

O IMPACTO DO GÁS NATURAL NAS EMISSÕES DE
GASES DE EFEITO ESTUFA:
O CASO DO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO

Leonardo da Silva Ribeiro

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.

Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

Dr. Luiz Eduardo Duque Dutra, D.Sc.

Dr^a. Maria Sílvia Muylaert de Araújo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2003

RIBEIRO, LEONARDO DA SILVA

O Impacto do Gás Natural nas Emissões de Gases de Efeito Estufa: O Caso do Município do Rio de Janeiro [Rio de Janeiro] 2003

IX, 261 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2003)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Planejamento Ambiental
2. Efeito Estufa
3. Gás Natural

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A Angela, pela cumplicidade em busca da felicidade.

Agradecimentos

Ao meu orientador Luiz Pinguelli Rosa, a quem devo muito do que sou hoje, tanto em termos pessoais como profissionais, como a minha ida a Brasília. Ao meu também orientador Emilio La Rovere, por todo o seu apoio e pelos seus conselhos ao longo dos últimos anos.

Aos meus pais e à minha família, por todos os seus incentivos, e principalmente à minha mãe e à minha irmã, que sempre acreditaram em mim.

Ao meu amigo Adriano, pelas horas de estudo e de convivência. Ao meu amigo Elias, por nossas longas e reflexivas conversas. Ao meu amigo Luciano Basto, pelos tempos que trabalhávamos lado a lado. Ao meu amigo Edson, pelos conselhos de última hora.

Ao Eduardo Novaes, pela acolhida e pelos ensinamentos.

Ao Fernando Vasconcelos, pela amizade, estímulo e reconhecimento, em todas as horas.

A todos os amigos do PPE e do MMA, em especial: prof^a Suzana Kahn, Andréa, Carol, Chris, Cícero, Edgar, Ednaldo, Fernanda, Luciana, Marcio, Marcia, Maria Silvia, Neilton, Sandrinha, Sylvia, Zé Luiz, (PPE), Ayala, Carlinhos, Igor, Luizinho, Marcio, Paulo e Zé Roberto (MMA).

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

O IMPACTO DO GÁS NATURAL NAS EMISSÕES DE
GASES DE EFEITO ESTUFA:
O CASO DO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO

Leonardo da Silva Ribeiro

Março/2003

Orientadores: Emilio Lèbre La Rovere
Luiz Pinguelli Rosa

Programa: Planejamento Energético

Este estudo analisa a contribuição efetiva ao efeito estufa decorrente do uso do Gás Natural. O seu aproveitamento energético nas últimas décadas vem conquistando cada vez maior participação na matriz energética mundial. No entanto, apesar de ser um fósil de menor intensidade de carbono do que os demais fósseis, como o petróleo e seus derivados e o carvão mineral, algumas circunstâncias e determinados aspectos devem ser considerados para a realização de uma adequada avaliação do real impacto ao efeito estufa devido ao uso do Gás Natural. Este trabalho estuda o caso do Município do Rio de Janeiro, considerando as oportunidades de uso do Gás Natural refletidas nos setores elétrico, industrial, automotivo, residencial e comercial, englobando os empreendimentos de geração elétrica, de cogeração e de climatização. São consideradas também as emissões fugitivas devidas à sua distribuição e ao seu uso final, que apresentam um potencial de aquecimento global 23 vezes maior do que o do dióxido de carbono, o principal gás de efeito estufa. A partir do caso do Município do Rio de Janeiro, este estudo pretende contribuir para um melhor entendimento, em relação ao efeito estufa, do uso do Gás Natural em países como o Brasil e também em outros de matriz energética mais “suja”.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.)

THE IMPACT OF THE NATURAL GAS ON THE EMISSIONS OF GREENHOUSE GASES: THE CASE OF RIO DE JANEIRO CITY

Leonardo da Silva Ribeiro

March/2003

Advisors: Luiz Pinguelli Rosa
Emilio Lèbre La Rovere

Program: Energy Planning

This study analyzes the actual contribution to the greenhouse effect from the use of Natural Gas. In the past decades, its use as a source of energetic has conquered more and more participation in the world energetic matrix. However, despite having a smaller intensity of carbon than other fossils, such as petroleum and its derivatives and coal, some circumstances and certain aspects must be taken into consideration for the realization of an adequate evaluation of the real impact on the greenhouse effect caused by the use of Natural Gas. This work studies the case of the city of Rio de Janeiro, considering the opportunities of using Natural Gas in the electrical, industrial, automotive, residential and commercial sectors, including the electricity generation business, cogeneration and climatization. Fugitive emissions due to its distribution and its final use - which has a global warming potential 23 times bigger than carbon dioxide, the main gas in the greenhouse effect – are also considered. Taking the case of Rio de Janeiro city, this study intends to contribute to a better understanding, regarding the greenhouse effect, of the use of Natural Gas in countries such as Brazil and others with a “*dirtier*” energetic matrix.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	01
I - AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS E OS SEUS DESAFIOS	04
I.1 – O Clima e o Sistema Climático	04
I.2 - Efeito estufa	10
I.2.a - Breve Histórico	10
I.2.b - O Efeito Estufa Natural, o Sol e o Balanço Global de Energia	13
I.2.c - As Bases Físicas do Efeito Estufa	15
I.3 - Mudanças Climáticas	25
I.3.a - Potencial de Aquecimento Global	25
I.3.b - Mudanças na Concentração de Gases de efeito estufa na atmosfera	27
I.3.c - Evidências da responsabilidade antrópica nas mudanças climáticas	33
I.4 - O Modelo de Desenvolvimento e as suas Conseqüências Climáticas	36
I.5 – A Convenção do Clima e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	43
II – O CONTEXTO ENERGÉTICO DO GÁS NATURAL NO BRASIL E NO MUNDO	50
II.1 - Introdução ao Gás Natural	50
II.2 - Histórico do Gás Natural e o seu contexto na evolução do uso da energia no mundo	54
II.2.a – As primeiras utilizações do Gás Natural pelo homem	54
II.2.b – Gás Natural no Ocidente	56
II.2.c - A Indústria do petróleo e o Gás Natural	57
II.2.d - Dinâmica da Energia Primária Utilizada no Mundo	58
II.2.e - Descarbonização da Energia Global	59
II.2.f - A Evolução Histórica da Energia	61
II.3 - Consumo mundial de energia e suas perspectivas	62
II.4 – A Evolução e as perspectivas do Consumo e das Reservas de GN no mundo	67
II.4.a – Panorama Atual das Reservas, Produção e Consumo Mundiais de GN	71
II.4.b – O GN na América Central e do Sul	74
II.5 – Brasil: O Gás Natural e a Matriz Energética	80
II.5.a - Consumo de Energia Primária Total no Brasil	80
II.5.b – O GN no contexto da Evolução da Oferta Interna de Energia no Brasil	82
II.5.c - Infra-estrutura de Transporte de GN no Brasil	90

II.6 - Política de preço do GN	92
II.7 – Mercados do GN em expansão: Termelétricas e Cogeração	97
II.7.a - Termelétricas	97
II.7.b - Cogeração	104
III – INVENTÁRIO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E A PENETRAÇÃO DO GÁS NATURAL NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO	110
III.1 - Contabilização das emissões de GEE para o Setor Energético: Metodologia “Top-down”	111
III.2 - Consumo de Gás e de Energia do Município do Rio de Janeiro	120
III.2.a - Breve Histórico do consumo de gás no Município do Rio de Janeiro	120
III.2.b - Consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro	122
III.3 – Setores de mercado consumidores de Gás Natural	127
III.3.a - Mercado de Geração Elétrica	127
III.3.b - Mercado Automotivo	133
III.3.c - Mercado Residencial e Comercial	133
III.3.d - Mercado Industrial	134
III.3.e - Consolidação das Estimativas do Consumo de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro por Setores de Consumo	142
III.4 - Análise da evolução do consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro	143
III.5 - Emissões de CO ₂ devidas ao consumo de gás	148
III.6 - Emissões Fugitivas	151
III.7 - Emissões de CO ₂ de origem fóssil do município do Rio de Janeiro	155
III.8 - Emissões fugitivas e emissões totais de metano do município do Rio de Janeiro	173
III.9 - Emissões totais de CH ₄ e CO ₂ , expressas em CO ₂ equivalente, para o Município do Rio de Janeiro	174
IV - PROJEÇÃO DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE CONSUMO E DAS EMISSÕES RELACIONADAS AO USO DO GÁS NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO	180
IV.1 - Cenário de Referência Setor Elétrico	185
IV.2 - Cenário de Referência Setor Residencial/Comercial	189
IV.3 - Cenário de Referência Setor Industrial	197
IV.4 - Cenário de Referência Setor Automotivo	204
IV.5 - Cenário de Referência Emissões Fugitivas	207
V - BALANÇO DA CONTRIBUIÇÃO AO EFEITO ESTUFA DECORRENTE DA PENETRAÇÃO DO GN NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO	209

V.I - Resultados Setoriais do Balanço das Emissões	216
V.1.a – Setor Elétrico	216
V.1.b - Setor Residencial/Comercial	218
V.1.c - Setor Industrial	221
V.1.d - Setor Automotivo	224
V.2 - Resultado Total do Balanço das Emissões	227
V.3 - Resultado Total do Balanço das Emissões Considerando as Emissões Fugitivas	233
VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS	243
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	251

INTRODUÇÃO

As origens deste trabalho sobre o Gás Natural e a sua contribuição para o efeito estufa remontam o período de elaboração do Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro. Ao autor desta dissertação coube a responsabilidade sobre a parte de energia e indústria, o que o introduziu ao universo do uso do Gás Natural na cidade do Rio de Janeiro, provocando o ponto de partida para as reflexões, análises e aprofundamento da pesquisa e do estudo que resultaram nesta presente dissertação. O referido Inventário foi concluído no ano de 2000 e foi coordenado pelo professor Emilio Lèbre La Rovere. Foi encomendado a COPPE pela Secretaria Municipal de Meio Ambiente da cidade do Rio de Janeiro, a partir de um convênio com o Conselho Internacional para Iniciativas Ambientais Locais - International Council for Local Environmental Initiatives -ICLEI.

Há uma tendência intuitiva de que a penetração do Gás Natural na matriz energética mitiga as emissões de gases de efeito estufa, pois este energético é um fóssil de menor intensidade de carbono do que os demais fósseis. No entanto, algumas circunstâncias e determinados aspectos devem ser considerados para a realização de uma adequada avaliação do real impacto ao efeito estufa devido ao uso do Gás Natural. Este trabalho estuda o caso do Município do Rio de Janeiro, considerando as oportunidades de uso do Gás Natural refletidas nos setores elétrico, industrial, automotivo, residencial e comercial, englobando os empreendimentos de geração elétrica, de cogeração e de climatização. São consideradas também as emissões fugitivas devidas à sua distribuição e ao seu uso final, que apresentam um potencial de aquecimento global 23 vezes maior do que o do dióxido de carbono, o principal gás de efeito estufa.

A contribuição efetiva que o uso do Gás Natural exerce sobre o efeito estufa é o que esta dissertação pretendeu avaliar. A partir do caso do Município do Rio de Janeiro, este estudo pretende contribuir para um melhor entendimento, em relação ao efeito estufa, do uso do Gás Natural em países como o Brasil e também em outros de matriz energética mais “*suja*”.

Como o Programa de Planejamento Energético apresenta como característica a interdisciplinaridade, muitos possíveis leitores que trabalham com energia não necessariamente lidam com o assunto mudança do clima. Assim, o capítulo I apresenta de forma pedagógica um pouco da ciência da mudança do clima e as bases físicas do efeito estufa, além de discutir modelos de desenvolvimento econômico que afetam a maneira e a intensidade do consumo dos recursos naturais. O capítulo I finaliza abordando as iniciativas multilaterais que a comunidade internacional empreende no tema mudança do clima, expressas no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

O capítulo II apresenta o que é o Gás Natural e como ele tem sido utilizado pela humanidade. Este capítulo buscou contextualizar o Gás Natural em relação às outras formas de energia no mundo e no Brasil, bem como tentou traçar as barreiras para a sua penetração na matriz energética brasileira e analisar as oportunidades de sua utilização no país.

No capítulo III é apresentado o inventário de emissões de gases de efeito estufa juntamente com a análise da penetração do GN na matriz energética do município do Rio de Janeiro. Neste capítulo há uma abordagem da dinâmica do consumo do Gás Manufaturado e do GLP junto à crescente participação do GN nestes mercados. Será considerado também o deslocamento do consumo de óleo combustível devido ao uso cada vez maior do GN no setor elétrico. O estudo descreve posteriormente o uso da energia na cidade e as emissões de CO₂ respectivas, considerando o seu consumo total de combustíveis. Além disto, é traçado um panorama da participação das emissões fugitivas de metano pelo uso do gás, em relação às emissões totais de metano do município, decorrentes da agropecuária, dos resíduos sólidos e dos esgotos domésticos e comerciais. A partir do CO₂ equivalente (considerando o GWP), será constituída uma visão integrada das emissões de gases de efeito estufa no Município do Rio de Janeiro e o papel do Gás Natural nestas emissões.

O capítulo IV faz uma projeção do consumo de gás da cidade até o ano de 2020. Os cenários de referência da evolução do consumo de gás canalizado (Gás Natural e Manufaturado) e do gás de botijão (GLP; gás liqüefeito de petróleo) foram elaborados

separadamente, de acordo com as particularidades contextuais de cada um destes tipos, assim como o comportamento específico de cada mercado de consumo.

