799	2.167.383	2.167.383	2.167.383	44.309.244
EV/ET (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	102.687.345	113.141.669	124.371.177	136.402.859	149.343.410	163.258.585	178.853.075	196.037.211	215.016.076	235.124.831	2.408.303.424
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	491	429	429	429	429	429	429	429	368	368	
Emiss. Evitadas	3.005.570	2.627.763	2.627.763	2.627.763	2.627.763	2.627.763	2.627.763	2.627.763	2.249.955	2.249.955	43.933.239
EV/ET (%)	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%	
Tot. Emiss. pe	99.681.775	110.513.906	121.743.414	133.775.096	146.715.648	160.630.822	176.225.312	193.409.449	212.766.120	232.874.876	2.364.370.185
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	482	482	421	421	421	421	421	421	421	359	
Emiss. Evitadas	3.137.548	3.137.548	2.735.939	2.735.939	2.735.939	2.735.939	2.735.939	2.735.939	2.735.939	2.334.330	43.448.740
EV/ET (%)	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	
Tot. Emiss. pe	96.544.227	107.376.358	119.007.475	131.039.158	143.979.709	157.894.884	173.489.374	190.673.510	210.030.181	230.540.546	2.320.921.445
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	474	474	474	412	412	412	412	412	412	412	
Emiss. Evitadas	3.274.227	3.274.227	3.274.227	2.847.316	2.847.316	2.847.316	2.847.316	2.847.316	2.847.316	2.847.316	42.850.796
EV/ET (%)	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	93.270.000	104.102.131	115.733.249	128.191.842	141.132.393	155.047.568	170.642.058	187.826.194	207.182.866	227.693.230	2.278.070.648
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	465	465	465	465	403	403	403	403	403	403	
Emiss. Evitadas	3.415.673	3.415.673	3.415.673	3.415.673	2.961.867	2.961.867	2.961.867	2.961.867	2.961.867	2.961.867	41.680.917
EV/ET (%)	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	89.854.327	100.686.458	112.317.576	124.776.168	138.170.526	152.085.700	167.680.190	184.864.326	204.220.998	224.731.363	2.236.389.731
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	456	456	456	456	394	394	394	394	394	394	
Emiss. Evitadas	3.561.947	3.561.947	3.561.947	3.561.947	3.561.947	3.079.551	3.079.551	3.079.551	3.079.551	3.079.551	40.331.386
EV/ET (%)	4%	4%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	86.292.380	97.124.511	108.755.629	121.214.221	134.608.579	149.006.149	164.600.639	181.784.775	201.141.447	221.651.812	2.196.058.345
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	447	447	447	447	447	447	385	385	385	385	
Emiss. Evitadas	3.713.094	3.713.094	3.713.094	3.713.094	3.713.094	3.713.094	3.200.308	3.200.308	3.200.308	3.200.308	38.792.892
EV/ET (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	82.579.285	93.411.416	105.042.534	117.501.127	130.895.484	145.293.055	161.400.331	178.584.467	197.941.139	218.451.504	2.157.265.453
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	438	438	438	438	438	438	438	377	377	377	
Emiss. Evitadas	3.869.149	3.869.149	3.869.149	3.869.149	3.869.149	3.869.149	3.869.149	3.324.057	3.324.057	3.324.057	37.056.214
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	78.710.136	89.542.267	101.173.385	113.631.978	127.026.335	141.423.906	157.531.182	175.260.411	194.617.082	215.127.447	2.120.209.239
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	429	429	429	429	429	429	429	429	368	368	
Emiss. Evitadas	4.030.129	4.030.129	4.030.129	4.030.129	4.030.129	4.030.129	4.030.129	4.030.129	3.450.696	3.450.696	35.112.298
EV/ET (%)	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%	
Tot. Emiss. pe	78.710.136	85.512.138	97.143.256	109.601.848	122.996.206	137.393.776	153.501.053	171.230.281	191.166.386	211.676.751	2.085.096.941
GWh Fuentes Alternativas (FAE)											
LB - SIN máximo(MDL)	421	421	421	421	421	421	421	421	421	359	
Emiss. Evitadas		4.196.036	4.196.036	4.196.036	4.196.036	4.196.					

Anexo A – Tabela SPM-2

Tabela SPM-2: Capacidade de adaptação regional, vulnerabilidade e preocupações-chave.a,b

Região	Capacidade de Adaptação, Vulnerabilidade e Preocupações-chave
África	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação de sistemas humanos na África é baixa devido à falta de recursos econômicos e tecnologia, e a vulnerabilidade é alta devido a agricultura de sequeiro, secas e inundações frequentes e a pobreza. [5.1.7] • A previsão é de redução no rendimento dos grãos em muitos dos cenários, reduzindo a segurança alimentar, particularmente em países importadores de alimentos (<i>média a alta confiabilidade</i>). [5.1.3] • Os principais rios da África são altamente sensíveis a variações do clima; o <i>runoff</i>¹⁷⁷ médio e disponibilidade de água diminuiriam em países mediterrâneos e meridionais de África (<i>média confiabilidade</i>). [5.1.1] • Extensão da amplitude de doenças infecto-contagiosas deverão afetar a saúde humana na África (<i>média confiabilidade</i>). [5.1.4] • A desertificação deverá ser exacerbada pelas reduções das médias anuais de chuvas, <i>runoff</i> e umidade do solo, especialmente no norte e oeste da África meridional (<i>média confiabilidade</i>). [5.1.6] • Aumento das secas, inundações e outros eventos extremos podem somar-se à falta de recursos hidráulicos, segurança alimentar, saúde humana e infra-estrutura, podendo restringir o desenvolvimento da África. (<i>alta confiabilidade</i>). [5.1] • Extinções de espécies de plantas e animais são previstas, podendo impactar o sustento rural, turismo e recursos genéticos (<i>média confiabilidade</i>). [5.1.3] • Comunidades costeiras, por exemplo, Golfo de Guiné, Senegal, Gâmbia, Egito e ao longo da costa do sudeste africano seriam impactados adversamente através da subida do nível do mar por inundação e erosão litoral (<i>alta confiabilidade</i>). [5.1.5]
Ásia	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação dos sistemas humanos é baixa e a vulnerabilidade é alta nos países em desenvolvimento da Ásia; os países desenvolvidos da Ásia estão mais aptos a se adaptar e são menos vulneráveis. (<i>alta confiabilidade</i>). [5.2.7] • Eventos extremos têm aumentado na Ásia tropical e temperada, incluindo inundações, secas, incêndios florestais e ciclones tropicais (<i>alta confiabilidade</i>). [5.2.4] • Decréscimos na produtividade agrícola e na aquacultura devido à falta de água e de recursos térmicos, aumento do nível do mar, inundações e secas, e ciclones tropicais podem diminuir a segurança alimentar em muitos países da Ásia árida, tropical e temperada; a agricultura poderá expandir e aumentar a produtividade nas áreas do norte (<i>média confiabilidade</i>). [5.2.1] • O <i>runoff</i> e a disponibilidade de água devem reduzir nas regiões árida e semi-árida mas devem aumentar no norte da Ásia (<i>média confiabilidade</i>). [5.2.3] • A saúde humana deverá ser ameaçada por um possível aumento da exposição a doenças infecto-contagiosas e excesso de calor em partes da Ásia (<i>média confiabilidade</i>). [5.2.6] • O aumento do nível do mar e o aumento da intensidade dos ciclones tropicais poderão deslocar dezenas de milhões de pessoas das áreas costeiras da Ásia tropical e temperada; o aumento da intensidade das chuvas aumentaria o risco de inundação na Ásia tropical e temperada (<i>alta confiabilidade</i>). [5.2.5 e Tabela TS-8] • As mudanças climáticas aumentariam a demanda por energia, diminuiriam a atração do turismo e influenciariam os transportes em algumas regiões da Ásia (<i>média confiabilidade</i>). [5.2.4 e 5.2.7] • As mudanças climáticas exacerbariam as ameaças à biodiversidade devido ao uso da Terra e cobertura da terra e pressão populacional na Ásia (<i>média confiabilidade</i>). O aumento do nível do mar colocaria a segurança ecológica em risco, incluindo os manguezais e recifes de corais (<i>alta confiabilidade</i>). [5.2.2]

¹⁷⁷ Água não absorvida pelo solo.

	<ul style="list-style-type: none"> • Movimento de <i>poleward</i> do limite sul das zonas <i>permafrost</i>¹⁷⁸ da Ásia resultaria em uma mudança do thermokarst e erosão térmica com impactos negativos na infraestrutura social e nas indústrias. (<i>média confiabilidade</i>). [5.2.2]
Austrália e Nova Zelândia	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação dos sistemas humanos é geralmente alta, mas existem grupos na Austrália e Nova Zelândia, como os indígenas em algumas regiões, com baixa capacidade de adaptação e consequentemente alta vulnerabilidade. [5.3 e 5.3.5] • O impacto líquido em algumas culturas de clima temperado das mudanças no índice de CO₂ deverão inicialmente ser benéficos, mas este saldo deverá ser negativo em algumas áreas e culturas com maiores mudanças climáticas (<i>média confiabilidade</i>) [5.3.3] • É provável que a água torne-se um assunto chave (<i>alta confiabilidade</i>) devido à tendência de seca projetada para grande parte da região e mudança para um estado mais parecido com o El Niño. [5.3 e 5.3.1] • Aumento na intensidade de chuvas pesadas e ciclones tropicais (<i>média confiabilidade</i>), e mudanças regionais específicas na frequência dos ciclones tropicais, alterariam os riscos de vida, propriedade, de inundações nos ecossistemas, tempestades e danos provocados pelo vento. [5.3.4] • Algumas espécies com nichos climáticos restritos e que não conseguem migrar para outro local devido a fragmentação do terreno, diferenças no solo, ou topografia, estariam em perigo ou com risco de extinção (<i>alta confiabilidade</i>). Ecossistemas australianos que são particularmente vulneráveis às mudanças climáticas incluem recifes de corais, habitats áridos e semi-áridos do sudoeste e do interior da Austrália e os sistemas alpinos australianos. Pântanos de água doce em zonas litorâneas da Austrália e Nova Zelândia são vulneráveis e alguns ecossistemas de Nova Zelândia são vulneráveis a invasão acelerada por ervas daninhas. [5.3.2]
Europa	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação para sistemas humanos é geralmente alta na Europa; a Europa meridional e na região do Ártico são mais vulneráveis do que outras partes da Europa. [5.4 e 5.4.6] • É provável que o <i>runoff</i> de verão, a disponibilidade de água e a umidade do solo diminuam na Europa meridional, aumentando as diferenças entre o Norte e o Sul-“propenso à seca” (<i>alta confiabilidade</i>). [5.4.1] • Metade das geleiras alpinas e uma grande área <i>permafrost</i> poderão desaparecer no final do século 21 (<i>média confiabilidade</i>). [5.4.1] • O perigo de inundação de rios aumentará em grande parte da Europa (<i>média a alta confiabilidade</i>); em áreas costeiras, o risco de inundação, erosão e perda de pântanos irá crescer substancialmente com implicações para as comunidades, indústrias, turismo, agricultura e habitats naturais costeiros. [5.4.1 e 5.4.4] • Haverão alguns efeitos amplamente positivos na agricultura do Norte da Europa (<i>média confiabilidade</i>); a produtividade irá decrescer no Sul e no Leste da Europa (<i>média confiabilidade</i>). [5.4.3] • Mudanças de zonas bióticas para o Norte e para locais mais altos irão acontecer. A perda de habitats importantes (pântanos, tundra, habitats isolados) irá ameaçar algumas espécies (<i>alta confiabilidade</i>). [5.4.2] • Temperaturas mais altas e ondas de calor podem mudar os destinos turísticos tradicionais no verão e condições de neve menos fidedignas podem impactar adversamente o turismo de inverno (<i>média confiabilidade</i>). [5.4.4]
América Latina	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação de sistemas humanos na América Latina é baixa, particularmente no que diz respeito a eventos climáticos extremos, e a vulnerabilidade é alta. [5.5] • A perda e redução das geleiras iriam impactar adversamente o <i>runoff</i> e o fornecimento de água onde o derretimento de geleira é uma importante fonte de água (<i>alta confiabilidade</i>). [5.5.1] • Inundações e secas tornar-se-ão mais frequentes com as inundações aumentando o carregamento de sedimentos, piorando a qualidade da água em algumas áreas (<i>alta confiabilidade</i>). [5.5] • O aumento na intensidade dos ciclones tropicais alterariam os riscos para vida,