O capítulo V tem como objetivo calcular o balanço líquido em relação às emissões de CO₂ devido à penetração do GN na matriz energética do Município do Rio de Janeiro. Pretende-se investigar, através de hipóteses e premissas plausíveis, se o uso do GN contribui ou não à mitigação do efeito estufa. A partir do estudo de caso em questão, almeja-se entender e traçar paralelos no contexto nacional e internacional. O presente estudo, apesar de não apresentar a pretensão de uma simples extrapolação direta para o Brasil, sem dúvida proporcionará elementos importantes para a análise do uso do GN e os seus reais impactos ao efeito estufa.

O capítulo VI sumariza e resgata alguns pontos principais dos outros capítulos, e apresenta as conclusões e algumas considerações finais.

I – AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS E OS SEUS DESAFIOS

I.1 – O Clima e o Sistema Climático

Clima

O Clima tem uma profunda influência na vida na Terra. Está presente no cotidiano da humanidade e é essencial à saúde, produção de alimentos e bem estar. Muitas considerações em relação à interferência humana na mudança do clima são motivo de preocupação. Um marco importante foi a apresentação do Segundo Relatório de Avaliação do IPCC (IPCC, 1996a), reportando evidências científicas de que as atividades humanas já influenciaram o clima. As pesquisas científicas estão avançando pouco a pouco no entendimento do complexo sistema que determina o clima na Terra e os processos que levam à mudança climática.

A Climatologia clássica fornece a classificação e a descrição de vários regimes climáticos encontrados na Terra. O Clima varia de lugar para lugar, dependendo da latitude, distância do mar, vegetação, presença ou ausência de montanhas, e outros fatores geográficos. O Clima varia ao longo do tempo, ano a ano, década a década ou em muito longas escalas de tempo, como a representada pela Idade do Gelo. Significativas variações estatísticas do estado regular do clima, persistentes por décadas ou mais, são consideradas como mudança climática.

A mudança climática pode ser devida tanto a processos naturais como por mudanças antropogênicas persistentes na composição da atmosfera e por mudança no uso da terra (IPCC, 2001). Entretanto, a Convenção Quadro de Mudança do Clima (CQNUMC, 1992), em seu Artigo I, define mudança do clima como: “Uma mudança do clima que é direta ou indiretamente atribuída à atividade humana, que altere a composição da atmosfera global e que seja adicional à variabilidade climática natural observada em períodos comparáveis de tempo”. Assim, a Convenção (UNFCCC, 2003) estabelece uma distinção entre “mudança climática (climate change)” atribuída às atividades antropogênicas que alteram a composição atmosférica e “variabilidade climática (climate variability)” atribuída a causas naturais. No entanto, a Convenção deveria definir mudança climática atribuída tanto a causas humanas como naturais, já que o

Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC (2001) apresentou como maior triunfo a evidência de que para se explicar a mudança climática dos últimos 150 anos, foi necessário o somatório das responsabilidades humanas e naturais, como será visto mais adiante.

O conhecimento existente sobre o clima enfoca aquelas variáveis que afetam mais diretamente a vida cotidiana, como a temperatura média, mínima e máxima, ventos próximos à superfície da Terra, precipitações de várias formas, umidade, tipo e quantidade de nuvem, e intensidade da radiação solar. Estas variáveis são observadas constantemente por um grande número de estações meteorológicas ao longo do mundo. Entretanto, estas variáveis são apenas uma parte do que realmente determina o clima. O crescimento, movimento e decaimento do sistema climático dependem também da estrutura vertical da atmosfera; existe a influência do solo e do mar e de muitos outros fatores. O clima é determinado pela circulação atmosférica e pelas interações com as correntes oceânicas, além da influência provocada pelos diferentes tipos de solo e de vegetação. Como um todo, o clima da Terra depende de fatores que causem influência no balanço radiativo, como por exemplo, a composição atmosférica, a radiação solar e as erupções vulcânicas. Para entender o clima em nosso planeta Terra e tentar prever as suas mudanças decorrentes das atividades humanas, é imprescindível buscar maior entendimento do sistema climático, o complexo sistema que consiste de vários componentes, incluindo a dinâmica e a composição da atmosfera, o oceano, o gelo e a cobertura de neve, a superfície da terra e as suas características. Todos estes componentes se interagem de diversas formas, associados a inúmeros processos físico-químico-biológicos.

Sistema Climático

O sistema climático é um sistema interativo que consiste de cinco principais componentes: a atmosfera, a hidrosfera, a criosfera, a geosfera e a biosfera. O Sol é o mais importante mecanismo de forçamento externo, dentre os vários existentes, que influenciam estes componentes. Um exemplo de forçamento refere-se às atividades humanas que interferem no sistema climático.

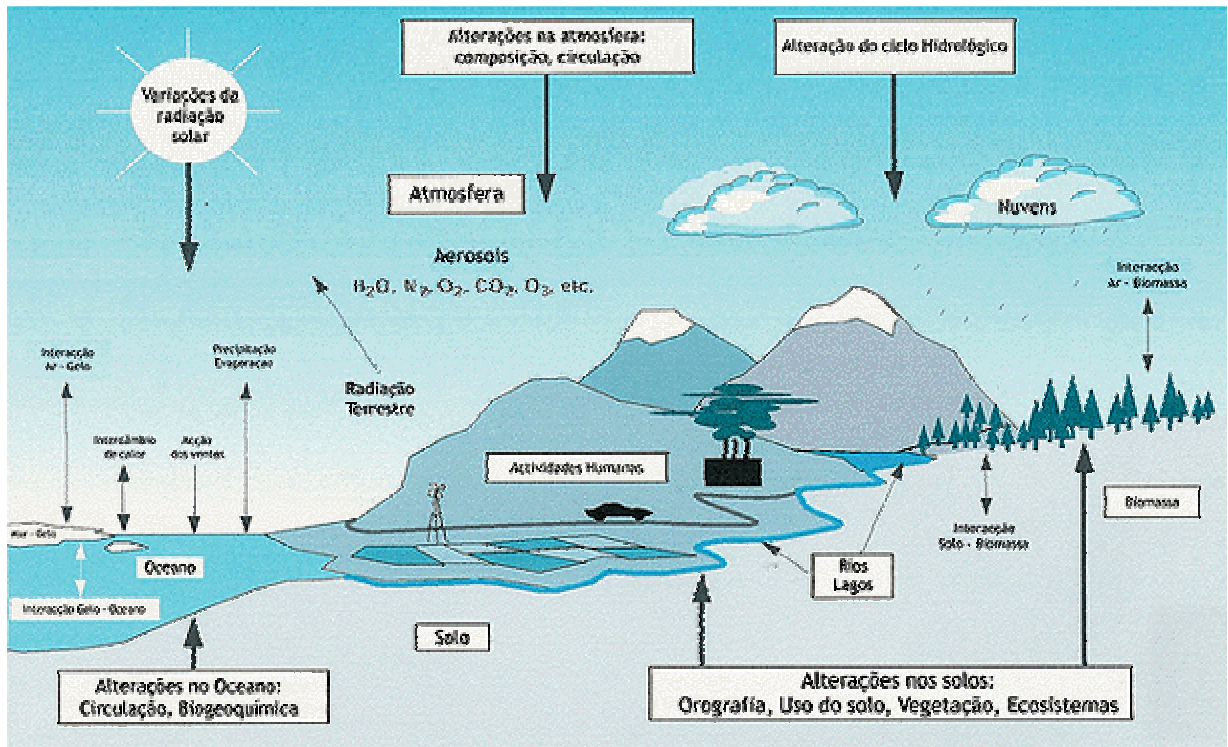


Figura 1 : Visão esquemática dos componentes do sistema climático global, os seus processos e interações (fechas finas) e alguns aspectos que podem sofrer mudanças (flechas escuras). (IPCC, 2001).

a) Atmosfera

A atmosfera é o envoltório gasoso que circunda a Terra e a sua composição tem se alterado ao longo da evolução do planeta. A atmosfera seca da Terra é composta principalmente por nitrogênio (N_2 , 78,1% em volume), oxigênio (O_2 , 20,9% em volume) e Argônio (Ar, 0,93% em volume). Estes gases têm uma interação limitada com a radiação solar incidente, não havendo uma interação com a radiação infravermelha. Entretanto, há alguns gases, como o dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) e ozônio (O_3), que absorvem e emitem radiação infravermelha. Estes são os chamados gases de efeito estufa (GEE), com uma composição em ar seco de menos de 0,1% em volume. Apesar de representarem apenas traços de participação na composição de gases na atmosfera, os GEE têm um papel essencial no balanço de energia da Terra.

O vapor d'água, que apresenta uma quantidade variável na atmosfera na ordem de 1% em volume, é o grande responsável pelo efeito estufa natural (cerca de 65%) e o

aumento na concentração dos gases de efeito estufa, como CO₂, o CH₄ e o N₂O são responsáveis pela amplificação do efeito estufa natural já existente (SAEFL, 1997). O componente que apresenta maior variação de fases na atmosfera é a água, passando pela fase do vapor, nuvens e cristais de gelo. Por estas razões e devido à transição entre as várias fases conduzir à absorção e liberação de grande quantidade de energia, o vapor d'água é central para o clima e para as suas variabilidades e mudanças (IPCC, 2001).

A atmosfera é um dos componentes do sistema climático que responde mais rapidamente às forças externas, por exemplo, o aquecimento diurno e o resfriamento noturno sofridos pelo sistema. Os seguintes processos, mostrados a seguir, são importantes para a determinação do comportamento do componente atmosférico do sistema climático (IPCC, 1990):

- as transferências turbulentas de calor, quantidade de movimento e umidade na superfície da Terra;
- o tipo de superfície, correspondente ao albedo (Refere-se à capacidade de um corpo refletir uma fração da radiação solar incidente na atmosfera terrestre. Exemplos de corpos refletivos: gelo, neve, nuvens, material particulado, etc.) que determina a relação entre a radiação solar incidente e a refletida;
- a liberação de calor latente na condensação de vapor d'água;
- as nuvens, que desempenham um importante papel, tanto na reflexão da radiação solar incidente de onda curta, quanto na absorção e emissão de radiação de onda longa;
- o resfriamento e aquecimento radiativo da atmosfera devido ao CO₂, o vapor d'água, o ozônio e outros gases de efeito estufa;
- os aerossóis (como, por exemplo, a poeira vulcânica), os parâmetros orbitais, as cordilheiras e a distribuição terra-mar.

Os processos atmosféricos são ainda afetados pelos mecanismos de retroalimentação que resultam em interações tanto entre os próprios processos atmosféricos como entre os ditos processos e as superfícies subjacentes.

b) Hidrosfera

A hidrosfera é composta pela água no estado líquido na Terra e inclui os oceanos, os mares, os rios, os lagos e os lençóis de água subterrânea. Os oceanos possuem papel essencial para o clima, pois eles absorvem a maior parte da radiação solar que atinge a Terra. Esta energia absorvida transforma a água líquida em vapor, que sobe para a atmosfera e que, na seqüência se condensa nas nuvens, liberando a energia absorvida como calor. As correntes oceânicas transferem o calor das regiões tropicais, onde a incidência de radiação solar é mais intensa, para as regiões polares (RIBEIRO *et al.*, 2000).

Os oceanos possuem ainda mecanismos químicos e biológicos fundamentais para o controle do CO₂ no sistema climático. Quando o CO₂ se dissolve nos oceanos, ele reage com a água e forma os carbonatos, o carbono inorgânico dissolvido. Quanto mais frio o oceano, mais CO₂ ele pode absorver. Juntos, os oceanos contêm aproximadamente 50 vezes mais carbono, na forma de carbono inorgânico dissolvido, do que o CO₂ presente no ar (GRIBBIN, 1990). Outra forma de absorção do carbono nos oceanos é a sua fixação pelo fitoplâncton, que possui importante papel na cadeia alimentar. O fitoplâncton ainda se converte em sedimentos formados basicamente de carbonato de cálcio, que à medida que morrem se depositam sobre o leito do oceano.

c) Criosfera

Este componente do sistema climático denominado criosfera é definido pelo seu estado físico, ou seja, a criosfera é a porção da superfície da Terra com temperaturas médias abaixo do ponto de solidificação da água. A maior parte da criosfera é localizada nos pólos ou próximo a eles e ainda, em alguns continentes, as regiões criosféricas são encontradas no topo de altas montanhas. A neve e o gelo (fazem parte do albedo) refletem a radiação solar mais eficientemente que o solo e o mar sem cobertura, com isso reduz-se substancialmente o aquecimento da superfície terrestre. A criosfera varia sazonalmente, mas variações maiores ocorrem em escalas de tempo que variam de séculos a milênios.

Algumas partes da Antártica refletem mais de 90% da radiação solar recebida. Sem a criosfera o albedo seria consideravelmente mais baixo. Mais energia seria absorvida na superfície terrestre e, conseqüentemente, a temperatura da atmosfera seria maior.

d) Biosfera

A biosfera agrega os organismos vivos existentes na Terra. As mudanças das estações mudam as características da vegetação, afetando o albedo e a absorção de radiação solar do planeta de uma determinada região, bem como o ciclo hidrológico. O desmatamento, a agricultura e a urbanização podem também ter efeitos profundos no clima local, regional ou global. Tanto a biosfera quanto os outros componentes do clima como a hidrosfera (representada principalmente pelos oceanos) e a atmosfera influem na magnitude dos fluxos responsáveis pelo intercâmbio de vários gases de efeito estufa, através dos ciclos biogeoquímicos, como, por exemplo, o ciclo do carbono que envolve o CO₂.