¹⁷⁸ Geleiras permanentes.

	<p>propriedade e para os ecossistemas de chuvas pesadas, inundações, tempestades e danos pelo vento (<i>alta confiabilidade</i>). [5.5]</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prevê-se uma redução no rendimento de colheitas importantes em muitas localidades da América Latina, mesmo levando-se em conta os efeitos do CO₂; a agricultura de subsistência em algumas regiões da América Latina pode ser ameaçada (<i>alta confiabilidade</i>). [5.5.4] • A distribuição geográfica de doenças infecto-contagiosas por mosquito expandiria o poleward para grandes altitudes, e a exposição a doenças como a malária, dengue e cólera aumentaria (<i>média confiabilidade</i>). [5.5.5] • As comunidades costeiras, atividades produtivas, infra-estrutura e ecossistemas de manguezais seriam negativamente afetados pela elevação do nível do mar (<i>média confiabilidade</i>). [5.5.3] • A taxa de perda da biodiversidade aumentaria (<i>alta confiabilidade</i>). [5.5.2]
América do Norte	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação de sistemas humanos é geralmente alta e a vulnerabilidade é baixa na América do Norte, mas algumas comunidades (i.e. povos indígenas e aqueles dependentes de recursos sensíveis ao clima) são mais vulneráveis; as tendências de vulnerabilidade sócio-econômicas e demográficas estão mudando em algumas sub-regiões. [5.6 e 5.6.1] • Algumas culturas se beneficiaram com um modesto aquecimento acompanhado do aumento do CO₂, mas os efeitos iriam variar de acordo entre culturas e regiões (<i>alta confiabilidade</i>), incluindo declínios devido à seca em algumas áreas das Pradarias do Canadá e dos Grandes Planaltos dos Estados Unidos, o aumento da produção de alimentos em áreas do Canadá ao norte das atuais áreas de produção, e o aumento de produção das florestas temperadas (<i>média confiabilidade</i>). Entretanto, os benefícios para as culturas declinariam a uma taxa crescente e possivelmente o saldo seria negativo com mais aquecimento (<i>média confiabilidade</i>). [5.6.4] • As bacias dominadas por neve do oeste da América do Norte experimentariam o pico do fluxo de primavera mais cedo (<i>alta confiabilidade</i>), reduções no fluxo do verão (<i>média confiabilidade</i>) e os lagos com níveis reduzidos e os escoamentos para os Grandes Lagos de St Lawrence na maioria dos cenários (<i>média confiabilidade</i>); respostas adaptáveis compensariam alguns, mas não todos, os impactos em usuários de água e em ecossistemas aquáticos. (<i>média confiabilidade</i>) [5.6.2] • Ecossistemas únicos das pradarias com pântanos, tundra alpina e ecossistemas de água fria estarão correndo risco e não espera-se uma adaptação efetiva (<i>média confiabilidade</i>). [5.6.5] • O aumento do nível do mar resultaria em um crescimento da erosão costeira, inundações nos pântanos litorâneos e aumento no risco de tempestades, particularmente na Flórida e em grande parte da costa atlântica dos Estados Unidos (<i>alta confiabilidade</i>). [5.6.1] • Perdas asseguradas relacionadas ao tempo e anistias concedidas pelo setor público têm crescido na América do Norte; o setor planejamento das seguradoras ainda não incluiu sistematicamente informações de mudanças climáticas, logo existe um potencial para surpresas (<i>alta confiabilidade</i>). [5.6.1] • Doenças transmitidas por mosquitos – incluindo malária, dengue e doença de Lyme – devem aumentar o seu alcance na América do Norte; a qualidade do ar exacerbada e a morbidez e mortalidade pelo estresse do calor poderão ocorrer; fatores socio-econômicos e medidas de saúde públicas representariam um papel grande na determinação da incidência e extensão dos efeitos da saúde.
Polar	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas naturais nas regiões polares são altamente vulneráveis às mudanças climáticas e os ecossistemas atuais têm baixa capacidade de adaptação; comunidades com tecnologias mais desenvolvidas têm uma maior probabilidade de se adaptar prontamente às mudanças climáticas, mas algumas comunidades indígenas, nas quais os estilos de vida tradicionais são seguidos, têm pequena capacidade e poucas opções de adaptação. [5.7] • Espera-se que as mudanças climáticas nas regiões polares estejam entre as mais extensas e mais rápidas do mundo, e causarão os principais danos físicos, ecológicos, sociológicos e impactos econômicos, especialmente no Ártico, Península Antártida e Oceano meridional (<i>alta confiabilidade</i>). [5.7]

	<ul style="list-style-type: none"> • As mudanças no clima que já ocorreram manifestaram-se na diminuição na extensão e na espessura do mar de gelo no Ártico, degelo nas zonas <i>permafrost</i>, erosões costeiras, mudanças nas placas de gelo e alteração da distribuição e abundância das espécies nas regiões polares (<i>alta confiabilidade</i>). [5.7] • Alguns ecossistemas polares deverão adaptar-se através de eventuais substituições pela migração de espécies e mudanças na composição das espécies, e, possivelmente, por eventuais aumentos na produtividade geral; geleiras que servem de habitat para algumas espécies estariam ameaçadas (<i>média confiabilidade</i>). [5.7] • As regiões polares contêm importantes diretrizes nas mudanças climáticas. Uma vez ativadas, elas deverão durar por séculos, muito além de quando as concentrações dos gases do efeito-estufa estiverem estabilizadas, causando impactos irreversíveis nas placas de gelo, na circulação global dos oceanos e aumento no nível do mar (<i>média confiabilidade</i>). [5.7]
Caribe	<ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de adaptação dos sistemas humanos é geralmente baixa no Caribe e a vulnerabilidade é alta; o Caribe provavelmente estão entre os países mais impactados pelas mudanças climáticas. [5.8] • A elevação do nível do mar projetada em 5mm/ano para os próximos 100 anos causaria um aumento na erosão do litoral, perda de terra e propriedade, deslocamento de pessoas, aumento no risco de tempestades, poder de recuperação reduzido de ecossistemas litorâneos, invasão da água salgada nas fontes de água doce e um alto custo para responder e adaptar-se a essas mudanças (<i>alta confiabilidade</i>). [5.8.2 e 5.8.5] • As ilhas com um limitado fornecimento de água estão fortemente vulneráveis aos impactos das mudanças climáticas no equilíbrio da água (<i>alta confiabilidade</i>). [5.8.4] • Os recifes de corais seriam afetados negativamente pelo branqueamento e pelas reduzidas taxas de calcificação provocado pelos altos níveis de CO₂ (<i>média confiabilidade</i>). [4.4 e 5.8.3] • A redução nos ecossistemas litorâneos iriam impactar negativamente os peixes de recifes e ameaçar a atividade pesqueira nos recifes, aqueles que ganham a vida através desta atividade, e aqueles que contam com a pesca como uma fonte importante de alimentação (<i>média confiabilidade</i>). [4.4 e 5.8.4] • A terra cultivável limitada e a salinização do solo torna a agricultura do Caribe, tanto para a produção doméstica de alimentos, quanto para a exportação da safra de caju, altamente vulnerável às mudanças climáticas (<i>média confiabilidade</i>). [5.8.4] • O turismo, uma importante fonte de renda e moeda estrangeira para muitas ilhas, enfrentaria grandes perdas por causa das mudanças climáticas e do aumento do nível do mar (<i>alta confiabilidade</i>). [5.8.5]

^a Porque os estudos disponíveis não empregaram um conjunto comum de cenários de clima e métodos, e por causa de incertezas relativas às sensibilidades e adaptabilidade de sistemas naturais e sociais, a taxa de vulnerabilidade regionais é necessariamente qualitativa.

^b As regiões listadas na Tabela SPM-2 estão graficamente descritas na Figura TS-2 do Sumário Técnico.

Fonte : IPCC, 2000 – Relatório de Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade – Grupo II

Anexo B – Artigo 12 do Protocolo de Quioto

Artigo 12

1. Fica definido um mecanismo de desenvolvimento limpo.
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, assumidos no Artigo 3.
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 quantificados de limitação e redução de emissões, assumidos no Artigo 3, como determinado pela Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo.
4. 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.
5. As reduções de emissões resultantes de cada atividade de projeto devem ser certificadas por entidades operacionais a serem designadas pela Conferência das Partes 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 as que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto.
6. O mecanismo de desenvolvimento limpo deve prestar assistência quanto à obtenção de fundos para atividades certificadas de projetos quando necessário.
7. A Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo deve, em sua primeira sessão, elaborar modalidades e procedimentos com o objetivo de assegurar transparência, eficiência e prestação de contas das atividades de projetos por meio de auditorias e verificações independentes.