O aumento de aerossóis (pequenas partículas) na atmosfera também é influenciado pela biosfera. Milhões de esporos, vírus, bactérias, pólenes e outras espécies orgânicas minúsculas são transportadas na atmosfera por ventos, onde podem espalhar a radiação solar, influenciando o balanço de energia global. Os oceanos produzem e emitem para a atmosfera um composto conhecido como sulfureto dimetil (DMS- dimethyl sulphides). Em contato com o ar, os DMSs oxidam formando aerossóis chamados sulfatos marinhos. Este sulfatos agem como núcleos de condensação de vapor d'água na atmosfera permitindo, portanto, a formação de nuvens. Como já mencionado, as nuvens possuem um complexo efeito no balanço de energia do clima no globo terrestre.

e) Geosfera

A geosfera é a parte sólida da Terra e desempenha um papel importante no ciclo hidrológico, pois influencia na quantidade de água que se armazena em um terreno tanto na forma de umidade quanto nos lençóis subterrâneos. As estruturas continentais evoluem ao longo de milhões de anos como conseqüência do movimento das placas tectônicas.

Além do CO₂, a atividade vulcânica, pode injetar grandes quantidades de gases contendo enxofre (essencialmente dióxido de enxofre) na estratosfera, que são transformadas em aerossóis. Isso pode produzir um grande (mas transitório) forçamento radiativo negativo (ou seja, de alguns anos), tendendo a esfriar a superfície da Terra e a baixa atmosfera por períodos de alguns anos (IPCC, 1996a).

I.2 - Efeito estufa

I.2.a - Breve Histórico

O primeiro cientista a observar o efeito estufa foi o matemático francês Jean-Batiste Fourier (1768-1830), em 1827. Ele associou o fenômeno àquilo que acontecia dentro de uma estufa de plantas, sugerindo um primeiro modelo conceitual para o fenômeno que atualmente conhecemos como constituindo o efeito estufa (RAMANTHAN, 1998, RODHE *et al.*, 1998). Fourier concluiu, equivocadamente, que o efeito estufa exercia pouca influência sobre a temperatura da Terra, ao contrário de outros fenômenos, como a própria temperatura do espaço e a radiação solar. Segundo FLEMING (1998), o primeiro experimento confiável das propriedades de absorção do infra-vermelho pelo vapor d'água e o dióxido de carbono foi realizado por John Tyndall (1820-1886), em 1859. Tyndall afirmou que o vapor d'água é o gás chave do efeito estufa, estimando que este gás absorve 16000 vezes mais radiação infra-vermelha do que o ar seco. Mais tarde, Tyndall especulou que a mudança da concentração de gases do efeito estufa, principalmente o vapor d'água, deve ter causado todas as mutações do clima que as pesquisas geológicas revelaram. Tyndall foi um pioneiro do efeito estufa (BALIUNAS e SOON, 1999).

Somente em 1896, que o químico sueco Svente August Arrhenius (1859-1927) reconhece que as atividades humanas podem contribuir para o efeito de estufa. Arrhenius vinha estudando o fenômeno da absorção da radiação solar pelo dióxido de carbono concentrado na atmosfera. Este químico estabeleceu pela primeira vez o conceito de efeito de estufa artificial, devido a uma concentração anormal na atmosfera de dióxido de carbono (CO₂) proveniente da emissão de gases relacionada às atividades humanas. Arrhenius publica um artigo intitulado "Sobre a influência do ácido carbônico [dióxido de carbono] na temperatura do solo", onde deixou uma célebre observação:

"Estamos a evaporar as nossas minas de carvão para o ar" (UPPENBRINK, 1996). Arrhenius (prêmio Nobel de química em 1903) anteviu a importância da influência humana na alteração da temperatura global do planeta (RODHE *et al.*, 1998). Atualmente, com frequência este cientista é reconhecido como o pai do efeito estufa. Uppenbrink (1996) recorre a Arrhenius para tentar entender melhor os resultados dos modelos do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) relacionados ao incremento da concentração de dióxido de carbono na atmosfera: "Apesar das incertezas nos modelos climáticos e de um clima altamente político, talvez seja animador que 100 anos de pesquisa tenha afirmado as considerações de Arrhenius" (BALIUNAS e SOON, 1999).

Na década de 1930, G. S. Callendar sugeriu que o aquecimento global verificado a partir de 1860, quando as medições meteorológicas passaram a ser feitas rotineiramente, poderia ser consequência do aumento do CO₂ na atmosfera. Opinião semelhante também surgiria nos anos 50, mas não foi levada suficientemente a sério pela maioria dos cientistas da época (TRIGO e DESSAI, 1999).

Em 1957, foi incorporado ao programa do Ano Internacional de Geofísica um plano para medir o dióxido de carbono na atmosfera. Dois medidores de CO₂ foram então instalados: um na Antártida, outro em Mauna Loa, no Havaí. O resultado dessas medições comprovou definitivamente que a quantidade de CO₂ na atmosfera estava aumentando. Posteriormente, o pesquisador japonês Manabe e o americano Wetherald previram, através de modelos matemáticos de simulação climática, o aquecimento global induzido pelo aumento do CO₂ (IPCC, 1996a).

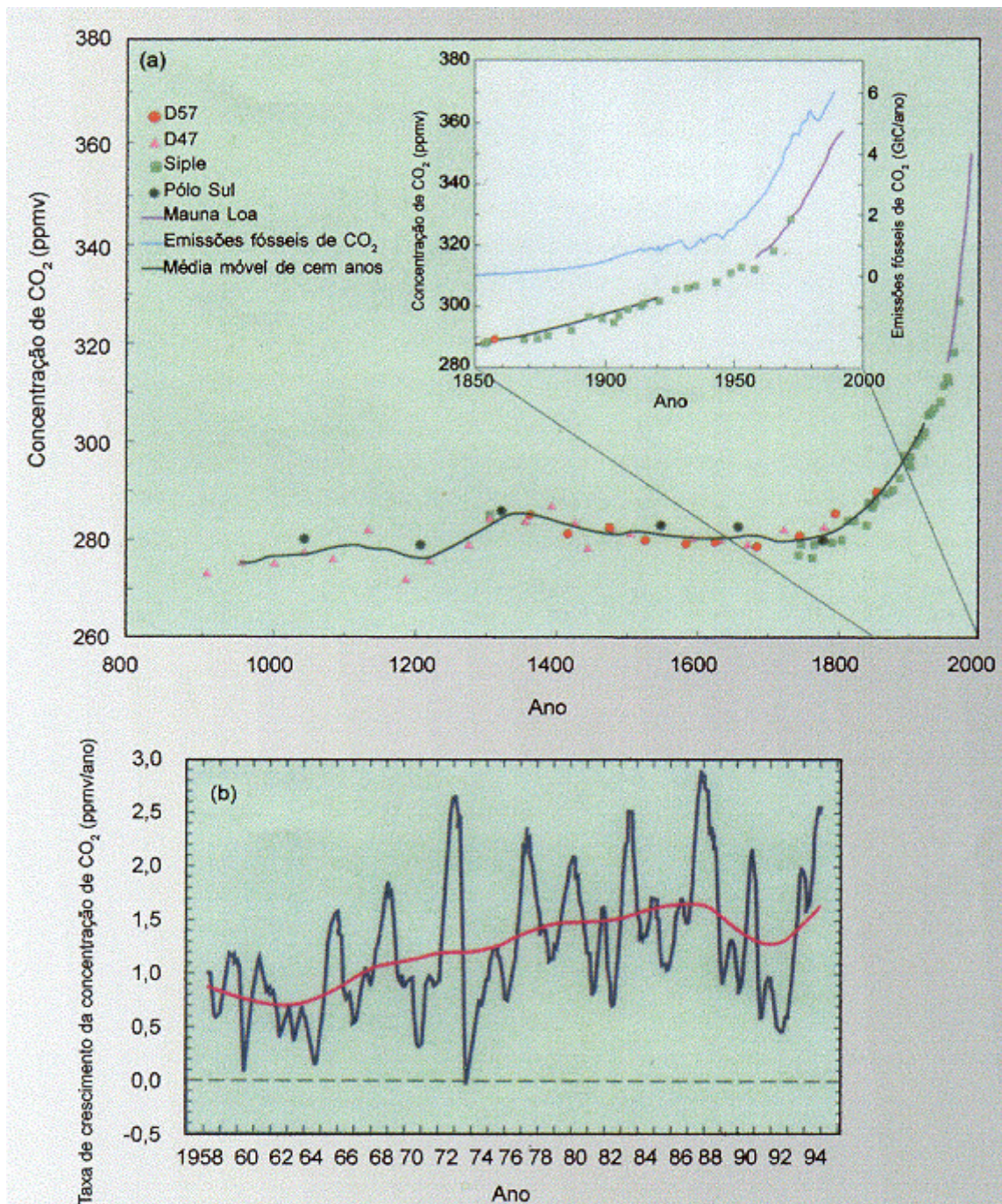


Figura 2: (a) Concentrações de CO₂ nos últimos 1000 anos¹ (b) Taxa de crescimento da concentração de CO₂ desde 1958² (IPCC, 1996a).

¹ a partir de registros de testemunhos de gelo (D47, D57, Siple e Pólo Sul) e (desde 1958) do local de medição de Mauna Loa, Havaí. Todas as medições dos testemunhos foram feitas na Antártica. A curva suave baseia-se numa média móvel de cem anos. O aumento rápido da concentração de CO₂ desde o início da industrialização é evidente e seguiu de perto o aumento das emissões de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis (ver inserção do período de 1850 em diante).

² em ppmv/ano em Mauna Loa. A curva suave mostra os mesmos dados, mas filtrados para suprimir variações em escalas de tempo inferiores a cerca de 10 anos.

I.2.b - O Efeito Estufa Natural, o Sol e o Balanço Global de Energia

A fonte de energia que guia o sistema climático é a radiação proveniente do sol. Cerca de metade da radiação solar está na parte visível de onda curta do espectro eletromagnético. A outra metade está majoritariamente próxima à região do infravermelho e uma pequena parte da radiação encontra-se na região do ultravioleta do espectro (cerca de 7% do total emitido). Menos de 1% da radiação solar é emitida como raios X, raios gama, microondas e ondas de rádio (GRIMM, 1999). Cada metro quadrado da superfície da Terra recebe em média ao longo do ano 342 W de radiação solar, 31% desta é imediatamente refletida de volta ao espaço, através das nuvens, dos aerossóis, da atmosfera e da superfície da Terra. Os 235 Wm⁻² remanescente são parcialmente absorvidos pela atmosfera, cabendo a maior parte (168 Wm², representa 49% do total da radiação solar incidente) à absorção pela superfície da Terra, aquecendo a terra e o oceano. A superfície da Terra retorna este calor para a atmosfera, parte como radiação infravermelha (Térmicos), parte como calor sensível e outra parte como calor latente a partir do vapor d'água que libera o seu calor quando é condensada na alta atmosfera (ver Figura 3). Grande parte desta radiação infravermelha é absorvida pela atmosfera e pelas nuvens, através dos gases de efeito estufa, exceto pela parte transparente do espectro chamada de janela atmosférica. Após absorvida, a radiação infravermelha é re-emetida para todas as direções, inclusive de volta à superfície da Terra. Este mecanismo é chamado de efeito estufa natural, impedindo parcialmente a saída do calor formado na superfície do planeta, promovendo o aquecimento da superfície e da camada inferior da atmosfera. Esta troca de energia entre a superfície e a atmosfera mantém as atuais condições que proporcionam uma temperatura média global, próxima à superfície, de 14°C. A temperatura decresce rapidamente à medida que atinge regiões mais altas, apresentando uma média de -58°C no topo da troposfera. A não existência do efeito estufa natural acarretaria uma temperatura média próxima à superfície de -19°C, representando 33°C a menos do que a média da temperatura observada (IPCC, 2001). O efeito estufa natural é parte do balanço de energia da Terra, como pode ser observado esquematicamente na Figura 3.

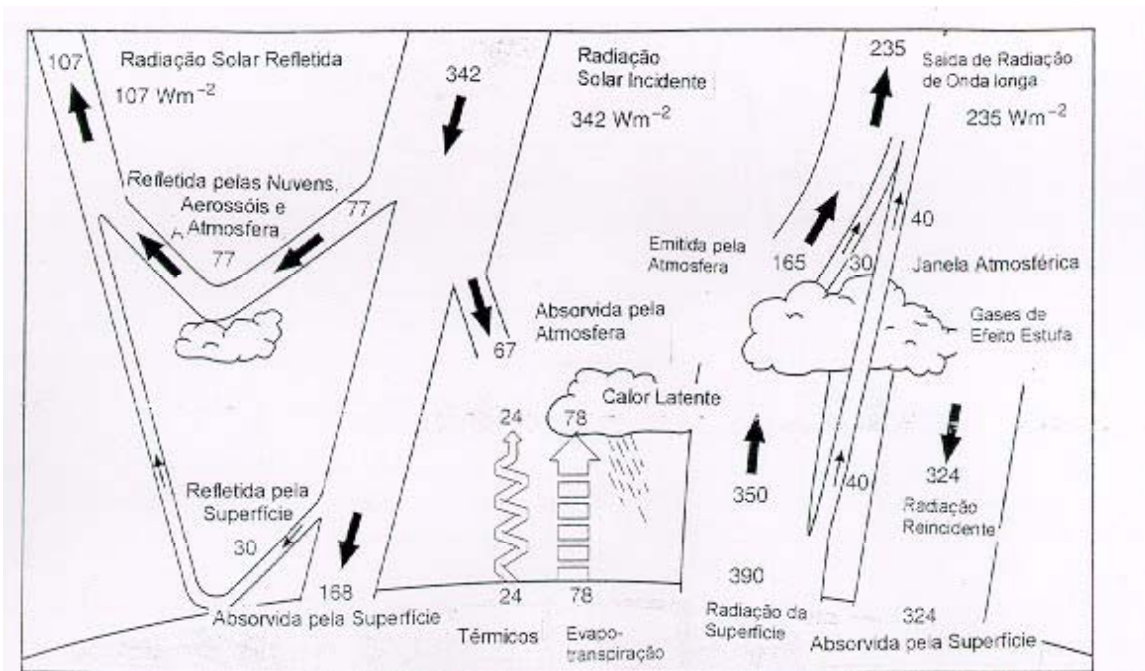


Figura 3: O balanço de energia global da Terra ao longo do ano³.

Fonte: IPCC, 2001

O IPCC (2001) ressalta que as nuvens apresentam um papel importante no balanço de energia da Terra e em particular no efeito estufa natural, pois absorvem e emitem radiação infravermelha. Assim, contribuem para o aquecimento da superfície da Terra como o fazem os GEE. Por outro lado, as nuvens contribuem também para esfriar o sistema climático, à medida que refletem uma grande parte da radiação solar incidente sobre elas. A fração da radiação refletida é altamente variável, depende da altura, tipo e propriedades óticas das nuvens. O efeito líquido médio da cobertura de nuvens sobre o clima é a de um pequeno resfriamento, ou seja, a reflexão da radiação solar mais do que compensa o efeito estufa das nuvens.

³ Da radiação solar incidente anualmente de 342 Wm^{-2} , 107 Wm^{-2} (31%) é imediatamente refletida de volta ao espaço, 168 Wm^{-2} (49%) é absorvida pela superfície e 67 Wm^{-2} (cerca de 20%) é absorvida pela atmosfera e pelas nuvens. O calor absorvido pela superfície retorna à atmosfera em forma de calor sensível, latente e como radiação infravermelha. A radiação infravermelha emitida pela superfície, pela atmosfera e pelas nuvens é absorvida pelos GEE, que a reemitem em todas as direções

I.2.c - As Bases Físicas do Efeito Estufa

O entendimento do que são radiações eletromagnéticas é fundamental para a compreensão de como se processa o efeito estufa. A energia radiante ou energia eletromagnética é a energia transportada na forma de ondas eletromagnéticas, caracterizadas pela oscilação dos campos elétrico e magnético que vibram na direção perpendicular à propagação da onda (vide Figura 4). A radiação eletromagnética é gerada pela transformação de outras formas de energia tais como cinética, química, térmica, elétrica, magnética e nuclear sendo capaz de realizar trabalho, provocar aquecimento ou mudança de estado físico (ZULLO *et al.*, 1995).

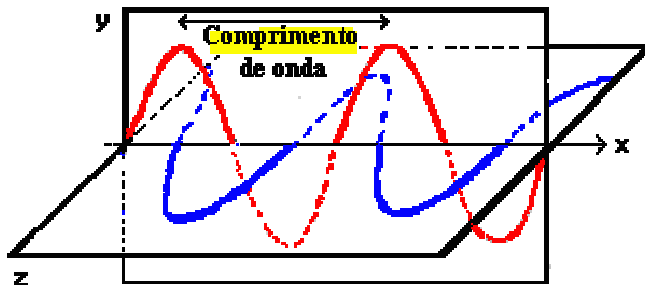


Figura 4: oscilações no campo elétrico (vermelho), e no campo magnético (azul), ortogonais entre si - o campo elétrico fica no plano xy ; o magnético no plano xz . A onda está viajando na direção x na velocidade da luz. Fonte: Bertulani, 1999

Por serem ondas harmônicas, elas não modificam a sua forma mesmo quando o meio em que se propagam tem fortes propriedades dispersivas. Apenas a amplitude delas pode decrescer na medida em que a onda se propaga. São produzidas por aceleração de cargas elétricas e se propagam no vácuo à velocidade da luz ($c = 3 \cdot 10^8$ m/s).

A distância entre dois máximos sucessivos define o comprimento de onda eletromagnética λ . O número de ondas que passa por um dado ponto do espaço num determinado tempo define a frequência da radiação eletromagnética f (Figura 5). Sua velocidade de propagação é constante ($3 \cdot 10^8$ m/s). Assim, cada radiação do espectro eletromagnético tem seu comprimento de onda e sua frequência característica (Figura 6 e Tabela 1). Quanto menor o comprimento de onda, maior é a sua frequência, ou seja, $\lambda = c/f$.

A partir dos processos de radiação, ou seja, o modo como a matéria absorve e emite energia, concluiu-se que quanto mais alta a temperatura de um corpo, maior a quantidade de energia emitida e menor o comprimento de onda de máxima emissão.

Em 1925, o físico francês Louis De Broglie (1829-1987), mostrou que partículas subatômicas, como elétrons, prótons e nêutrons, entre outras, ora se comportam como corpúsculos, ora como ondas. Desde então, esse duplo comportamento ficou conhecido como dualidade partícula-onda. A luz é, talvez, o caso mais conhecido desse fenômeno (a luz, além de ser uma onda eletromagnética, é constituída por fótons), comporta-se como onda ou corpúsculo. O trabalho de De Broglie propôs que toda partícula microscópica tem associada a ela um tipo de onda, que, na época, o físico francês batizou de ondas-piloto (DAVIDOVICH, 2000). A Teoria ondulatória não permite explicar as propriedades térmicas e energéticas da radiação, embora descreva com precisão as propriedades geométricas da luz, correspondentes aos fenômenos de reflexão, refração, difração, interferência, polarização, propagação e dispersão (MOREIRA, 2001).

Foi em 1905, com a publicação do artigo "Um ponto de vista heurístico sobre a produção e a transformação da luz", publicado no *Annalen der Physik* que Einstein apresentou ao mundo a hipótese revolucionária de que a energia da radiação eletromagnética está repartida em "pacotes" discretos de energia, os fótons. Na introdução do seu artigo, Einstein diz que *"quando da propagação de um raio luminoso emitido por uma fonte pontual, a energia não está distribuída de maneira contínua sobre espaços cada vez maiores, mas é constituída de um número finito de quanta de energia localizados em pontos do espaço, cada um se deslocando sem se dividir e podendo ser absorvido ou produzido apenas em bloco"* (citado por MOREIRA, 2001).

Apesar do prêmio Nobel de 1921 ter sido concedido a Einstein devido principalmente a esta contribuição, somente após a descoberta do chamado efeito Compton (onde ocorre o espalhamento de um fóton por um elétron), em 1923, e com as experiências de Geiger e Bothe, em 1925, a idéia dos quanta de luz viria a ser aceita amplamente pelos físicos (inclusive Bohr) e o nome de *fótons*, para os "grãos luminosos", viria a ser adotado (MOREIRA, 2001). Os fótons ou quanta (plural de quantum) são pequenos pacotes discretos de energia que quantificam a energia de uma onda. A energia E de um fóton é

proporcional à frequência f da onda, ou seja, $E = h.f$, onde h é a constante de Planck ($6,63.10^{-34}J.s$). Logo, a energia contida num fóton de radiação é inversamente proporcional ao comprimento de onda da radiação que o conduz, $\lambda = h.c/E$. Um feixe de radiação tem, portanto, um espectro de comprimentos de onda λ com "quantidades" de energia diferentes. Quando a intensidade (energia incidente por segundo e por unidade de área) da radiação de uma dada frequência é aumentada mais fótons são recebidos por uma superfície, mas a energia de cada um deles não é aumentada. Esta teoria sobre a natureza da energia radiante é adequada para explicar os fenômenos de absorção e emissão.

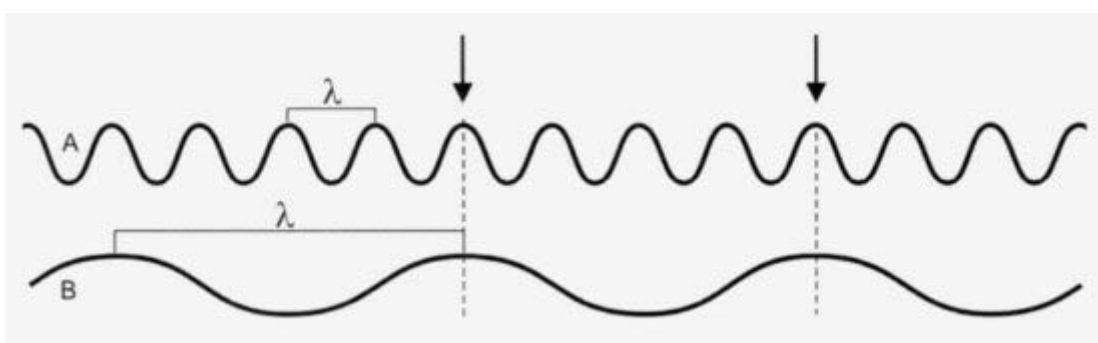


Figura 5. Radiações eletromagnéticas com comprimentos de onda (λ) diferentes. A radiação A tem menor λ , maior frequência e maior energia do que a radiação B.

Fonte: ARAÚJO, 2000.

Tabela 1: Espectro de radiações eletromagnéticas

Radiação eletromagnética	Comprimento de onda-λ	Frequência-f (Hz)
Raios Gama	10^{-14} a 10^{-12} m	10^{20} a 10^{22}
Raios X	10^{-12} a 10^{-8} m	10^{16} a 10^{20}
Ultravioleta	10 a 400 nm	10^{15} a 10^{16}
Visível	380 a 750 nm	10^{14} a 10^{15}
Radiação Infravermelha	750 nm a 1,0 mm	10^{12} a 10^{14}
Microondas	1 mm a 30 cm	10^8 a 10^{12}
Ondas de Rádio	1 a 10^6 m	10^2 a 10^8

Fonte: Elaboração Própria

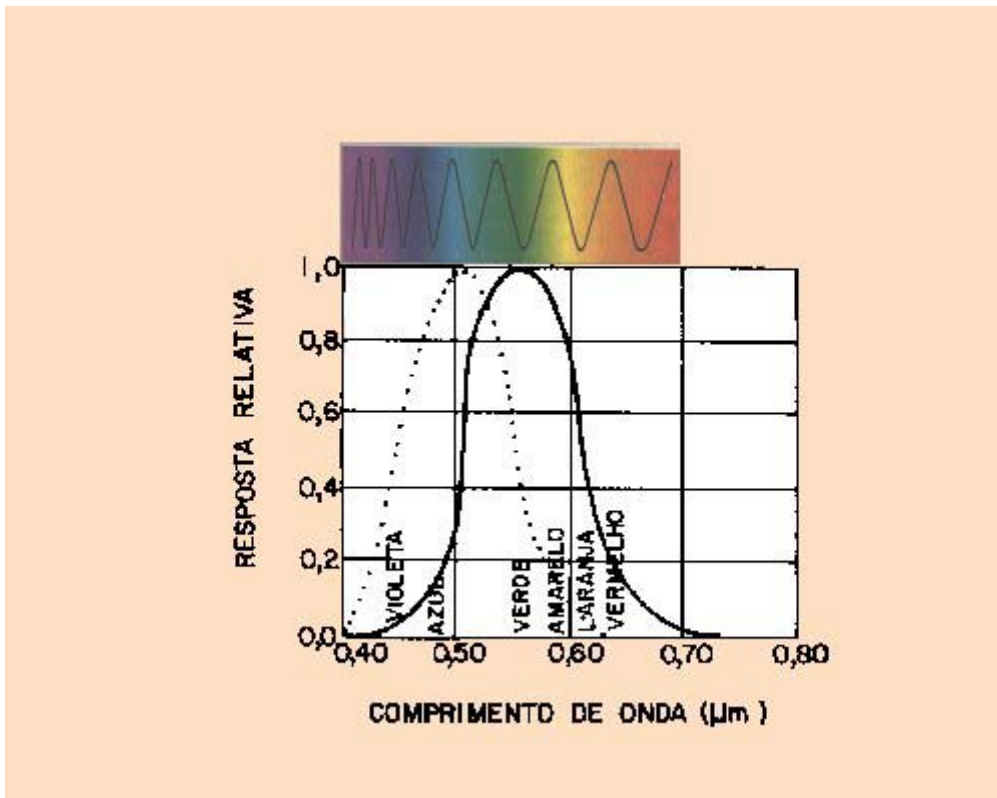


Figura 6: Ondas eletromagnéticas do espectro do Visível. Fonte: CPA_Unicamp, 2002.

Toda matéria a uma temperatura superior a zero absoluto (0° K ou -273° C) emite radiação eletromagnética. A radiação emitida ao incidir sobre a superfície de outra matéria pode ser refletida, absorvida ou transmitida, de forma simultânea. Grande parte da energia absorvida é reemitida novamente. Uma variedade de mecanismos de transformação de energia leva a fonte de radiação eletromagnética a emitir ondas eletromagnéticas sobre diferentes regiões do espectro eletromagnético (SPRING_DPI/INPE, 2002). Entretanto, esta radiação não é emitida igualmente em todas as frequências, mas é distribuída de acordo com um espectro de emissão que depende fortemente da temperatura do objeto e muitas vezes também de outros fatores tais como composição química do objeto e densidade (ZULLO *et al.*, 1995).

A mecânica quântica prevê que apenas certas configurações de órbitas de elétrons são permitidas para cada átomo e que apenas certas frequências e amplitudes vibracionais, e certas taxas de rotação são permitidas para uma molécula particular. Cada combinação possível de órbitas de elétrons, vibração e rotação pode ser identificada com um nível particular de energia, que representa a soma dos três tipos de energia (GRIMM, 1999). Uma molécula pode sofrer uma transição para um nível mais alto de energia absorvendo

radiação eletromagnética. Da mesma forma, ela pode descer a um nível mais baixo de energia emitindo energia radiante. Entretanto, somente certas variações discretas de energia são permitidas, previstas pela teoria quântica. Assim, como uma molécula isolada só pode absorver e emitir radiação em quantidades discretas, ela pode interagir apenas com certos comprimentos de onda.

A Lei de Kirchhoff afirma que materiais que são fortes absorvedores num comprimento de onda particular são também fortes emissores neste comprimento de onda; analogamente absorvedores fracos são fracos emissores. Na atmosfera da Terra esta condição é satisfeita até altitudes de cerca de 60 km (GRIMM, 1999). Quando uma molécula de gás absorve radiação, esta energia é transformada em movimento molecular interno, detectável como aumento de temperatura.