8. A Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes deste Protocolo deve assegurar que uma fração dos fundos advindos de atividades de projetos certificadas seja utilizada para cobrir despesas administrativas, assim como assistir às Partes países em desenvolvimento que sejam particularmente vulneráveis aos efeitos adversos da mudança do clima para fazer face aos custos de adaptação.

9. A participação no mecanismo de desenvolvimento limpo, incluindo nas atividades mencionadas no parágrafo 3(a) acima e na aquisição de reduções certificadas de emissão, pode envolver entidades privadas e/ou públicas e deve sujeitar-se a qualquer orientação que possa ser dada pelo conselho executivo do mecanismo de desenvolvimento limpo.

10. Reduções certificadas de emissões obtidas durante o período do ano 2000 até o início do primeiro período de compromisso podem ser utilizadas para auxiliar no cumprimento das responsabilidades relativas ao primeiro período de compromisso

Anexo C – Países do Anexo I do Protocolo de Quioto

Alemanha	Islândia
Austrália	Itália
Áustria	Japão
Belarus *	Letônia *
Bélgica	Liechtenstein **
Bulgária *	Lituânia *
Canadá	Luxemburgo
Comunidade Européia	Mônaco **
Croácia *, **	Noruega
Dinamarca	Nova Zelândia
Eslovaquia *, **	Países Baixos
Eslovênia **	Polônia *
Espanha	Portugal
Estados Unidos da América	Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do
Estônia *	Norte
Federação Russa *	República Tcheca *, **
Finlândia	Romênia *
França	Suécia
Grécia	Suíça
Hungria *	Turquia
Irlanda	Ucrânia *

* Países em processo de transição para uma economia de mercado.

** Nota do Editor: Países que passaram a fazer parte do Anexo I mediante emenda que entrou em vigor no dia 13 de agosto de 1998, em conformidade com a decisão 4/CP.3 adotada na COP 3.

Anexo D – Anexo B do Protocolo de Quioto

Parte	Compromisso de redução ou limitação quantificada de emissões (porcentagem do ano base ou período)
Alemanha	92
Austrália	108
Áustria	92
Bélgica	92
Bulgária*	92
Canadá	94
Comunidade Européia	92
Croácia*	95
Dinamarca	92
Eslováquia*	92
Eslovênia*	92
Espanha	92
Estados Unidos da América	93
Estônia*	92
Federação Russa*	100
Finlândia	92
França	92
Grécia	92
Hungria*	94
Irlanda	92
Islândia	110
Itália	92
Japão	94
Letônia*	92
Liechtenstein	92
Lituânia*	92
Luxemburgo	92
Mônaco	92
Noruega	101
Nova Zelândia	100
Países Baixos	92
Polónia*	94
Portugal	92
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte	92
República Tcheca*	92
Romênia*	92
Suécia	92
Suíça	92
Ucrânia*	100

* Países em processo de transição para uma economia de mercado.

Anexo E – Anexo A do Protocolo de Quioto**Gases de efeito estufa**Dióxido de carbono (CO₂)Metano (CH₄)Óxido de nitrogênio (N₂O)

Hidrofluorcarbonos (HFCs)

Perfluorcarbonos (PFCs)

Hexafluoreto de enxofre (SF₆)**Setores/categorias de fontes**

Energia

Queima de combustível

Setor energético

Indústrias de transformação e de construção

Transporte

Outros setores

Outros

Emissões fugitivas de combustíveis

Combustíveis sólidos

Petróleo e gás natural

Outros

Processos industriais

Produtos minerais

Indústria química

Produção de metais

Outras produções

Produção de halocarbonos e hexafluoreto de enxofre

Consumo de halocarbonos e hexafluoreto de enxofre

Outros

Uso de solventes e outros produtos

Agricultura

Fermentação entérica

Tratamento de dejetos

Cultivo de arroz

Solos agrícolas

Queimadas prescritas de savana

Queima de resíduos agrícolas

Outros

Resíduos

Disposição de resíduos sólidos

Tratamento de esgoto

Incineração de resíduos

Outros

Anexo F – Resoluções nº 36 e nº 37 da CGE**CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA****RESOLUÇÃO Nº 36, DE 15 DE AGOSTO DE 2001.**

Assegura a empreendimentos de geração de energia termelétrica prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT.

O PRESIDENTE DA CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA - GCE, no uso de suas atribuições, por decisão **ad referendum**, ouvidos previamente os membros do núcleo executivo na forma do § 5º do art. 3º da Medida Provisória nº 2.198-4, de 27 de julho de 2001, resolve adotar a seguinte

RESOLUÇÃO :

Art. 1º Ficam asseguradas as prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, instituído pelo Decreto no 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, aos empreendimentos abaixo relacionados, com as respectivas potências estimadas, que atenderam as condições estabelecidas no art. 1º da Resolução da GCE no 23, de 5 de julho de 2001:

- I - UTE FAFEN, no Estado da Bahia - 56 MW;
- II - UTE TERMOBAHIA, no Estado da Bahia - 450 MW;
- III - UTE TERMOPERNAMBUCO, no Estado de Pernambuco - 500 MW;
- IV - UTE ARAUCÁRIA, no Estado do Paraná - 480 MW;
- V - UTE ARJONA, no Estado de Mato Grosso do Sul - 120 MW;
- VI - UTE CANOAS, no Estado do Rio Grande do Sul - 500 MW;
- VII - UTE CORUMBÁ, no Estado de Mato Grosso do Sul - 90 MW;
- VIII - UTE ELETROBOLT, no Estado do Rio de Janeiro - 350 MW;
- IX - UTE IBIRITÉ, no Estado de Minas Gerais - 690 MW;
- X - UTE JUIZ DE FORA, no Estado de Minas Gerais - 103 MW;
- XI - UTE MACAÉ MERCHANT, no Estado do Rio de Janeiro - 870 MW;
- XII - UTE PIRATININGA, no Estado de São Paulo - 600 MW;
- XIII - UTE TERMORIO, no Estado do Rio de Janeiro - 1.036 MW;
- XIV - UTE TRÊS LAGOAS, no Estado de Mato Grosso do Sul - 240 MW; e
- XV - UTE RIOGEN, no Estado do Rio de Janeiro - 500 MW.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

PEDRO PARENTE

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA**RESOLUÇÃO Nº 37, DE 21 DE AGOSTO DE 2001.**

Dispõe sobre a inclusão de empreendimentos de geração de energia elétrica no Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica e assegura prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT.

O PRESIDENTE DA CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA - GCE, no uso de suas atribuições, por decisão **ad referendum**, ouvidos previamente os membros do núcleo executivo na forma do § 5º do art. 3º da Medida Provisória nº 2.198-4, de 27 de julho de 2001, e considerando que:

o atual quadro desfavorável da situação energética da Região Nordeste impõe a necessidade de realização de obras emergenciais para aumentar a oferta de energia elétrica;

as usinas termelétricas de Bongü e Camaçari da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF estão incluídas no Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, instituído pelo Decreto no 3.371, de 24 de fevereiro de 2000;

o Conselho Nacional de Desestatização - CND, por meio da Resolução nº 41, de 17 de outubro de 2000, autorizou a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF a promover a ampliação e repotenciação das usinas acima referenciadas;

já constam, no orçamento das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, recursos assegurados para a execução desses projetos;

RESOLVE:

Art. 1º Instituir como prioritária e emergencial, dentro do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, a execução dos seguintes empreendimentos de geração de energia elétrica:

I - UTE Bongü, no Estado de Pernambuco - 150 MW; e

II - UTE Camaçari, no Estado da Bahia - 350 MW.

Art. 2º Assegurar as prerrogativas do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, instituído pelo Decreto no 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, aos empreendimentos referidos nesta Resolução, com as respectivas potências estimadas.

Art. 3º Reconhecer o caráter de emergência para execução do projeto de ampliação e repotenciação dos empreendimentos de geração, relacionados nesta Resolução, para operação de suas unidades com gás natural, com base, no que couber, no disposto nos arts. 7º, 8º e 9º da Medida Provisória nº 2.198-4, de 2001, visando à implementação do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.

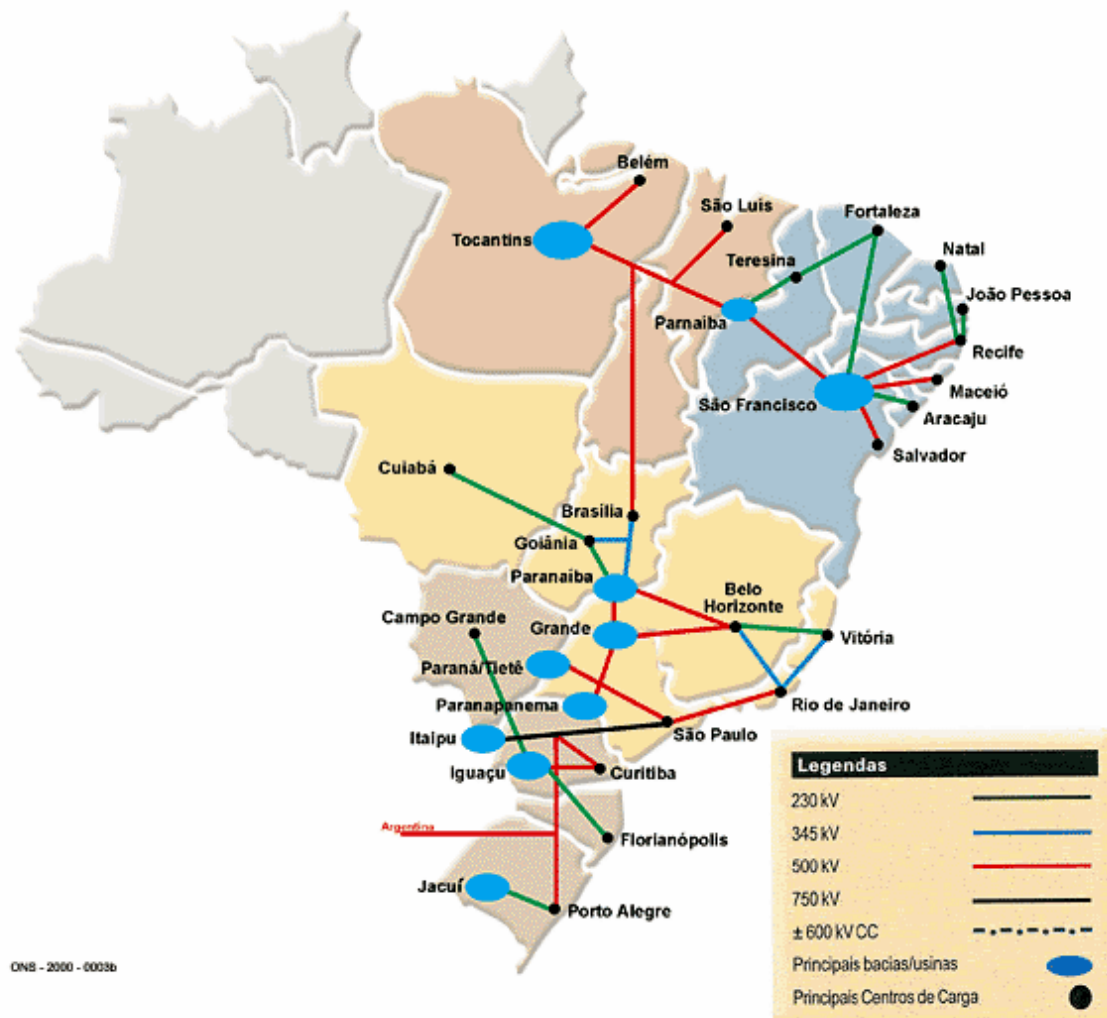
Art. 4º Determinar que o Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, adote as providências necessárias à implantação, com celeridade, dos empreendimentos relacionados nesta Resolução.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

PEDRO PARENTE

Anexo G – Integração Eletroenergética

Integração Eletroenergética



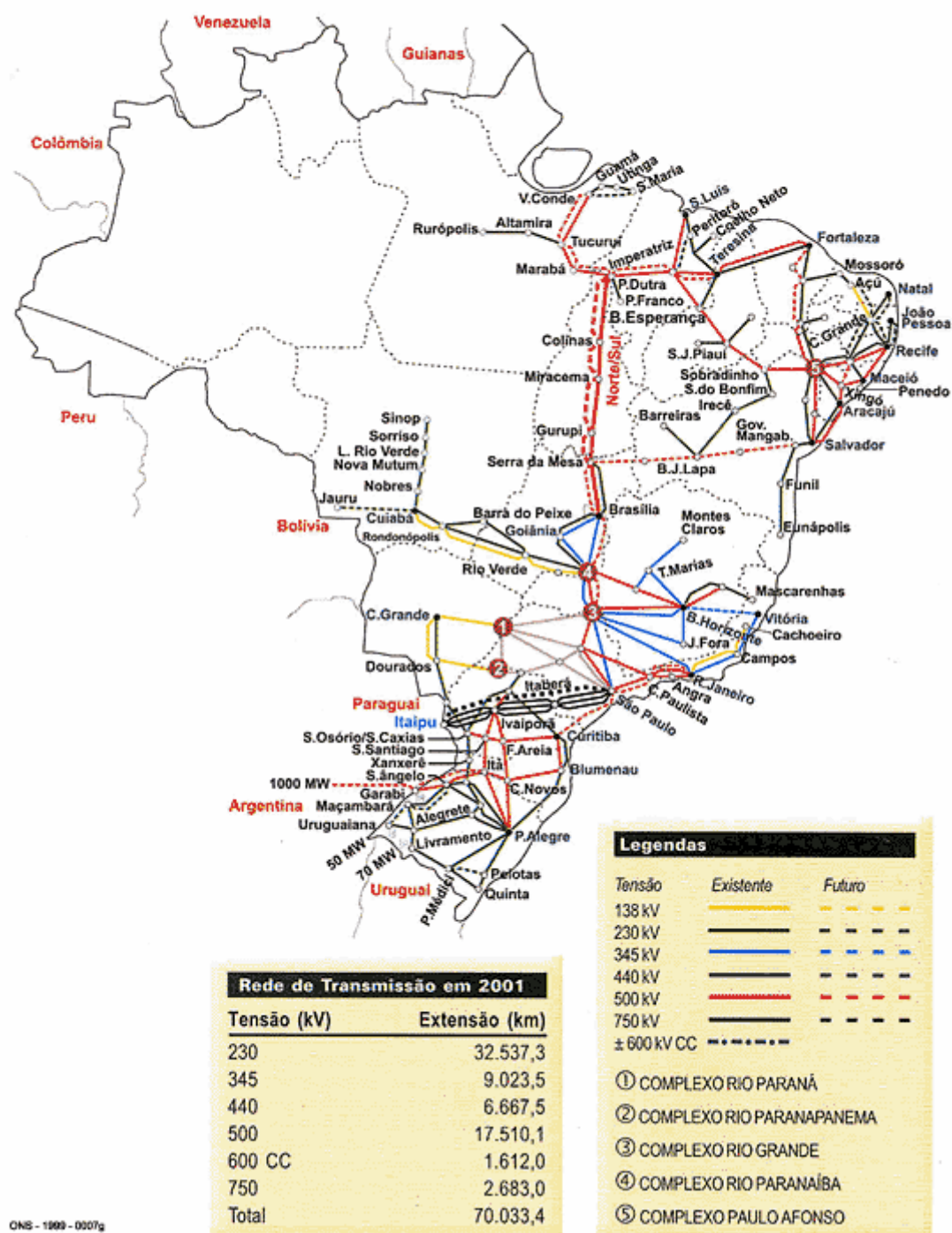
Anexo H – SIN – Principais Usinas (acima de 30MW)



Fonte: ONS – Histórico da Energia.

Anexo I – SIN – Sistema de Transmissão 2001-2003

Sistema de Transmissão 2001-2003



ONS - 1999 - 0207g

Fonte: ONS

Anexo J – Classe Térmica e Custos de Operação

ONS RE 3/010/2002 Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2002 82 / 106

ANEXO IX Classes térmicas e custos de operação

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	POTÊNCIA FINAL (MW)	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	657,0	8,50
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	1309,0	8,50
P.MEDICI A	CARVAO	S	126,0	30,93
P.MEDICI B	CARVAO	S	320,0	30,93
TERMO BA	GAS	NE	190,0	32,87
TERMOCEARÁ	GAS	NE	170,0	32,87
CUIABACS+CC	GAS	SE	480,0	(*)
ELETROBOLT	GAS	SE	376,0	(*)
JUIZ DE FORA	GAS	SE	103,0	(*)
ARAUCARIA	GAS	S	480,0	(*)
CANOAS	GAS	S	500,0	(*)
CORUMBA	GAS	SE	88,0	(*)
IBIRITE	GAS	SE	851,7	(*)
TRES LAGOAS	GAS	SE	360,0	(*)
NORTEFLU	GAS	SE	474,0	(*)
TERMORIO	GAS	SE	916,3	(*)
ARGENTINA I	GAS	S	1018,0	36,91
ARGENTINA II	GAS	S	1000,0	36,91
J.LACERDA C	CARVAO	S	363,0	49,30
J.LACERDA B	CARVAO	S	262,0	59,75
J.LACERDA A1	CARVAO	S	100,0	62,50
J.LACERDA A2	CARVAO	S	132,0	62,50
CHARQUEADAS	CARVAO	S	72,0	64,04
FAFEN	GAS	NE	64,0	71,26
IGARAPE	OLEO	SE	131,0	77,32
URUGUAIANA G	GAS	S	600,0	79,84
PIRAT NOVA	GAS	SE	590,0	85,96
MACAE MERCHANT	GAS	SE	870,0	88,27
R.SILVEIRA G	GAS	SE	32,0	88,77
S.JERONIMO	CARVAO	S	20,0	94,50
ST.CRUZ 12	OLEO	SE	168,0	96,80
ST.CRUZ 34	OLEO	SE	440,0	96,80
FIGUEIRA	CARVAO	S	20,0	108,16
W.ARJONA G	GAS	SE	120,0	114,57
PIRATINING34	OLEO	SE	272,0	119,52
PIRAT.12 O/G	OLEO	SE	200,0	123,17
ALEGRETE	OLEO	S	66,0	125,79
CARIOBA	OLEO	SE	36,0	134,76
NUTEPA	OLEO	S	24,0	193,72
GIASA	BAGAÇO	NE	25,0	207,09
CAMACARI	OLEO	NE	290,0	319,41
UTE BRASILIA	OLEO	SE	10,0	386,76

(*) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizado o valor de R\$ 35,91/MWh, informado pela ELETROBRÁS em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

As térmicas em cor vermelho correspondem àquelas com direito à CCC.

Anexo K – PMO/Abril/2002 – NEWAVE**Programa Mensal de Operação****Dados Utilizados****Modelo: NEWAVE****Mês: ABR/2002**



Modelo: NEWAVE

Mês: ABR/2002

Dados Sistêmicos

Taxa de Desconto :	10.00	%
Ordem PAR(p) :	6	
Número de séries :	2000	
Número de cenários :	20	

Submercado	Custo Déficit (R\$ / MWh)			
	Pat.		Pat. 3	Pat. 4
	Pat. 1	2		
SUDESTE	553	1193	2493	2833
SUL	553	1193	2493	2833
NORDESTE	553	1193	2493	2833
NORTE	553	1193	2493	2833
SIST FICT	0	0	0	0

Patamares ABR/2002				
		Pat. 1	Pat. 2	Pat. 3
Número :	3			
Duração (pu) :		0.1083	0.5334	0.3583
Profundidade da Carga (pu) - ABR/2002				
SUDESTE		1.2431	1.0671	0.8267
SUL		1.2715	1.0872	0.7881
NORDESTE		1.2008	1.0427	0.8757
NORTE		1.0948	1.0141	0.9502
Profundidade dos Intercâmbios (pu) - ABR/2002				
De	Para			
SUDESTE	SUL	1.0000	1.0000	1.0000
SUL	SUDESTE	0.7694	1.0258	1.0259
SUDESTE	SIST FICT	1.0000	1.0000	1.0000
SIST FICT	SUDESTE	0.8641	0.9884	1.0505
NORDESTE	SIST FICT	0.7026	0.9033	1.2044
SIST FICT	NORDESTE	1.1185	1.1185	0.8134
NORTE	SIST FICT	1.0000	1.0000	1.0000
SIST FICT	NORTE	1.0000	1.0000	1.0000
SUDESTE	NORDESTE	1.0000	1.0000	1.0000
NORDESTE	SUDESTE	0.8476	1.0171	1.0171