A primeira Lei de Kirchhoff estabelece que sólidos, líquidos e gases sob alta pressão, uma vez incandescentes, dão origem a um espectro contínuo de emissão, ou seja, emitem em todos os comprimentos de onda. Segundo a definição de Kirchhoff, professor de Planck, a característica de um corpo negro perfeito é a sua capacidade de reemitir toda a radiação que incide sobre ele; é um emissor e absorvedor perfeito. A radiação emitida é estudada para diferentes temperaturas do sistema. Quando um corpo é aquecido, emite radiação cuja natureza muda com a temperatura (MORAN *et al.*, 1991). A Figura 7 demonstra o espectro de emissão de um corpo negro à temperatura de 6.000°K , que corresponde aproximadamente à temperatura da superfície do sol. O Sol e a Terra irradiam aproximadamente como corpos negros. Portanto, as leis de radiação dos corpos negros podem ser aplicadas à radiação solar e terrestre com algumas restrições (GRIMM, 1999).

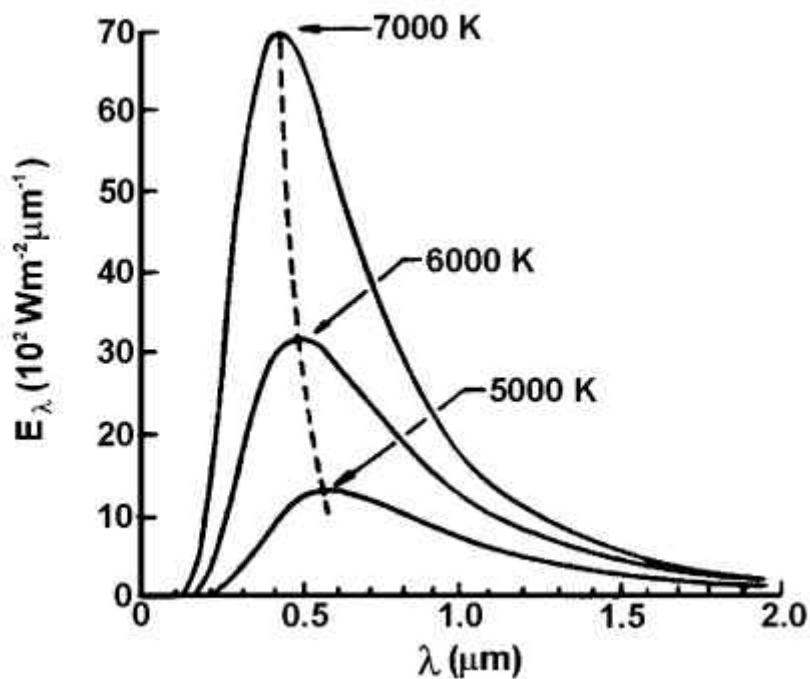


Figura 7 - Irradiância monocromática para corpo negro para várias temperaturas.

Fonte: GRIMM, 1999

Somente os gases densos têm espectros contínuos, pois à medida que há um aumento da densidade do gás, as linhas espectrais separadas alargam-se e, por fim, quando a densidade do gás é muito grande e a interação dos átomos se torna significativa, então estas linhas cobrem-se umas às outras, formando um espectro contínuo. Os líquidos e os corpos sólidos diferenciam-se dos gases, principalmente, pelo fato dos seus átomos interagirem fortemente. O espectro contínuo é determinado não só pelas propriedades de cada um dos átomos que irradiam, mas também pela interação destes átomos uns com os outros, daí o fato de que a absorção e emissão de líquidos e sólidos ocorrerem num espectro contínuo de comprimentos de onda, diferentemente dos gases a baixa pressão.

Conforme já mencionado anteriormente, a molécula de um gás geralmente interage apenas com certos comprimentos de onda, com intervalos espectrais estreitos (o estado gasoso atômico irradia ondas de comprimentos rigorosamente determinados). Pode-se descrever propriedades de absorção e emissão de um gás em termos de um espectro de linhas, que consiste de um número finito de linhas de absorção ou emissão, separadas por lacunas nas quais a absorção e emissão de radiação não são possíveis.

Portanto, um dos motivos de possíveis alargamentos das linhas do espectro das moléculas de um gás é devido às colisões. As perturbações causadas nos níveis de energia de uma molécula, pela interação com outras moléculas, átomos ou íons que passam próximo ou colidem, levam a molécula a absorver comprimentos de onda um pouco diferentes dos usuais. Este alargamento depende da frequência das colisões moleculares, que é diretamente proporcional à pressão do gás. Em níveis abaixo dos 30 km, na atmosfera da Terra, a largura das linhas de absorção é bastante determinada pelo alargamento devido a colisões (GRIMM, 1999).

A maior parte das linhas de absorção associadas com mudanças orbitais envolvem radiação de raios X, ultravioleta e radiação visível. Mudanças vibracionais são usualmente associadas com o intervalo infravermelho, enquanto as transições rotacionais, que envolvem as menores quantidades de energia, tendem a estar associadas com a região de microondas. Algumas moléculas, como o CO₂, H₂O e O₃ podem absorver ou emitir um fóton de energia radiante quando sofrem uma transição simultânea rotação-vibração. Estas moléculas exibem aglomerados de linhas, com milhares de linhas próximas na região do infravermelho. Outras moléculas, como o O₂ e o N₂ não podem interagir com a radiação desta forma e portanto, seus espectros não exibem muitas linhas na região do infravermelho.

A Figura 8 mostra o espectro da radiação solar que atinge a superfície da Terra para o caso do Sol no zênite (altura = 90⁰) (curva inferior), juntamente com o espectro da radiação solar incidente no topo da atmosfera (curva superior). A área entre as duas curvas representa a diminuição da radiação devido a: 1) retroespalhamento e absorção por nuvens e aerossóis e retroespalhamento por moléculas do ar (área não azul) e 2) absorção por moléculas do ar (área azul).

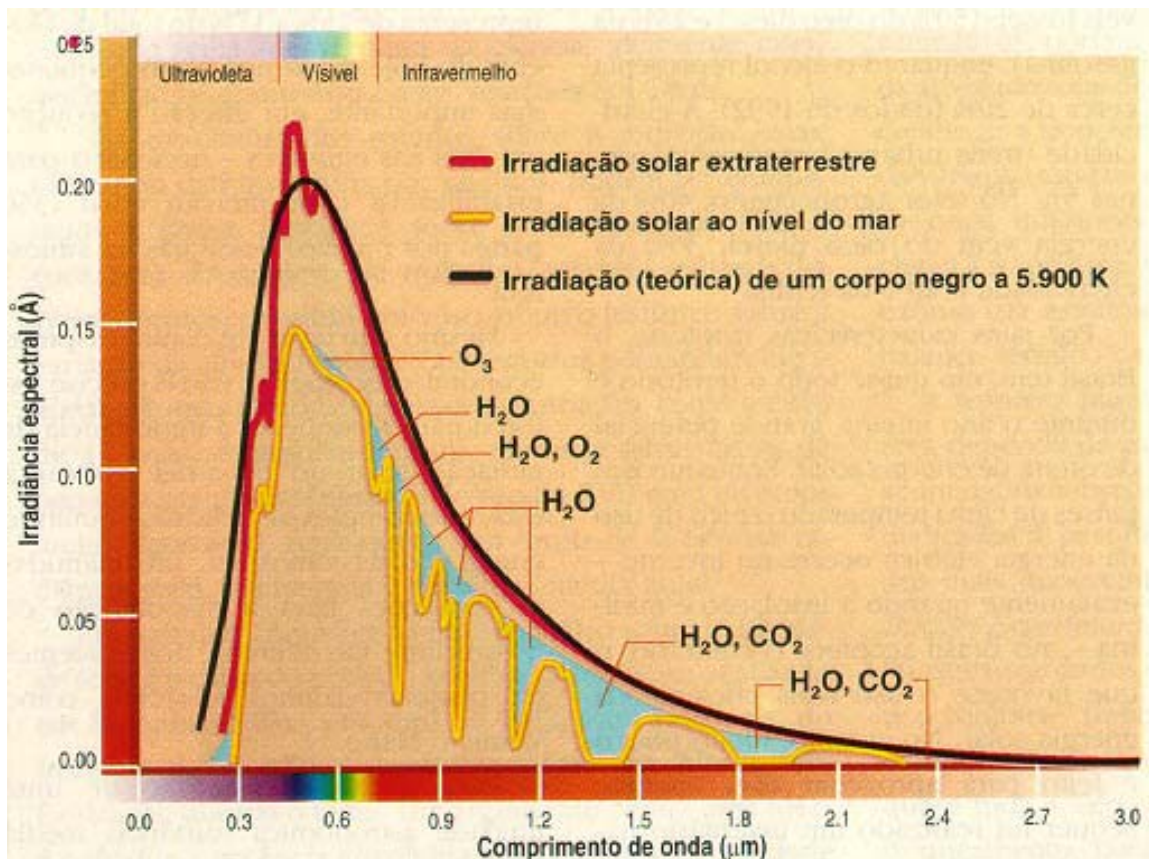


Figura 8 - Espectro da radiação solar no topo da atmosfera (curva superior) e no nível do mar (curva inferior), para atmosfera média e sol no zênite.

Fonte: *Ciência Hoje*, 2002

Como pode ser observado na Figura 8, a radiação solar chega em todos os comprimentos de onda ou frequências, mas principalmente entre 200 e 3000 nanômetros (ou 0,2-3 microns). O máximo de emissão da radiação solar se verifica no comprimento de onda de 0,48 microns. A distribuição corresponde aproximadamente àquela de um corpo negro a 5770K. A Terra, com temperatura de cerca de 288 K, tem máxima emissão em 10 μm . Por causa da alta temperatura do Sol, o espectro solar está concentrado fortemente nos comprimentos de onda que correspondem ao ultravioleta, à radiação visível e ao infravermelho curto e médio (ARAÚJO, 2000).. A Figura 9 fornece a absorvidade dos principais gases atmosféricos em vários comprimentos de onda. Pode-se observar que a maior parte da absorção da radiação solar incidente é devida ao vapor d'água (presente também nas nuvens) que, com o oxigênio e o ozônio, são os principais responsáveis pelos cerca de 20% da radiação solar incidente que é absorvida na atmosfera (ver Figura 3). O dióxido de carbono (CO_2), por sua vez, apresenta uma pequena participação na absorção da radiação solar incidente,

notadamente as radiações entre 0.7 e 4 μm , que constituem a região do infravermelho próximo e médio (ARAÚJO, 2000). Na mesma Figura 9 observa-se a existência de uma janela atmosférica para a radiação entre 0,3 e 0,7 μm (existe uma pequena absorvidade pelo O_2 e O_3), que corresponde ao intervalo do visível, ao qual pertence cerca da metade da radiação solar incidente.

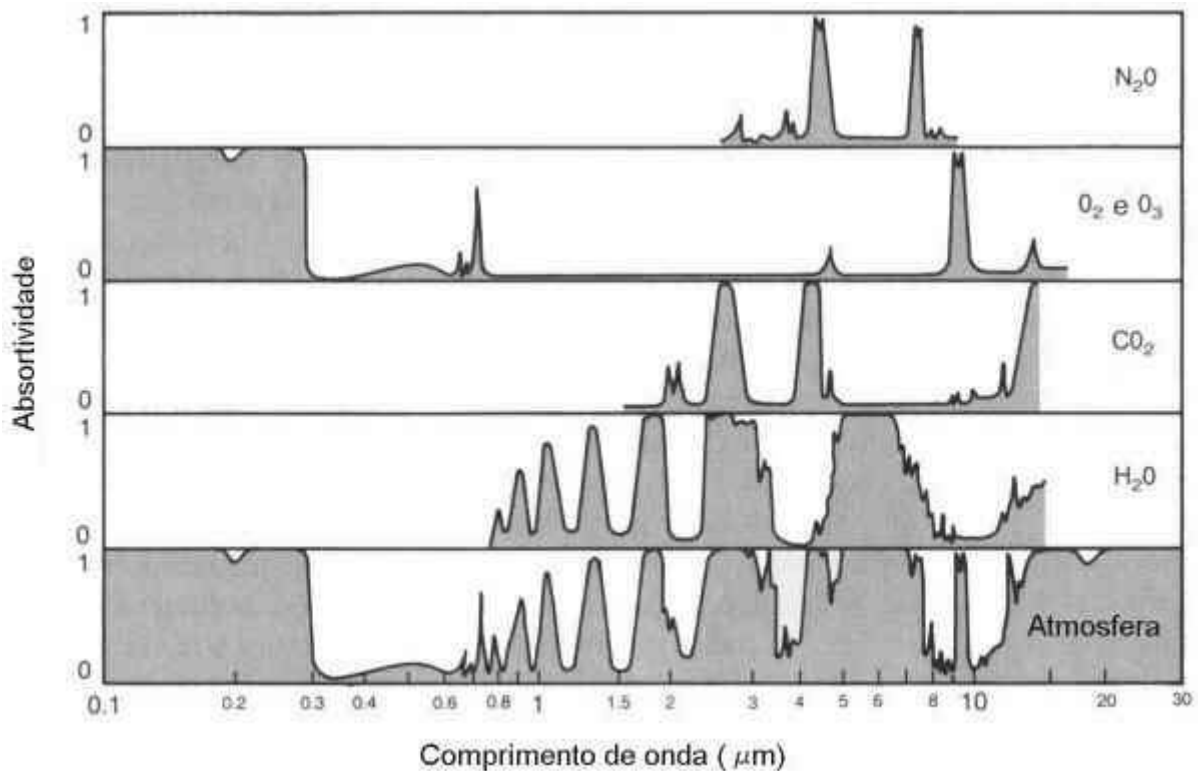


Figura 9 - Absortividade de alguns gases da atmosfera e da atmosfera como um todo.