Modelo: NEWAVE
Mês: ABR/2002



Oferta de energia hidráulica



Operador Nacional do Sistema Elétrico

Configuração Inicial		
Usina	Potência (MW)	Vol. Inicial (% Vol.Útil)
CAMARGOS	46.0	81.5
ITUTINGA	52.0	0.0
FURNAS	1312.0	81.3
M. DE MORAES	478.0	89.5
ESTREITO	1104.0	0.0
JAGUARA	424.0	0.0
IGARAPAVA	210.0	0.0
VOLTA GRANDE	380.0	0.0
P. COLOMBIA	328.0	0.0
CACONDE	80.0	95.5
E. DA CUNHA	109.0	0.0
A.S.OLIVEIRA	32.0	0.0
MARIMBONDO	1488.0	92.0
A. VERMELHA	1396.0	96.9
EMBORCACAO	1192.0	59.2
NOVA PONTE	510.0	48.6
MIRANDA	408.0	70.0
CORUMBA I	375.0	82.8
ITUMBIARA	2280.0	82.1
CACH.DOURADA	658.0	0.0
SAO SIMAO	1710.0	99.2
BARRA BONITA	140.0	92.4
A.S.LIMA	144.0	0.0
IBITINGA	131.0	0.0
PROMISSAO	264.0	99.5
NAVANHANDAVA	347.0	0.0
LSOLT. EQV.	4252.0	94.7
JUPIA	1551.0	0.0
P.PRIMAVERA	1320.0	0.0
A.A.LAYDNER	98.0	79.1

Expansão			Volume Morto		
Usina	Mês	Potência (MW)	Data Início	Duração (Meses)	Já Cheio (%)
P.PRIMAVERA	11/2002	110.0			
	12/2003	110.0			
I. POMBOS	04/2002	1.0			
LAJEADO	05/2002	180.5			
	08/2002	180.5			
	11/2002	180.5			
ITAIPU	02/2004	700.0			
	05/2004	700.0			
TUCURUI	01/2003	375.0			
	04/2003	375.0			
	09/2003	375.0			
	01/2004	375.0			
	05/2004	375.0			
	09/2004	375.0			
	01/2005	375.0			
	05/2005	375.0			
	09/2005	375.0			
	01/2006	375.0			
	05/2006	375.0			
MACHADINHO	05/2002	380.0			
	08/2002	380.0			
ITIQUEIRA I	06/2002	30.2	04/2002	02	0.0
	07/2002	30.2			

CHAVANTES	414.0	86.1	ITIQUEIRA II	08/2002	47.6	04/2002	04	0.0
L.N. GARCEZ	72.0	0.0		10/2002	47.6			
CANOAS II	72.0	0.0						
CANOAS I	82.0	0.0	QUEIMADO	05/2003	35.0	02/2003	03	0.0
CAPIVARA	640.0	97.6		07/2003	35.0			
TAQUARUCU	554.0	0.0		09/2003	35.0			
ROSANA	372.0	0.0						
ITAIPU	12600.0	0.0	QUEIMADO FIC			02/2003	03	0.0
BILLINGS	0.0	61.5	GUAPORE	11/2002	40.0	10/2002	01	0.0
HENRY BORDEN	468.0	0.0		01/2003	40.0			
JAGUARI	28.0	58.4		02/2003	40.0			
PARAIBUNA	85.0	36.8						
SANTA BRANCA	58.0	54.8	STA CLARA MG	04/2002	20.0			
FUNIL	222.0	64.8		05/2002	20.0			
LAJES	0.0	66.0						
SOBRAGI	60.0	0.0	JAURU	10/2002	39.3	09/2002	01	0.0
I. POMBOS	1060.0	0.0		12/2002	39.3			
NILO PECANHA	380.0	0.0		02/2003	39.4			
FONTES A+BC	132.0	0.0						
P. PASSOS	100.0	0.0	AIMORES	12/2003	110.0	10/2003	02	0.0
SALTO GRANDE	102.0	0.0		02/2004	110.0			
P. ESTRELA	112.0	0.0		05/2004	110.0			
MASCARENHAS	131.0	0.0						
TRES MARIAS	396.0	70.6	PIRAJU	10/2002	40.0	09/2002	01	0.0
GUILMAN-AMOR	140.0	0.0		11/2002	40.0			
SA CARVALHO	78.0	0.0						
ROSAL	55.0	0.0	CANA BRAVA	07/2002	157.2	04/2002	01	99.0
SERRA MESA	1275.0	32.3		08/2002	157.2			
LAJEADO	361.0	0.0		10/2002	157.2			
MANSO	210.0	97.2						
STA CLARA MG	20.0	0.0	CANA BRAVA F			04/2002	01	99.0
DESV JORDAO	0.0	100.0	FUNIL-GRANDE	12/2002	60.0	11/2002	01	0.0
G.B.MUNHOZ	1676.0	79.8		02/2003	60.0			
SEGREDO	1260.0	61.3		04/2003	60.0			
SLT.SANTIAGO	1420.0	86.3						
SALTO OSORIO	1078.0	0.0	PONTE PEDRA	12/2004	58.7	08/2004	04	0.0
SALTO CAXIAS	1240.0	0.0		02/2005	58.7			
PASSO FUNDO	226.0	80.8		04/2005	58.7			

MACHADINHO	380.0	87.2						
ITA	1450.0	0.0	ITAPEBI	10/2002	150.0	07/2002	03	0.0
ERNESTINA	0.0	65.4		11/2002	150.0			
PASSO REAL	158.0	65.4		12/2002	150.0			
JACUI	180.0	0.0						
ITAUBA	500.0	0.0	CANDONGA	09/2003	46.6	08/2003	01	0.0
D.FRANCISCA	125.0	0.0		12/2003	46.7			
G.P.SOUZA	260.0	92.2		02/2004	46.7			
T.MARIAS FIC	0.0	70.6						
SOBRADINHO	1050.0	60.9	QUEBRA QUEIX	06/2003	40.0	03/2003	03	0.0
ITAPARICA	1500.0	68.9		08/2003	40.0			
COMP PAF-MOX	4285.0	0.0		10/2003	40.0			
XINGO	3000.0	0.0						
B. ESPERANCA	225.0	70.3	BARRA GRANDE	11/2005	230.0	12/2004	11	0.0
SERRA MESA F	0.0	58.7		02/2006	230.0			
TUCURUI	0.0	100.0		05/2006	230.0			
CURUA-UNA	30.0	96.8						
			CAMPOS NOVOS	02/2006	293.3	10/2005	04	0.0
				05/2006	293.3			
				08/2006	293.4			
			CORUMBA IV	04/2004	63.5	01/2004	03	0.0
				08/2004	63.5			
			OURINHOS	12/2003	14.6	10/2003	02	0.0
				01/2004	14.7			
				01/2004	14.7			

Modelo: NEWAVE



Oferta de energia térmica



Operador Nacional do Sistema Elétrico

Mês: ABR/2002

Observação: (1)-Restrição elétrica (2)-Restrição Operativa (3)-Em teste (4)-Usinas inflexíveis

Classes
Térmicas

Configuração Inicial					Expansão					Classes		
Usina	Class e	Potência (MW)	Ger. Min (MW.Med)	Obs	Usina	Período	Potência (MW)	Ger. Min (MW.Med)	Obs	Nome	Desc	Custo de Oper. (R\$/MWh)
ANGRA 1	1	657.0	520.0	(2)	IGARAPE	05/2002 - 12/2006	131.0			ANGRA 1	NUCLEAR	8.50
IGARAPE	3	131.0	40.0	(2)		05/2002 - 12/2006		40	(2)	ANGRA 2	NUCLEAR	8.50
ST.CRUZ 12	4	168.0	50.0	(1)	CUIABA CC	05/2002 - 12/2006	480.0			IGARAPE	OLEO	77.32
ST.CRUZ 34	49	440.0	130.0	(1)		05/2002 - 12/2006		336.0	(2)	ST.CRUZ 12	OLEO	96.80
PIRATINING 34	5	272.0	40.0	(2)	ARGENTINA II	05/2002 - 07/2002	500.0			PIRATINING34	OLEO	119.52
CARIOBA R.SILVEIRA G	6	36.0	5.0	(2)		05/2002 - 07/2002		0.0		CARIOBA	OLEO	134.76
CUIABA CC	7	32.0	10.0	(1)		08/2002 - 12/2006	1000.0			R.SILVEIRA G	GAS	88.77
ANGRA 2 UTE	9	240.0	135.0	(3)	TERMO BA	08/2002 - 12/2006		0		CUIABA CC	GAS	4.47
BRASILIA	2	1309.0	677.1	(3)		09/2002 - 12/2006	190.0			UTE BRASILIA	OLEO	386.76
P.MEDICI A	10	10.0	0.0			09/2002 - 12/2006		133	(2)	P.MEDICI A	CARVAO	30.93
P.MEDICI B	12	126.0	40.0	(1)	TERMORIO	09/2002 - 01/2003	246.5			J.LACERDA C	CARVAO	49.30
J.LACERDA C	92	320.0	90.0	(1)		09/2002 - 01/2003		172.55	(2)	J.LACERDA B	CARVAO	59.75
J.LACERDA B	13	363.0	180.0	(1)		02/2003 - 04/2003	493.0			J.LACERDA A1	CARVAO	62.50
J.LACERDA A1	14	262.0	80.0	(1)		02/2003 - 04/2003		345.1	(2)	FIGUEIRA	CARVAO	108.16
J.LACERDA A2	15	100.0	25.0	(1)		05/2003 - 11/2003	739.5			CHARQUEADAS	CARVAO	64.04
FIGUEIRA	65	132.0	33.0	(1)		05/2003 - 11/2003		517.65	(2)	NUTEPA	OLEO	193.72
CHARQUEADAS	16	20.0	5.0	(2)		12/2003 - 12/2006	916.3			ALEGRETE	OLEO	125.79
	17	72.0	25.0	(2)		12/2003 - 12/2006		641.41	(2)	S.JERONIMO	CARVAO	94.50