Fonte: GRIMM, 1999

A fotodissociação do oxigênio (entre 50 a 110 km de altitude) absorve a radiação solar ultravioleta para comprimentos de onda entre 0,1 e 0,2 μm . O oxigênio atômico (O) obtido pela fotodissociação se combina com o oxigênio molecular (O_2) para a formação do ozônio (O_3). A reação de fotodissociação do ozônio (entre 20 a 60 km de altitude) absorve a radiação ultravioleta para comprimentos de onda entre 0,2 e 0,3 μm , e o produto da reação, o oxigênio atômico e o oxigênio molecular, combinam-se novamente para a formação de outra molécula de ozônio. Estas reações ocorrem sequencialmente, não havendo mudança na estrutura química, mas somente absorção de radiação e resultante entrada de calor e aumento de temperatura na estratosfera.

A presença de nuvens na atmosfera modula fortemente a absorção de radiação solar. As nuvens são boas espalhadoras de radiação de onda curta e também são responsáveis por uma fração substancial do albedo planetário em regiões que não são cobertas por gelo (BONATTI, 2001).

Cerca de 49% da radiação solar incidente (Figura 3), isto é, da radiação que chega ao topo da atmosfera, alcança a superfície da Terra. Como a Terra tem uma temperatura superficial bem menor que a do Sol, a radiação terrestre tem comprimentos de onda maiores que a radiação solar, situados no intervalo infravermelho, principalmente nos comprimentos de onda entre $1\mu\text{m}$ e $30\mu\text{m}$ (GRIMM, 1999). Pela Figura 9 verifica-se que a atmosfera é um absorvedor eficiente de radiação entre $1\mu\text{m}$ e $30\mu\text{m}$.

O entendimento de que os gases de efeito estufa presentes na atmosfera são absorvedores eficientes da radiação infravermelha pode ser obtido a partir do modelo de Bohr, que postula que os elétrons podem girar em órbita somente a determinadas distâncias permitidas do núcleo. Apesar de estar constantemente acelerado, o elétron que se move numa dessas órbitas possíveis não emite radiação eletromagnética. Portanto, sua energia total E permanece constante. O modelo de Bohr postula também que um átomo irradia energia em forma de radiação eletromagnética quando um elétron salta de uma órbita de maior energia para uma de menor energia. Além disso, um átomo absorve energia quando um elétron é deslocado de uma órbita de menor energia para uma órbita de maior energia. Os elétrons estão distribuídos em níveis de energia característicos em cada elemento. Ao absorver um quantum de energia, um elétron pode pular para outro nível e depois voltar a seu nível original, emitindo um quantum idêntico.

Em outras palavras, os elétrons saltam de uma órbita permitida para outra à medida que os átomos irradiam ou absorvem energia. As órbitas externas do átomo possuem mais energia do que as órbitas internas. Por conseguinte, se um elétron salta de uma órbita mais distante do núcleo para uma menos distante, há emissão de radiação, por outro lado, se uma radiação eletromagnética adequada atingir o átomo (ou molécula), esta é capaz de impelir um elétron da órbita próxima ao núcleo se deslocar para uma órbita mais distante. Neste processo, a radiação é absorvida. A absorção só acontecerá se a energia que atingir a molécula estiver entre a diferença de energia existente entre os

orbitais desta molécula. Assim, os níveis de energia das moléculas dos gases de efeito estufa são tais que a diferença entre eles é da ordem de magnitude da energia dos fótons de radiação térmica. Energia essa que é proporcional preferencialmente à frequência das ondas eletromagnéticas irradiadas pela superfície da Terra, o que não se verifica com a maior parte da radiação solar. Daí a absorção pelos GEE da energia emitida pela superfície da Terra.

O vapor d'água e o dióxido de carbono são os principais gases absorvedores entre 1µm e 30µm. O vapor d'água absorve aproximadamente 5 vezes mais radiação terrestre que todos os outros gases combinados e responde pelas temperaturas mais altas na baixa troposfera, onde está mais concentrado. Como a atmosfera é bastante transparente à radiação solar (ondas curtas) e mais absorvente para radiação terrestre (ondas longas), a Terra é a maior fonte de calor para a atmosfera. A atmosfera, portanto, é aquecida preponderantemente a partir da superfície, o que é evidente no perfil vertical médio de temperatura na troposfera, que mostra um decréscimo (cerca de 6,5⁰C/km) de temperatura com a altitude (GRIMM, 1999).

I.3 - Mudanças Climáticas

I.3.a - Potencial de Aquecimento Global – Global Warming Potential (GWP)

O Efeito Estufa vem atuando na atmosfera da Terra há bilhões de anos devido aos gases de efeito estufa que ocorrem naturalmente. Entretanto, este efeito pode ser intensificado. Qualquer fator que altere a radiação recebida do sol ou enviada de volta para o espaço, ou que altere a redistribuição da energia dentro da atmosfera e entre a atmosfera, a terra e os oceanos, pode afetar o clima. O aumento das concentrações de gases de efeito estufa reduzirá a eficiência com que a Terra se resfria. O aquecimento depende da magnitude do aumento da concentração de cada gás de efeito estufa, das propriedades radiativas dos gases envolvidos e das concentrações de outros gases de efeito estufa já presentes na atmosfera.

O Potencial de Aquecimento Global é uma tentativa de fornecer uma medida simples dos efeitos radiativos relativos das emissões de vários gases de efeito estufa. O índice é

definido como o forçamento radiativo⁴ cumulativo do presente até algum horizonte de tempo escolhido, causado por uma unidade de massa de gás emitida agora, expresso em relação ao de algum gás de referência (CO₂). O aquecimento global futuro provocado por um gás de efeito estufa em um determinado horizonte de tempo pode ser estimado multiplicando-se o GWP adequado pela quantidade de gás emitida (IPCC, 1996a). O GWP é relativo à contribuição ao aquecimento global devido à emissão para a atmosfera de um quilograma de um gás particular de efeito estufa comparado à emissão de um quilograma de dióxido de carbono

A derivação dos GWPs exige o conhecimento do destino do gás emitido e o forçamento radiativo devido à quantidade remanescente na atmosfera. Embora os GWPs sejam citados como valores únicos, a incerteza é de tipicamente $\pm 35\%$, não incluindo a incerteza na referência do dióxido de carbono. Porque os GWPs baseiam-se no conceito de forçamento radiativo, são difíceis de serem aplicados a constituintes importantes, do ponto de vista radiativo, que estejam distribuídos de forma desigual na atmosfera. Nenhuma tentativa foi feita para definir um GWP para os aerossóis. Os GWPs precisam levar em conta qualquer efeito indireto do gás de efeito estufa emitido, a fim de refletir corretamente o potencial de aquecimento futuro (IPCC, 1996a).

A Tabela 2 apresenta o GWP dos principais gases de efeito estufa que aumentaram significativamente as suas concentrações devido a ações antrópicas, sendo os principais responsáveis pelo forçamento radiativo antrópico positivo verificado nos últimos 150 anos. O horizonte de tempo usualmente adotado pelos tomadores de decisão nas questões relativas a mudanças climáticas é de 100 anos, portanto o GWP dos gases é geralmente reportado com o valor associado ao referido horizonte de tempo.

⁴ Uma mudança na energia disponível para o sistema global Terra/atmosfera é denominada um forçamento radiativo. É a contribuição de uma espécie ao aquecimento (ou resfriamento) enquanto ela permanece na atmosfera (IPCC, 1996a)

Tabela 2: Potencial de Aquecimento Global Direto relativo ao dióxido de carbono (para gases cujos tempo de vida têm sido adequadamente caracterizados).

Espécies	Fórmula Química	Tempo de Vida (anos)	Potencial de Aquecimento Global (Horizonte de Tempo)		
			20 anos	100 anos	500 anos
CO ₂	CO ₂	variável	1	1	1
Metano ^a	CH ₄	12,0 ^b	62	23	7
Óxido nitroso	N ₂ O	114 ^b	275	296	156
HFC-23	CHF ₃	260	9400	12000	10000
Perfluormetano	CF ₄	50000	3900	5700	8900

a: O GWP do Metano inclui uma contribuição indireta da produção estratosférica da H₂O e do O₃

b Os valores do metano e do óxido nitroso levam em consideração os tempos ajustados com a incorporação dos efeitos indiretos da emissão de cada gás com seu próprio tempo de vida.

Fonte: IPCC, 2001

I.3.b - Mudanças na Concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera

Testemunhos de gelo da Antártica e da Groelândia complementadas por amostras diretas da atmosfera referentes às últimas décadas, possibilitaram o levantamento do comportamento da concentração dos gases de efeito estufa para os últimos mil anos e o seu respectivo forçamento radiativo, como pode ser observado na Figura 10. A variação da atividade solar juntamente com o aumento da concentração de gases de efeito estufa e de aerossóis podem alterar o balanço da radiação na Terra e, assim, alterar o clima.

Medições diretas da irradiação solar são recentes, existem a apenas cerca de duas décadas. As primeiras medições diretas da concentração atmosférica de dióxido de carbono remontam ao meio do século vinte, enquanto que outros gases, como o metano, tiveram suas medições diretas iniciadas alguns anos mais tarde em relação ao dióxido de carbono. A revelação das mudanças de concentração dos gases de efeito estufa ocorridas a partir do ano mil só foram possíveis através de investigações de amostras de carbono retidas no gelo.

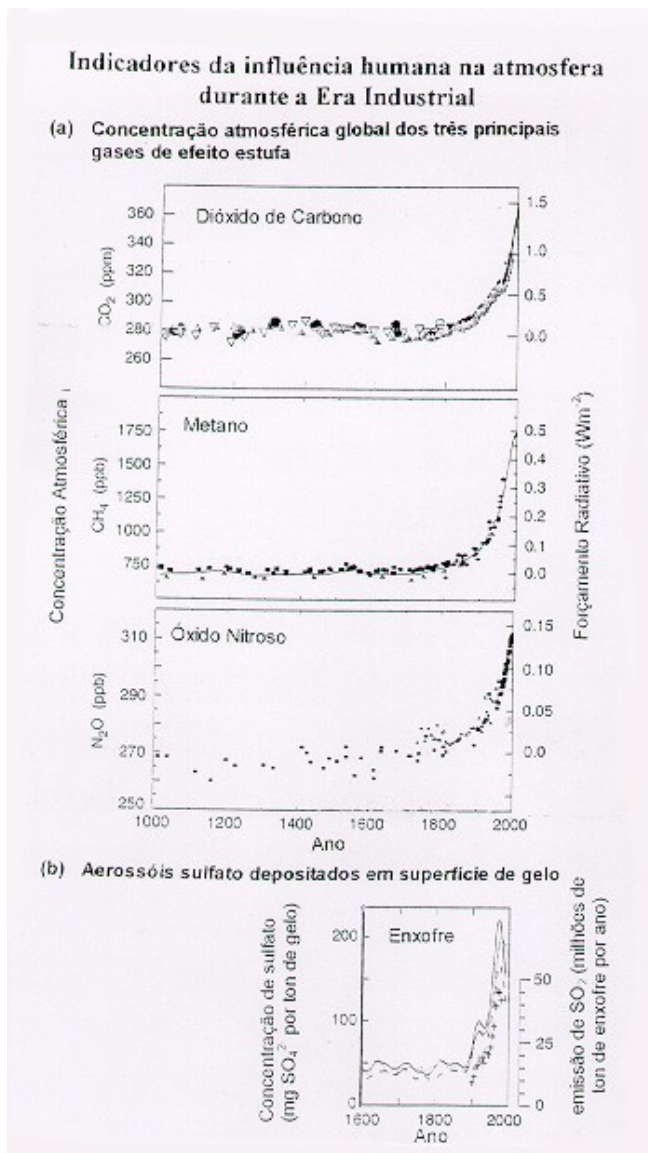


Figura 10: Concentração atmosférica de alguns gases de efeito estufa e de sulfatos (a partir de 1600) nos últimos mil anos. Fonte: IPCC, 2001

A influência humana no aumento da concentração dos gases de efeito estufa está claramente identificável na Figura 10, onde a Era Industrial, a partir de 1800, conduz o homem ao aumento crescente do consumo de combustíveis fósseis, aumentando a emissão de gases de efeito estufa e de óxido de enxofre (precursor dos aerossóis). O crescimento populacional e econômico sem precedentes, após a Revolução Industrial, promoveu mudanças no uso da terra significativas, resultando, além das fontes fósseis, em mais emissões de GEE devidas ao desmatamento de florestas.

A concentração atmosférica dos GEE antes da Era Industrial era relativamente constante ao longo do milênio observado. Entretanto, como mencionado, a concentração de muitos GEE aumentaram direta ou indiretamente devido a atividades humanas. A Tabela 4 fornece as concentrações dos principais GEE para o ano de 1750, situado num período anterior à Era Industrial, e as suas concentrações para o contemporâneo ano de 1998, indicando um preocupante alerta sobre como o homem vem interferindo negativamente na atmosfera. A contribuição das espécies para o forçamento radiativo da mudança do clima depende das propriedades radiativas da molécula do gás, da magnitude do aumento de concentração atmosférica e respectivo tempo de residência das espécies na atmosfera (Tabela 3).

Tabela 3: Forçamento Radiativo médio anual global relativo aos gases de efeito estufa bem misturados*, considerando a influência das espécies a partir do período pré-industrial (1750) até o presente(2000):

espécies	Wm⁻²
CO ₂	1,46
CH ₄	0,48
N ₂ O	0,15
Halocarbonos e outros compostos halogenados	0,34

*não está reportado nesta tabela o forçamento radiativo do ozônio (estratosférico e troposférico), dos aerossóis, do albedo e do sol.

Fonte: Elaboração própria a partir do IPCC, 2001

Tabela 4: Uma amostra dos gases de efeito estufa influenciados por atividades humanas

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CFC-11	HFC-23	CF ₄
Concentração pré-industrial (1750)	~280 ppm	~700 ppb	~270 ppb	zero	zero	40 ppt
Concentração em 1998	365 ppm	1745 ppb	314 ppb	268 ppt	14 ppt	80 ppt
Taxa de mudança da concentração^b	1,5 ppm/ano ^a	7,0 ppb/ano ^a	0,8 ppb/ano	-1,4 ppt/ano	0,55 ppt/ano	1,0 ppt/ano
Tempo de vida na atmosfera (anos)	5 a 200 ^c	12 ^d	114 ^d	45	260	>50.000

^a a taxa tem flutuado entre 0,9 ppm/ano e 2,8 ppm/ano para o CO₂ e entre 0 a 13 ppb/ano para o CH₄ no período de 1990 a 1999.

^b a taxa é calculada para o período de 1990 a 1999.

^c é complexa a definição do tempo de vida do CO₂ devido à existência de diversos processos de remoção

^d o tempo de vida tem sido definido como “*adjustment time*” que leva em conta o efeito indireto do gás no seu próprio tempo de residência.

Fonte: IPCC, 2001

Participação das espécies no forçamento radiativo dos GEE

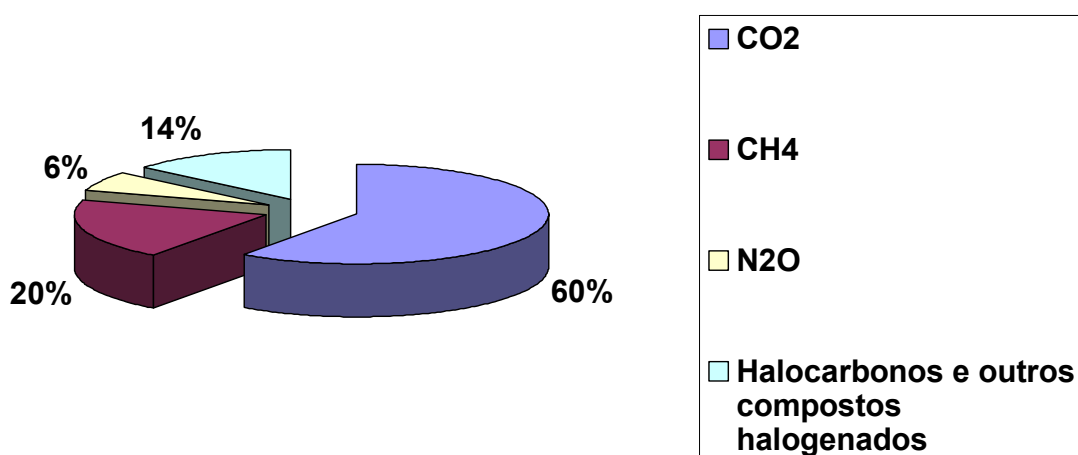


Figura 11: Participação das espécies no Forçamento Radiativo dos GEE bem misturados.

Fonte: Elaboração própria a partir do IPCC, 2001

a) Dióxido de carbono (CO₂)

As concentrações de CO₂ aumentaram 31%, de cerca de 280 ppm (partes por milhão) em 1750 para 367 ppm em 1999. A concentração atual é a maior dos últimos 420 mil anos e provavelmente também maior do que a dos últimos 20 milhões de anos. A taxa de crescimento da concentração no século passado não tem precedente pelo menos durante os últimos 20 mil anos.

Não há dúvida de que esse aumento se deve amplamente às atividades humanas, que a partir da Era Industrial aumentaram as suas emissões de forma dramática, em particular devido à queima de combustíveis fósseis, que nos últimos 20 anos representou de 70 a 90% das emissões antrópicas totais do CO₂. A mudança do uso da terra, principalmente queimadas, respondem pelos restantes 10 a 30% das emissões do referido período. Como pode ser observado na Tabela 3 e na Figura 11, o CO₂ é o que apresenta maior influência no forçamento radiativo dos GEE bem misturados.

b) Metano (CH₄)

As concentrações de metano aumentaram cerca de 150%, de cerca de 700 ppb (partes por bilhão) em 1750 para 1745 ppb em 1998. Em nenhum momento dos últimos 420 mil anos a concentração atual de metano foi superada. O metano é um gás de efeito estufa que ocorre naturalmente (por exemplo, em terras alagadas - várzeas naturais, tais emissões tendem a aumentar com o aquecimento global em consequência da maior atividade microbiana), cuja concentração na atmosfera está crescendo em decorrência das atividades humanas, como a agricultura, a disposição de resíduos e a utilização cada vez maior do Gás Natural (veremos maiores detalhes da crescente utilização do GN nos capítulos seguintes).

Pouco mais da metade das emissões globais do metano são antropogênicas. Ele é removido da atmosfera por reações químicas. Os *feedbacks* químicos foram claramente identificados pelas mudanças na concentração de metano. O principal processo de remoção do metano é a reação com o radical hidroxila (OH). A adição de metano à atmosfera reduz a concentração de radicais hidroxila na troposfera, que podem então produzir um *feedback* e reduzir a taxa de remoção do metano.

De acordo com a Tabela 3 e a Figura 11, verifica-se que o metano é o GEE de segunda maior influência no forçamento radiativo dos GEE bem misturados, representando 20% do total.

c) Óxido Nitroso (N₂O)

A concentração atmosférica de óxido nitroso apresenta-se 16% maior do que em 1750. A atual concentração não foi excedida durante pelo menos os últimos mil anos. O N₂O é um GEE com fontes antropogênicas e naturais, e é removido da atmosfera através de reações químicas, principalmente por fotólise (decomposição pela luz do sol) na estratosfera.

As principais fontes antrópicas são agricultura, queima de biomassa, pecuária e vários processos industriais (por exemplo, a partir da produção de ácido adípico e ácido nítrico). As fontes naturais de N₂O são estimadas em aproximadamente 10 TgN/ano (1990), com os solos participando com cerca de 65% e os oceanos com cerca de 30%. As fontes antropogênicas têm as suas emissões estimadas em aproximadamente 7 TgN/ano. Contribui com 6% do forçamento radiativo dos GEE bem misturados.

d) Halocarbonos e outros compostos halogenados

Os halocarbonos são compostos de carbono que contêm flúor, cloro, bromo ou iodo. Muitos deles são eficientes GEE e as atividades humanas são a única fonte da maioria destes compostos. Os halocarbonos que contêm cloro (CFCs e HCFCs) e bromo (halons) provocam a destruição do ozônio e as suas emissões são controladas pelo Protocolo de Montreal. Como resultado, as taxas de crescimento das concentrações de muitos destes compostos já caíram e o seu efeito radiativo declinará paulatinamente no próximo século. Por outro lado, os perfluorcarbonos (PFCs, por exemplo, CF₄, C₂F₆) e o hexafluoreto de enxofre (SF₆) são removidos muito lentamente da atmosfera com tempos de vida estimados superiores a 1000 anos, como por exemplo o perfluormetano (CF₄) que tem tempo de vida de 50 mil anos. Assim, estas emissões acumulam-se de fato na atmosfera e continuarão a influenciar o clima por milhares de anos (o hexafluoreto de enxofre (SF₆), por exemplo, apresenta 22200 vezes mais poder de aquecimento do que o CO₂). Os halocarbonos também podem exercer um forçamento

radiativo negativo indireto por meio da destruição que provocam no ozônio estratosférico.

I.3.c - Evidências da responsabilidade antrópica nas mudanças climáticas

Um fato observado e sobre o qual não resta dúvida alguma é a de que a concentração de aerossóis e dos GEEs está subindo, como pode ser observado na Tabela 4. Outro ponto refere-se ao fato de que o aumento da concentração dos GEEs e de aerossóis na atmosfera é devido às atividades humanas. A responsabilidade antrópica no aumento da concentração dos GEEs pode ser comprovada a partir da datação do carbono, que permite a investigação das diferentes origens do carbono presente na atmosfera, considerando que a composição isotópica do carbônico fóssil (emitido para a atmosfera pelas atividades antrópicas) é diferente da composição isotópica do carbono da superfície (presente na atmosfera em conformidade com o ciclo natural do carbono).

Como já abordado anteriormente, a atmosfera é bastante transparente à radiação solar (ondas curtas) e mais absorvente para radiação terrestre (ondas longas), e o aumento da concentração de GEE resulta numa deposição maior de energia na baixa atmosfera.

O grande desafio é saber quanto desta energia adicional efetivamente se traduz no aumento de temperatura em oposição a outros destinos possíveis desta energia, como, por exemplo, o aumento da evaporação. Não obstante, a alteração de qualquer variável atmosférica é uma alteração no clima, segundo a definição da Organização Mundial de Meteorologia (UNEP, 2002).

O Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC (2001), afirma que existem novas e fortes evidências de que a maior parte do aquecimento da Terra nos últimos 50 anos é atribuível às atividades humanas. O último Relatório apresenta um grande progresso em relação aos anteriores, com a redução de incertezas particularmente no que diz respeito à distinção e à quantificação da magnitude das respostas para influências externas diferentes. Foram apresentadas simulações que estimaram o forçamento antrópico e natural tentando reproduzir as variações observadas na temperatura da superfície ao longo do século XX (Figura 12).

As simulações referentes à resposta somente do forçamento natural, isto é, a variabilidade da intensidade solar e as erupções vulcânicas, não conseguem explicar o aquecimento observado na segunda metade do século XX, como pode ser observado na Figura 12-a. Entretanto, a resposta ao forçamento natural alcança uma correspondência maior à variação da temperatura observada na primeira metade do século XX.

O aquecimento observado nos últimos 50 anos é em grande parte devido à emissão antrópica de GEE, o que pode se verificar na Figura 12-b. Nas simulações do forçamento antrópico, contabilizou-se também o forçamento negativo dos aerossóis de sulfato emitidos pela queima de combustíveis fósseis contendo enxofre, que provocam um pequeno esfriamento.

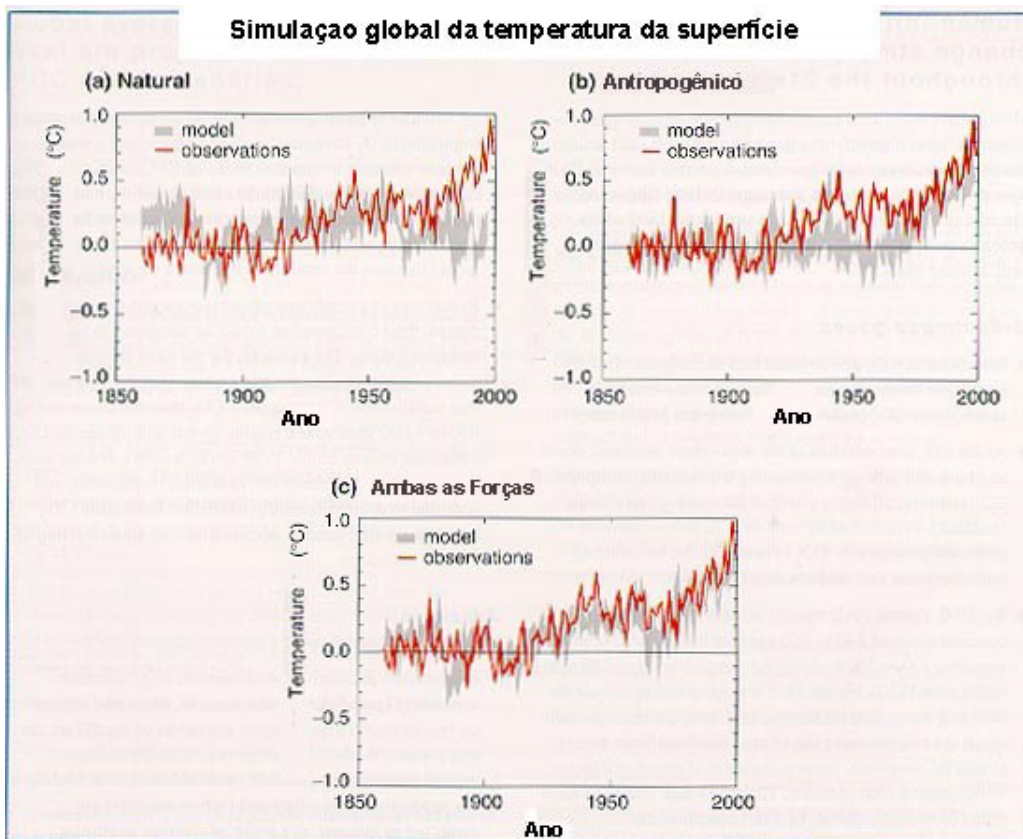


Figura 12: Simulação da variação da temperatura da Terra comparando com a variação observada nos últimos 140 anos. Fonte: IPCC, 2001

A real variação da temperatura nos últimos 140 anos somente consegue ser simulada se houver a combinação dos forçamentos naturais e antropogénicos, como pode ser observado na figura 12-c. Estes resultados mostram que somente contemplando ambos

os forçamentos é que se consegue explicar as mudanças observadas. Esta é a maior evidência da responsabilidade antrópica nas mudanças climáticas.

A média de temperatura da superfície da Terra começou a crescer desde 1861, se comparada aos últimos mil anos, o que pode ser perfeitamente identificado na Figura 13. O aquecimento da superfície ocorrido no século 20 foi de $0,6 \pm 0,2$ em relação à média dos últimos mil anos. A década mais quente foi a de 1990 e o ano mais quente desde 1861 foi o de 1998.