NUTEPA	18	24.0	0.0		ARAUCARIA	09/2002 - 12/2006	480.0			WARJONA G	GAS	114.57
ALEGRETE	19	66.0	4.0	(2)		09/2002 - 12/2006		302	(2)	URUGUAIANA G	GAS	79.84
S.JERONIM												
O	20	20.0	5.0	(2)	JUIZ DE FORA	05/2002 - 12/2002	82.0			ARGENTINA I	GAS	36.91
WARJONA												
G	22	120.0	0.0			05/2002 - 12/2002		0		ARGENTINA II	GAS	36.91
URUGUAIAN												
A G	23	600.0	550.0	(4)		01/2003 - 12/2006	103.0			CAMACARI	DIESEL	319.41
ARGENTINA												
I	25	1018.0	0.0			01/2003 - 12/2006		0		TERMO BA	GAS	32.87
CAMACARI	28	290.0	0.1	(2)	NORTEFLU	12/2003 - 12/2006	316.0			TERMORIO	GAS	35.91
PIRAT.12												
O/G	38	200.0	80.0	(2)		12/2003 - 12/2006		221.2	(2)	JUIZ DE FORA	GAS	80.00
ELETROBO												
LT	62	376.0	0.0		ELETROBOLT	05/2002 - 12/2005	376.0			MACAE MERCHA	GAS	104.00
MACAE												
MERCHA	90	700.0	0.0			05/2002 - 12/2006		0		ARAUCARIA	GAS	35.91
PIRAT												
NOVA	72	200.0	160.0	(2)		01/2006 - 12/2006	0.0			PIRAT.12 O/G	OLEO	123.17
					MACAE							
FAFEN	74	21.0	14.7	(2)	MERCHA	05/2002 - 06/2002	700.0			ST.CRUZ 34	OLEO	96.80
IBIRITE	63	198.9	139.2	(2)		05/2002 - 12/2006		0		P.MEDICI B	CARVAO	30.93
JUIZ DE												
FORA	54	82.0	0.0			07/2002 - 12/2005	870.0			IBIRITE	GAS	35.91
GIASA	93	25.0	0.0			01/2006 - 12/2006	0.0			NORTEFLU	GAS	35.91
TUBARAO	91	40.0	0.0		TRES LAGOAS	09/2002 - 10/2002	60.0			ELETROBOLT	GAS	97.12
						09/2002 - 10/2002		42	(2)	J.LACERDA A2	CARVAO	62.50
						11/2002 - 11/2002	120.0			FAFEN	GAS	71.26
						11/2002 - 11/2002		84	(2)	TRES LAGOAS	GAS	35.91
						12/2002 - 12/2002	180.0			CORUMBA	GAS	35.91
						12/2002 - 12/2002		126	(2)	PIRAT NOVA	GAS	85.96
						01/2003 - 12/2006	240.0			GIASA	BAGACO	197.28
						01/2003 - 12/2006		168	(2)	TUBARAO	DIESEL	216.59
					CORUMBA	08/2002 - 12/2006	88.0			VALE DO ACU	GAS	32.87
						08/2002 - 12/2006		61.6	(2)	ARACRUZ	OLEO	134.76
					PIRAT NOVA	05/2002 - 12/2002	200.0			FORTALEZA	GAS	32.87
						05/2002 - 12/2002		160	(2)			
						01/2003 - 02/2003	400.0					
						01/2003 - 02/2003		320	(2)			
						03/2003 - 12/2006	590.0					

	03/2003 - 12/2006		472	(2)
FAFEN	05/2002 - 11/2002	47.0		
	05/2002 - 11/2002		32.9	(2)
	12/2002 - 12/2006	30.0		
	12/2002 - 12/2006		21	(2)
IBIRITE	05/2002 - 06/2003	198.9		
	05/2002 - 06/2003		139.23	(2)
	07/2003 - 12/2006	283.9		
	07/2003 - 12/2006		198.73	(2)
GIASA	05/2002 - 12/2005	25.0		
	05/2002 - 12/2005		0	
TUBARAO	05/2002 - 12/2005	40.0		
	05/2002 - 12/2005		0	
VALE DO ACU	11/2003 - 12/2006	347.4		
	11/2003 - 12/2006		243.18	(2)
ARACRUZ	05/2002 - 12/2006	83.2		
	05/2002 - 12/2006		0	
FORTALEZA	12/2003 - 12/2006	356.5		
	12/2003 - 12/2006		249.55	(2)

Modelo: NEWAVE

Mês: ABR/2002



Carga



Operador Nacional do Sistema Elétrico

Submercado	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SUDESTE	2002	26554	27425	27717	27100	26426	26374	26668	27131	27400	27374	27177	26811
	2003	27198	28328	28153	27978	27900	27861	27486	28286	28341	29465	28604	28417
	2004	28249	29421	29239	29059	28979	28939	28548	29379	29437	30605	29710	29515
	2005	29375	30594	30405	30218	30135	30094	29687	30551	30610	31825	30895	30692
	2006	31111	32403	32203	32005	31922	31877	31445	32360	32422	33710	32723	32507
SUL	2002	6861	7125	7373	6809	6883	6883	6940	6904	6922	6923	7060	7299
	2003	7521	7786	7697	7516	7446	7502	7385	7505	7345	7525	7587	7689
	2004	7926	8206	8111	7921	7847	7906	7782	7910	7741	7930	7996	8103
	2005	8337	8632	8533	8332	8254	8317	8187	8320	8143	8342	8412	8524
	2006	8874	9188	9082	8869	8786	8852	8714	8856	8668	8879	8953	9072
NORDESTE	2002	5812	5950	5896	5690	5819	5771	5840	5910	6073	6224	6237	6245
	2003	6022	6050	6048	6072	6183	6247	6132	6441	6496	6443	6435	6380
	2004	6307	6337	6334	6359	6476	6543	6423	6746	6804	6748	6740	6682
	2005	6581	6612	6609	6636	6757	6827	6702	7039	7100	7041	7033	6972
	2006	7085	7119	7116	7144	7275	7350	7216	7579	7644	7581	7572	7507
NORTE	2002	2411	2398	2412	2431	2607	2615	2635	2676	2697	2704	2693	2690
	2003	2616	2673	2688	2658	2684	2609	2580	2649	2694	2816	2849	2790
	2004	2730	2790	2806	2774	2802	2724	2693	2765	2812	2939	2974	2913
	2005	2832	2894	2910	2877	2906	2825	2793	2867	2916	3048	3084	3021
	2006	3039	3105	3122	3088	3118	3031	2997	3077	3129	3271	3310	3242

Modelo: NEWAVE
Mês: ABR/2002



Manutenção Térmica

Primeiro Ano				Demais Anos	
Usina	Unidade	Data Inic.	Duração (Dias)	Usina	IP (%)
ANGRA 1	1	10/06/2002	45	ANGRA 1	12.00
ANGRA 2	1	01/04/2002	14	IGARAPE	9.27
IGARAPE	1	01/04/2002	6	ST.CRUZ 12	11.09
PIRAT.12 O/G	1	22/06/2002	9	ST.CRUZ 34	5.44
PIRAT.12 O/G	2	01/05/2002	92	PIRATINING34	9.27
PIRATINING34	3	01/04/2002	30	CARIOBA	12.25
PIRATINING34	3	01/08/2002	61	R.SILVEIRA G	12.25
PIRATINING34	4	04/05/2002	45	CUIABA CC	9.27
PIRATINING34	4	01/11/2002	61	ANGRA 2	8.00
P.MEDICI A	1	01/06/2002	30	UTE BRASILIA	6.68
P.MEDICI A	3	01/07/2002	31	P.MEDICI A	11.09
P.MEDICI B	4	01/08/2002	31	P.MEDICI B	9.27
P.MEDICI B	2	01/09/2002	91	J.LACERDA C	5.44
S.JERONIMO	2	01/04/2002	33	J.LACERDA B	11.02
FIGUEIRA	1	08/09/2002	23	J.LACERDA A1	12.25
FIGUEIRA	3	08/09/2002	23	J.LACERDA A2	11.09
J.LACERDA A1	1	21/10/2002	15	FIGUEIRA	12.25
J.LACERDA A1	2	03/11/2002	15	CHARQUEADAS	12.25
J.LACERDA A2	3	25/11/2002	15	NUTEPA	0.00
J.LACERDA A2	4	05/08/2002	75	ALEGRETE	12.25
J.LACERDA B	5	01/12/2002	10	S.JERONIMO	0.00
J.LACERDA B	6	20/05/2002	10	W.ARJONA G	0.00
J.LACERDA C	7	03/06/2002	45	URUGUAIANA G	4.42
CHARQUEADAS	1	01/11/2002	45	ARGENTINA I	0.00
CHARQUEADAS	2	18/08/2002	10	ARGENTINA II	0.00
CHARQUEADAS	3	01/09/2002	10	CAMACARI	6.67

CHARQUEADAS	4	15/09/2002	10	TERMO BA	0.00
ALEGRETE	2	04/11/2002	30	TERMORIO	0.00
WARJONA G	3	01/04/2002	8	ARAUCARIA	0.00
ARGENTINA I	1	30/12/2002	1	PIRAT.12 O/G	11.02
CAMACARI	1	24/05/2002	5	NORTEFLU	0.00
CAMACARI	1	19/07/2002	5	ELETROBOLT	0.00
CAMACARI	1	13/09/2002	5	MACAE MERCHA	0.00
CAMACARI	1	01/10/2002	92	TRES LAGOAS	0.00
CAMACARI	2	03/05/2002	5	CORUMBA	0.00
CAMACARI	2	26/07/2002	5	PIRAT NOVA	0.00
CAMACARI	2	01/10/2002	92	FAFEN	0.00
CAMACARI	3	01/04/2002	275	IBIRITE	0.00
CAMACARI	4	01/04/2002	275	JUIZ DE FORA	5.00
CAMACARI	5	01/04/2002	275	GIASA	0.00
ELETROBOLT	1	01/04/2002	3	TUBARAO	0.00
ELETROBOLT	2	01/04/2002	3	VALE DO ACU	0.00
ELETROBOLT	3	01/04/2002	3	ARACRUZ	11.09
ELETROBOLT	4	01/04/2002	3	FORTALEZA	0.00
ELETROBOLT	5	01/05/2002	3		
ELETROBOLT	6	01/05/2002	3		
ELETROBOLT	7	01/05/2002	3		
ELETROBOLT	8	01/05/2002	3		
ELETROBOLT	1	01/09/2002	3		
ELETROBOLT	2	01/10/2002	3		
ELETROBOLT	3	01/10/2002	3		
ELETROBOLT	4	01/10/2002	3		
ELETROBOLT	5	01/10/2002	3		
ELETROBOLT	6	01/11/2002	3		
ELETROBOLT	7	01/11/2002	3		
ELETROBOLT	8	01/11/2002	3		

Modelo: NEWAVE
Mês: ABR/2002



Manutenção Hidro
No Primeiro Mês

Usina	IP (%)
CAMARGOS	6,86
ITUTINGA	6,86
FUNIL-GRANDE	8,09
FURNAS	8,09
M. DE MORAES	5,40
ESTREITO	8,09
JAGUARA	8,09
IGARAPAVA	5,40
VOLTA GRANDE	8,09
P. COLOMBIA	8,09
CACONDE	5,40
E. DA CUNHA	6,86
A.S.OLIVEIRA	6,86
MARIMBONDO	8,09
A. VERMELHA	12,12
EMBORCACAO	12,12
NOVA PONTE	8,09
MIRANDA	8,09
CORUMBA IV	8,09
CORUMBA I	8,09
ITUMBIARA	12,12
CACH.DOURADA	7,37
SAO SIMAO	12,12
BARRA BONITA	5,40
A.S.LIMA	5,40
IBITINGA	5,40
PROMISSAO	8,09

NAVANHANDAVA	8,09
I.SOLT. EQV.	8,09
JUPIA	8,09
P.PRIMAVERA	8,09
A.A.LAYDNER	5,40
PIRAJU	5,40
CHAVANTES	8,09
OURINHOS	6,86
L.N. GARCEZ	6,86
CANOAS II	6,86
CANOAS I	6,86
CAPIVARA	8,09
TAQUARUCU	8,09
ROSANA	8,09
ITAIPU	8,00
BILLINGS	0,00
HENRY BORDEN	7,86
JAGUARI	6,86
PARAIBUNA	5,40
SANTA BRANCA	6,86
FUNIL	8,09
LAJES	0,00
SOBRAGI	5,40
I. POMBOS	6,10
NILO PECANHA	7,41
FONTES A+BC	5,40
P. PASSOS	5,40
SALTO GRANDE	6,86
P. ESTRELA	5,40
CANDONGA	5,40
AIMORES	8,09
MASCARENHAS	5,40
QUEIMADO	5,40
TRES MARIAS	8,09

GUILMAN-AMOR	5,40
SA CARVALHO	6,86
JURU	5,40
GUAPORE	6,86
ROSAL	6,86
SERRA MESA	12,12
CANA BRAVA	8,09
LAJEADO	8,09
PONTE PEDRA	5,40
MANSO	5,40
STA CLARA MG	5,40
ITIQUIRA I	5,40
ITIQUIRA II	5,40
DESV JORDAO	0,00
G.B.MUNHOZ	12,12
SEGREDO	12,12
SLT.SANTIAGO	12,12
SALTO OSORIO	8,09
SALTO CAXIAS	12,12
PASSO FUNDO	8,09
BARRA GRANDE	12,12
CAMPOS NOVOS	12,12
MACHADINHO	12,12
ITA	12,12
ERNESTINA	0,00
PASSO REAL	8,09
JACUI	5,40
ITAUBA	8,09
D.FRANCISCA	8,09
G.P.SOUZA	8,09
QUEBRA QUEIX	5,40
ITAPEBI	8,09
T.MARIAS FIC	0,00
QUEIMADO FIC	0,00

SOBRADINHO	8,09
ITAPARICA	12,12
COMP PAF-MOX	11,16
XINGO	8,00
B. ESPERANCA	6,92
SERRA MESA F	0,00
CANA BRAVA F	0,00
TUCURUI	2,00
CURUA-UNA	6,86

Modelo: NEWAVE
Mês: ABR/2002



Saída Forçada
No Primeiro Mês

Hidro	
Usina	TEIF (%)
CAMARGOS	2,33
ITUTINGA	2,33
FUNIL-GRANDE	2,53
FURNAS	2,53
M. DE MORAES	1,67
ESTREITO	2,53
JAGUARA	2,53
IGARAPAVA	1,67
VOLTA GRANDE	2,53
P. COLOMBIA	2,53
CACONDE	1,67
E. DA CUNHA	2,33
A.S.OLIVEIRA	2,33
MARIMBONDO	2,53
A. VERMELHA	2,92
EMBORCA CAO	2,92
NOVA PONTE	2,53
MIRANDA	2,53
CORUMBA IV	2,53
CORUMBA I	2,53
ITUMBIARA	2,92
CACH.DOURADA	2,31
SAO SIMAO	2,92
BARRA BONITA	1,67
A.S.LIMA	1,67
IBITINGA	1,67

Térmica		
Usina	FCmax (%)	TIF (%)
ANGRA 1	0.00	
IGARAPE	4.58	
ST.CRUZ 12	0.00	
ST.CRUZ 34	0.00	
PIRATINING34	0.00	
CARIOBA	0.00	
R.SILVEIRA G	0.00	
CUIABA CC	10.00	
ANGRA 2	0.00	
UTE BRASILIA	20.00	
P.MEDICI A	0.00	
P.MEDICI B	0.00	
J.LACERDA C	0.00	
J.LACERDA B	0.00	
J.LACERDA A1	0.00	
J.LACERDA A2	0.00	
FIGUEIRA	13.00	
CHARQUEADAS	4.00	
NUTEPA	0.00	
ALEGRETE	0.00	
S.JERONIMO	0.00	
W.ARJONA G	13.00	
URUGUAIANA G	3.00	
ARGENTINA I	0.00	
ARGENTINA II	0.00	
CAMACARI	57.00	

PROMISSAO	2,53	TERMO BA	10.00
NAVANHANDAVA	2,53	TERMORIO	10.00
I.SOLT. EQV.	2,53	ARAUCARIA	8.00
JUPIA	2,53	PIRAT.12 O/G	0.00
P.PRIMAVERA	2,53	NORTEFLU	10.00
A.A.LAYDNER	1,67	ELETROBOLT	10.00
		MACAE	
PIRAJU	1,67	MERCHA	10.00
CHAVANTES	2,53	TRES LAGOAS	10.00
OURINHOS	2,33	CORUMBA	10.00
L.N. GARCEZ	2,33	PIRAT NOVA	10.00
CANOAS II	2,33	FAFEN	10.00
CANOAS I	2,33	IBIRITE	10.00
CAPIVARA	2,53	JUIZ DE FORA	0.00
TAQUARUCU	2,53	GIASA	12.00
ROSANA	2,53	TUBARAO	12.00
ITAIPU	6,00	VALE DO ACU	10.00
BILLINGS	0,00	ARACRUZ	20.00
HENRY BORDEN	2,46	FORTALEZA	10.00
JAGUARI	2,33		
PARAIBUNA	1,67		
SANTA BRANCA	2,33		
FUNIL	2,53		
LAJES	0,00		
SOBRAGI	1,67		
I. POMBOS	1,99		
NILO PECANHA	2,32		
FONTES A+BC	1,67		
P. PASSOS	1,67		
SALTO GRANDE	2,33		
P. ESTRELA	1,67		
CANDONGA	1,67		
AIMORES	2,53		
MASCARENHAS	1,67		

QUEIMADO	1,67
TRES MARIAS	2,53
GUILMAN-AMOR	1,67
SA CARVALHO	2,33
JAURU	1,67
GUAPORE	2,33
ROSAL	2,33
SERRA MESA	2,92
CANA BRAVA	2,53
LAJEADO	2,53
PONTE PEDRA	1,67
MANSO	1,67
STA CLARA MG	1,67
ITIQUIRA I	1,67
ITIQUIRA II	1,67
DESV JORDAO	0,00
G.B.MUNHOZ	2,92
SEGREDO	2,92
SLT.SANTIAGO	2,92
SALTO OSORIO	2,53
SALTO CAXIAS	2,92
PASSO FUNDO	2,53
BARRA GRANDE	2,92
CAMPOS NOVOS	2,92
MACHADINHO	2,92
ITA	2,92
ERNESTINA	0,00
PASSO REAL	2,53
JACUI	1,67
ITAUBA	2,53
D.FRANCISCA	2,53
G.P.SOUZA	2,53
QUEBRA QUEIX	1,67
ITAPEBI	2,53

T.MARIAS FIC	0,00
QUEIMADO FIC	0,00
SOBRADINHO	2,53
ITAPARICA	2,92
COMP PAF-MOX	2,83
XINGO	6,00
B. ESPERANCA	2,16
SERRA MESA F	0,00
CANA BRAVA F	0,00
TUCURUI	2,92
CURUA-UNA	2,33

Anexo L – Geração Térmica Convencional – 1997-2001

Produção de Energia (GWh)

1996	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	37	33	89	167	200	161	245	266	305	277	218	214	2213
S	362	232	259	294	380	406	383	334	336	353	344	419	4101
S/SE/CO	399	265	348	461	581	567	628	600	641	631	562	633	6315
NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Sistemas	399	265	348	461	581	567	628	600	641	631	562	633	6316

1997	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	40	67	97	91	210	262	119	179	210	209	230	142	1856
S	488	369	389	449	649	501	460	403	348	402	371	424	5253
S/SE/CO	528	436	486	540	859	762	580	582	558	611	602	566	7109
NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Sistemas	528	436	486	540	859	762	580	582	558	611	602	566	7110

1998	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	122	127	175	184	159	147	150	161	190	188	169	179	1951
S	384	344	362	436	369	354	428	425	420	367	340	423	4652
S/SE/CO	506	471	537	620	528	501	578	586	610	555	509	602	6603
NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Sistemas	506	471	537	620	528	501	578	586	610	556	509	603	6605

1999	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	313	311	306	289	354	357	349	399	519	482	559	596	4833
S	401	523	622	618	679	714	454	565	491	656	717	816	7256
S/SE/CO	714	834	928	907	1033	1071	803	964	1010	1138	1276	1411	12089
NE	0	0	18	0	0	0	5	50	64	41	18	14	211
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	0	0	18	0	0	0	5	50	64	41	18	14	211
Sistemas	715	834	946	907	1033	1071	808	1014	1074	1179	1294	1426	12299

2000	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	626	553	554	328	589	636	619	623	512	535	573	568	6715
S	808	799	725	722	746	777	663	687	485	427	570	849	8258
S/SE/CO	1433	1352	1279	1050	1335	1413	1283	1310	997	962	1142	1417	14973
NE	13	36	2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	58
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	13	36	2	6	0	0	0	0	0	0	0	0	58
Sistemas	1446	1388	1281	1056	1335	1413	1283	1310	997	962	1142	1417	15031

2001	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Media
SE/CO	545	575	585	683	761	741	712	754	683	711	958	919	8626
S	877	767	997	874	1009	840	693	927	956	818	837	859	10454
S/SE/CO	1422	1342	1582	1557	1770	1581	1405	1680	1639	1529	1795	1778	19080
NE	0	0	25	32	20	27	40	38	42	57	60	52	393
N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N/NE	0	0	25	32	20	27	40	38	42	57	60	52	393
Sistemas	1422	1342	1606	1589	1790	1608	1445	1719	1681	1587	1855	1830	19474

Anexo M – Resolução nº 109 da CGE

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO Nº 109, DE 24 DE JANEIRO DE 2002.

Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica.

O PRESIDENTE DA CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA - GCE, no uso de suas atribuições, por decisão **ad referendum**, ouvidos previamente os membros do núcleo executivo, na forma do § 5º do art. 3º da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e

Considerando que a Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE nº 49, de 20 de setembro de 2001, estabelece, para os diferentes submercados, preços a serem praticados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE que reflitam condições hidrológicas atuais, mantendo armazenamentos mínimos dos reservatórios equivalentes de dez por cento na Região Sudeste/Centro-Oeste e de cinco por cento na Região Nordeste;

Considerando que a Resolução da GCE nº 102, de 17 de janeiro de 2002, mantém até 25 de janeiro de 2002, os preços da energia elétrica estabelecidos pela Resolução da GCE nº 49, de 2001, a serem praticados no MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento;

Considerando as contribuições dos agentes de mercado do setor elétrico às diretrizes e aos critérios apresentados nos seminários realizados em 14 de novembro de 2001 e em 17 de janeiro de 2002, no auditório da sede do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, relativos às diretrizes e critérios para cálculo do CMO e para política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica;

RESOLVE:

Art. 1º Ficam estabelecidas, na forma desta Resolução, diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para política de operação energética e despacho de geração termelétrica dos Programas Mensais de Operação - PMO e suas revisões, realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Art. 2º A projeção de carga própria a ser adotada para cada submercado dependerá das condições energéticas de atendimento às áreas correspondentes.

§ 1º Nos submercados sob condições de racionamento de energia elétrica, a projeção de carga própria será a definida pelo Comitê Técnico para Estudos do Mercado - CTEM e pelo ONS.

§ 2º A projeção considerará:

I – o efeito do racionamento, para as análises das condições de atendimento às cargas; e

II – para cálculo do CMO e formação de preço a racionalização do consumo sem efeito decorrente do racionamento.

§ 3º Nos submercados fora das condições de racionamento de energia elétrica, a projeção de carga própria será única, incorporando a racionalização do consumo, para as análises das condições de atendimento às cargas e para a formação de preço, conforme definida nos Procedimentos de Rede.

Art. 3º O ONS, na elaboração do PMO, deverá utilizar, para os dois primeiros anos do horizonte de cinco anos dos estudos energéticos, as informações constantes nos relatórios de acompanhamento de situação dos empreendimentos do setor elétrico divulgados mensalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

§ 1º Os critérios adotados nos relatórios da ANEEL de acompanhamento são aqueles utilizados pela sua fiscalização técnica.

§ 2º O ONS, na elaboração do PMO, deverá considerar apenas os empreendimentos que atendam às obrigações determinadas neste artigo.

§ 3º São obrigações para os empreendimentos de geração hidrelétrica:

I - ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

§ 4º São obrigações para os empreendimentos de geração termelétrica, de pequenas centrais hidrelétricas e de fontes alternativas:

I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável;

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL; e

IV - ter firmado contrato de fornecimento de combustível, quando couber.

§ 5º São obrigações para os empreendimentos de transmissão de energia elétrica:

I - ter assinado Contrato de Concessão junto à ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável;

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL; e

IV - ter assinado o Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST.

§ 6º São obrigações para os empreendimentos de importação de energia elétrica:

I - ter Ato de Autorização pela ANEEL;

II - ter Licença Ambiental de Instalação, em vigência, junto ao Órgão Ambiental responsável; e

III - estar com as obras civis iniciadas e não interrompidas, em cumprimento aos marcos do cronograma de implantação do empreendimento aprovados pela ANEEL.

Art. 4º A configuração futura do parque gerador para os três últimos anos do horizonte dos estudos energéticos será ajustada, a partir da configuração adotada para o segundo ano, pelo critério de igualdade do valor médio anual do CMO ao Valor Normativo Competitivo, conforme Procedimento de Rede do ONS.

§ 1º A capacidade de oferta a ser considerada para este período deverá estar limitada à máxima oferta indicada para o mesmo período pelo planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia.

§ 2º O ONS deverá considerar os empreendimentos de geração hidrelétrica constantes nos relatórios de acompanhamento de situação dos empreendimentos do setor elétrico divulgados mensalmente pela ANEEL.

Art. 5º O ONS deverá considerar:

I - para o terceiro ano dos estudos energéticos, todos os empreendimentos de transmissão de energia elétrica estabelecidos na consolidação realizada pelo Ministério de Minas e Energia dos Planos Determinativo da Expansão da Transmissão - PDET e de Ampliação e Reforços - PAR; e

II - para os dois últimos anos de estudo, somente aqueles empreendimentos de transmissão estabelecidos no PDET.

Art. 6º Até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL defina nova metodologia, a curva de Custo do Déficit de energia elétrica será a função em quatro patamares atualmente adotada nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia, valorada em Reais/MWh, na forma da tabela constante do Anexo.

§ 1º Os valores obtidos para a função Custo do Déficit não implicam acionamento de medidas de redução compulsória de consumo, nem a adoção destes valores como preços a serem praticados no mercado durante períodos de racionamento de energia elétrica.

§ 2º Até 31 de dezembro de 2002, os preços no mercado estarão limitados ao valor máximo de R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por MWh, observado o valor mínimo correspondente à Tarifa de Energia de Otimização publicada pela ANEEL.

§ 3º A ANEEL deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit.

Art. 7º Até 31 de dezembro de 2002, será adotado, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço, mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento, externo aos programas computacionais, baseado na adoção, por submercado, de curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, revisada anualmente.

§ 1º Os limites mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não serão considerados no cálculo do CMO e na formação de preço do mercado.

§ 2º O mecanismo a que se refere o **caput** determinará, considerando a ordem de mérito, as restrições do sistema e a disponibilidade dos demais submercados, a utilização de recursos energéticos disponíveis, observado o disposto no § 4º, com o objetivo de assegurar que o armazenamento do reservatório equivalente de cada submercado, previsto pelos estudos energéticos, seja superior ao da curva de segurança.

§ 3º Nos submercados em racionamento, após a exploração racional dos recursos hidráulicos disponíveis, serão maximizados os intercâmbios para esses submercados e despachada geração térmica disponível, observado o disposto no § 4º.

§ 4º Na aplicação do disposto nos §§ 2º e 3º, não serão despachadas Usinas Termelétricas - UTE cujos preços sejam superiores ao custo variável da geração térmica mais cara da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC ou das usinas emergenciais, exceto quando a UTE for sinalizada a despachar pelo valor calculado do CMO.

§ 5º Quando acionado o mecanismo de aversão a risco de racionamento, de que trata o § 2º, ou quando houver submercados em racionamento, de que trata o § 3º, o preço da energia elétrica a ser praticado no mercado será definido pelo máximo valor entre o CMO calculado pelos modelos computacionais e o preço do recurso energético mais caro despachado, observado o disposto no § 2º do art. 6º.

§ 6º As UTE emergenciais serão consideradas no cálculo do CMO e na formação de preço do mercado.

§ 7º O ONS, em articulação com o Ministério de Minas e Energia, deverá elaborar sistemática de atualização dos custos variáveis de todas as UTE e das interligações internacionais para cálculo do CMO e formação de preço e encaminhá-la para homologação da ANEEL, até 28 de março de 2002.

§ 8º As curvas bianuais de segurança para as Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, assim como a curva de segurança para o período seco da região Sul, estão descritas nas Notas Técnicas n^{os} 012/2002, 013/2002 e 014/2002 elaboradas pelo ONS.

§ 9º As curvas bianuais de segurança para as Regiões Norte e Sul deverão ser elaboradas pelo ONS até 25 de fevereiro de 2002.

Art. 8º O Ministério de Minas e Energia, a ANEEL e a Agência Nacional de Águas, em conjunto com o ONS, deverão definir um mecanismo de representação da aversão a risco de racionamento que contemple os princípios básicos adotados nas definições de que tratam os §§ 8º e 9º do artigo anterior.

§ 1º O mecanismo de que trata o **caput** deverá ser submetido a processo de Consulta Pública e será incorporado aos modelos computacionais de otimização eletroenergética até 31 de dezembro de 2002.

§ 2º A ANEEL deverá editar resolução estendendo o prazo de autorização de uso da última versão validada do programa computacional **Newave**, até que ocorra a validação de nova versão.

Art. 9º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

PEDRO PARENTE

Anexo N – Artigo 3º da Lei nº 10.430 de abril de 2002

Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos:

I - na primeira etapa do programa:

a) os contratos serão celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás em até 24 (vinte e quatro) meses da publicação desta Lei, para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observando o valor piso definido na alínea *b*;

b) a contratação a que se refere a alínea *a* deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final;

c) o valor pago pela energia elétrica adquirida segundo a alínea *b* e os custos administrativos incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual verificado;

d) a contratação das instalações de que trata este inciso far-se-á mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente as que já tiverem a Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente as que tiverem a Licença Prévia Ambiental – LP;

e) no caso de existirem instalações com LI e LP em número maior do que a disponibilidade de contratação pela Eletrobrás, serão contratadas aquelas cujas licenças ambientais possuam menores prazos de validade remanescentes;

f) será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) em valor;

II - na segunda etapa do programa:

a) atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do

consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa;

b) os contratos serão celebrados pela Eletrobrás, com prazo de duração de 15 (quinze) anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente a geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo Poder Executivo;

c) a aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% (quinze por cento) do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente;

d) o produtor de energia alternativa fará jus a um crédito complementar a ser mensalmente satisfeito com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final, e o valor recebido da Eletrobrás;

e) até o dia 30 de janeiro de cada exercício, os produtores emitirão um Certificado de Energia Renovável – CER, em que conste, no mínimo, a qualificação jurídica do agente produtor, o tipo da fonte de energia primária utilizada e a quantidade de energia elétrica efetivamente comercializada no exercício anterior, a ser apresentado à Aneel para fiscalização e controle das metas anuais;

f) o Poder Executivo regulamentará os procedimentos e a Eletrobrás diligenciará no sentido de que a satisfação dos créditos complementares de que trata a alínea *d* não ultrapasse 30 (trinta) dias da requisição de pagamento feita pelo agente produtor;

g) na ordenação da contratação, que será precedida de Chamada Pública para conhecimento dos interessados, a Eletrobrás aplicará os critérios constantes do inciso I, alíneas *d*, *e* e *f*, observando, ainda, o prazo mínimo de 24 (vinte e quatro) meses entre a assinatura do contrato e o início de funcionamento das instalações;

h) a contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, podendo o Poder Executivo, a cada 5 (cinco) anos de implantação dessa Segunda Etapa, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de oferta dos agentes interessados;

i) o valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado.

§ 1º Produtor Independente Autônomo é aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

§ 2º Poderá o Poder Executivo autorizar a Eletrobrás a realizar contratações com Produtores Independentes que não atendam os requisitos do § 1º, desde que o total contratado não ultrapasse a 25% (vinte e cinco por cento) da programação anual e dessas contratações não resulte preterição de oferta de Produtor Independente Autônomo, observando-se, no caso de energia eólica, que na primeira etapa do Programa o total das contratações pode alcançar até 50% (cinquenta por cento).