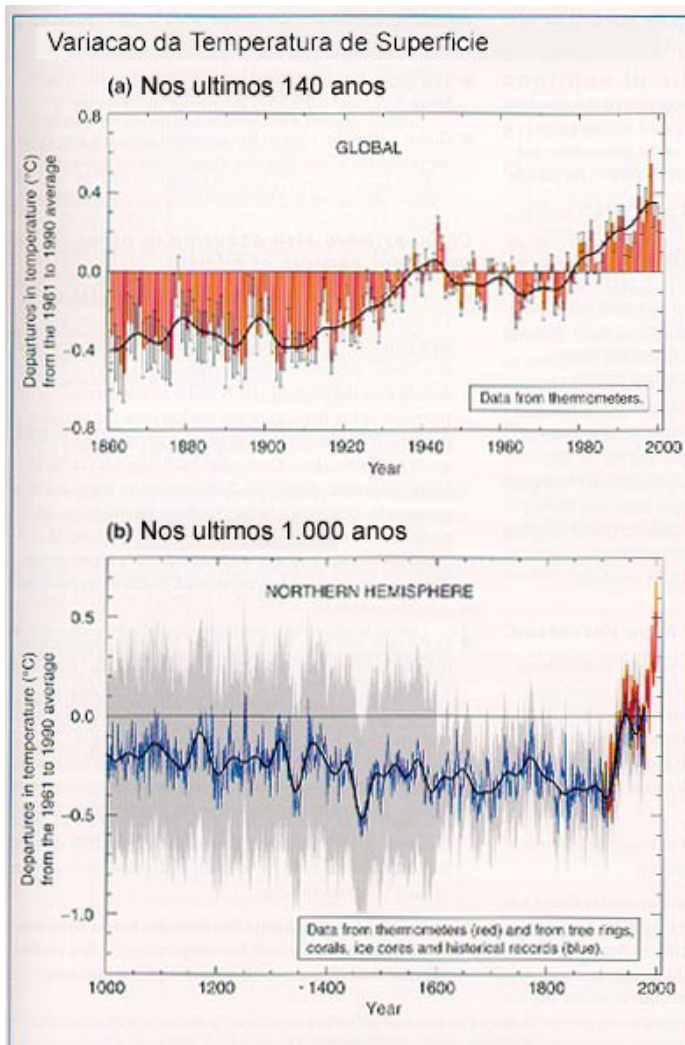


Figura 13: Variação da temperatura na superfície nos últimos 1000 anos (b).

Fonte: IPCC, 2001

Muito provavelmente o aquecimento descrito contribuiu significativamente para o aumento observado do nível dos mares entre 0,1 e 0,2 metros durante o século 20,

causado pela expansão térmica dos oceanos e o derretimento das calotas polares. A espessura da camada de gelo do Ártico no verão e no outono se reduziu em 40% no século XX.

Fenômenos climáticos como o El Niño, que exercem influência na precipitação e na temperatura regionais, têm sido mais frequentes, persistentes e intensos desde a década de 1970, comparado com os últimos 100 anos.

As previsões do Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC, 2001, são a de um aumento da média global da temperatura entre 1,4 a 5,8 °C e a de um aumento no nível dos mares entre 0,09 e 0,88 metros, para os próximos 100 anos (até 2100).

O aumento do nível dos mares, além de poder provocar o desaparecimento de muitas ilhas e inundar o litoral dos continentes, pode provocar a contaminação de lençóis freáticos com água salgada, afetando o consumo humano, a irrigação agrícola e a pesca. As mudanças climáticas podem provocar maior incidência de doenças tropicais como a malária e a dengue, podem provocar também alterações na produtividade agrícola e na composição de sistemas ecológicos, sendo as florestas e os recifes de corais os mais vulneráveis. Prevê-se um aumento global das chuvas, com aumentos e decréscimos locais, projeta-se também uma maior incidência de eventos climáticos extremos, como, por exemplo, inundações, secas, ondas de calor, ciclones tropicais, entre outros.

I.4 - O Modelo de Desenvolvimento e as suas Conseqüências Climáticas

Segundo o estudo “GEO-2000 Global Environmental Outlook” desenvolvido pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, a questão do aquecimento global será uma das maiores preocupações do século XXI, tanto nos países desenvolvidos quanto nos países em desenvolvimento (UNEP, 2000). Todos os países serão atingidos, em menor ou maior grau. No entanto, quanto mais pobre for o país, mais vulnerável ele será aos efeitos das mudanças climáticas devido aos limites que dispõe para a sua adaptação. O perverso é que justamente os países que menos contribuíram para aumentar a concentração dos GEEs são os mais vulneráveis às suas conseqüências. Pode ser observado na **Figura 14** que os países em desenvolvimento começaram a contribuir para a maior concentração dos GEE somente a partir da década de 1940,

enquanto que os países desenvolvidos já contribuíam com emissões desde a Era Industrial. Além disto, nas emissões globais da segunda metade do século XX, a participação dos países desenvolvidos e dos países como a China e os países da ex União Soviética são de maior magnitude do que a do resto do mundo.

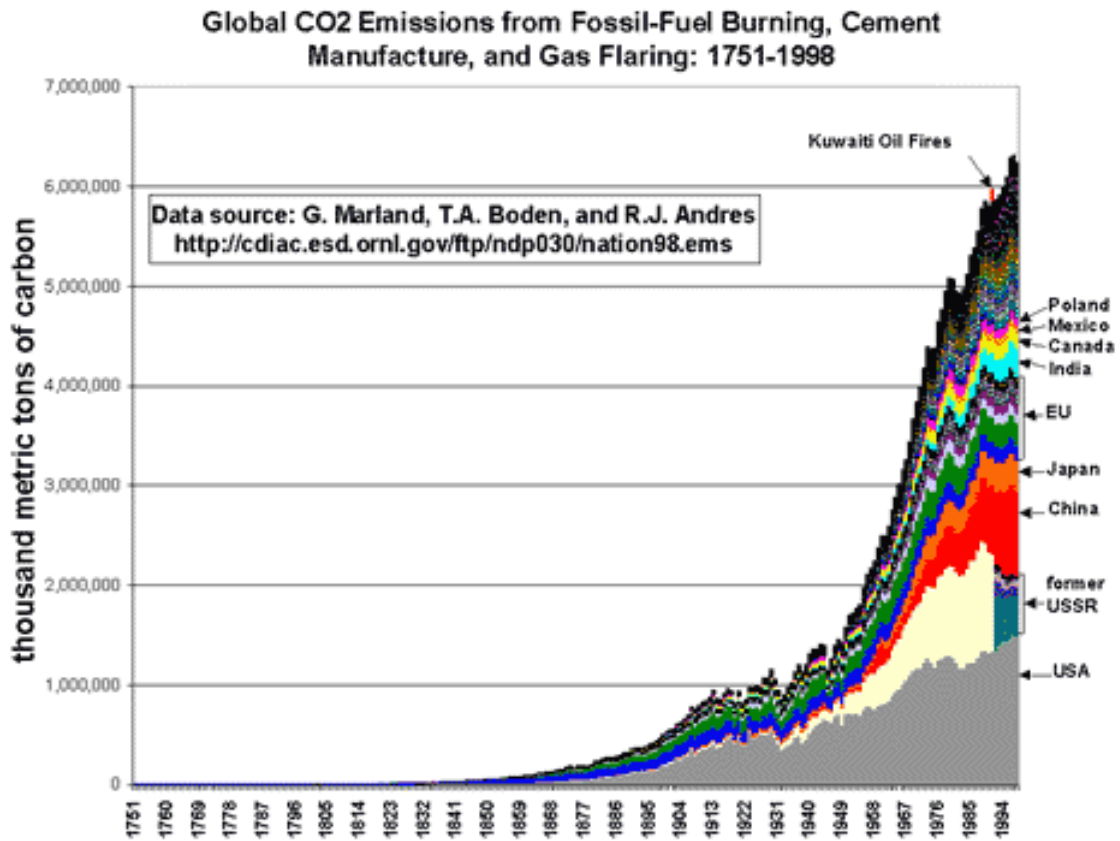


Figura 14: Contribuição dos países nas emissões globais de carbono

As emissões globais antrópicas dos GEEs iniciaram-se na Europa a partir da Revolução Industrial, inaugurando o período que ficaria conhecido como a Era Industrial, onde o seu principal marco foi a advento da máquina a vapor. Dênis Papin, físico francês, expôs em 1690 uma idéia que se constituiu no ponto de partida para aqueles que inventaram a máquina a vapor. As idéias de Papin foram aperfeiçoadas e testadas por Thomas Newcomen e por James Watt. Em 1712 ficou pronto o primeiro motor de Newcomen, baseava-se no mesmo fenômeno verificado por Papin. Finalmente, em 1776, James Watt construiu a máquina a vapor. A utilização de máquinas produziu grandes mudanças econômicas e sociais na Inglaterra e depois na Europa, a partir de 1760. Os produtos deixaram de ser feitos de forma artesanal e passaram a ser produzidos em grandes indústrias. A paulatina mecanização do campo deixou muitos agricultores sem trabalho, obrigando-os a se transferir para as indústrias, nas cidades. A

industrialização, que logo se estendeu a outros países, trouxe um progresso sem precedentes na história. Mas também criou graves problemas ambientais. Por volta de 1750, a madeira era responsável por 90% da energia disponível no mundo, sendo substituída gradualmente pelo carvão. Por volta de 1890 o carvão mineral já superava a lenha e seu domínio chegou até os anos 60. Isso significa que o carvão foi a fonte energética mais duradoura do controvertido século 20. A partir dos anos 60, começou o reinado do petróleo (CAPOZOLI, 2002)

Antes da Era Industrial, o pensamento social pré-moderno era dominado pela visão de que as sociedades humanas estavam sob risco permanente de colapso, sendo dependentes dos movimentos e recursos básicos do mundo natural. A impossibilidade de aumentar substantivamente a produção e de satisfazer as demandas materiais dos diferentes setores das sociedades, no contexto ideológico daquele pensamento, gerava um quadro de escassez que potencializava o risco de invasões externas ou de guerras civis que destruíssem o corpo político. A produção e o consumo eram considerados basicamente estáveis e inelásticos, podendo a riqueza ser alcançada apenas pela conquista externa ou pela concentração de recursos nas mãos de poucos. Este ambiente alimentou políticas de caráter elitista (OPHULS, 1977 citado por PÁDUA, 1999).

Com a explosão da capacidade produtiva trazida pela tecnologia industrial, a visão política da escassez e do risco de colapso foi sendo suplantada pela ideologia do crescimento ilimitado nas suas diversas vertentes. O significado político desta ruptura foi enorme, expressando-se na elaboração de teorias fundadas no potencial de abundância crescente para todos (PÁDUA, 1999). As ideologias políticas dominantes no mundo moderno inseriram-se nesta ruptura histórica, que foi chamada de “era da exuberância” ou “boom dos 400 anos” (CATTON JR. e DUNLAP, 1980, citado por PÁDUA, 1999).

Os principais mapas políticos que organizam os programas partidários em todo o mundo adquiriram sua forma e substância básica no contexto histórico da *exuberância* da civilização urbano-industrial, tendo os seus fundamentos teóricos calcados na visão do crescimento ilimitado (DAHL, 1982).

As lutas dos movimentos sindicais e sociais na Europa dos séculos XIX e XX forçaram politicamente a elevação do nível da renda, da capacidade de poupança e das condições de habitação, saúde e educação das classes trabalhadoras. Estas conquistas constituíram uma situação historicamente inédita onde a massa trabalhadora tornou-se capaz de consumir muito mais do que sonhariam as elites do mundo pré-moderno, ao passo que as elites passaram a consumir em um nível que ultrapassa qualquer medida anterior (PRZEWORSKI, 1985).

Assim, configurou-se um cenário de alto consumo nos países mais desenvolvidos e nas elites sociais dos outros países do mundo. A ideologia do desenvolvimento clássico disseminou a expectativa de que o modelo de alto consumo poderia ser replicado universalmente, gerando sociedades afluentes em todas as partes do planeta (PÁDUA, 1999).

O desenvolvimento era apenas, segundo LA ROVERE (1992), “um processo linear no qual os países atrasados teriam apenas de imitar, alcançar e possivelmente superar os mais avançados”.

A Terra entraria em colapso ecológico se todos os países atingissem o consumo dos países mais ricos. Segundo PÁDUA (1999), 20% da humanidade é responsável por cerca de 80% do consumo de energia e recursos do planeta, sendo também responsável pela produção de cerca de 80% da poluição. Os outros 80% da humanidade, por sua vez, consomem 20% da energia do mundo.

O caminho a ser perseguido é o de se diminuir o consumo dos que consomem mais e aumentar o consumo dos que consomem pouco, chegando a um equilíbrio num nível suficiente para que a humanidade alcance equanimemente o usufruto dos recursos naturais para a promoção da qualidade de vida para todos, e ao mesmo tempo em que esteja assegurada esta mesma qualidade de vida para as gerações futuras. Este conceito é o que pode ser denominado de desenvolvimento sustentável.

O debate pelo desenvolvimento sustentável dentro da questão da escassez de recursos naturais foi originalmente estabelecido por Malthus na literatura econômica em 1798. Segundo a perspectiva malthusiana, os limites ao desenvolvimento seriam em

decorrência da limitação na oferta das terras para plantio de boa qualidade e, por esse motivo, ocorreria uma redução na produtividade agrícola. Para Malthus, a quantidade fixa de terra disponível significava que, conforme ocorresse o crescimento da população, a redução do retorno de produtos da agricultura reduziria a oferta *per capita* de alimentos. Os padrões de vida seriam forçados aos padrões de subsistência e a população mundial pararia de crescer (PEARCE & TURNER, 1990).

Em 1972, mais de um século depois, com a publicação do documento "Limits to growth" ou Relatório Meadows, novamente foi defendida a posição malthusiana de escassez e da incompatibilidade entre o crescimento econômico e a proteção do meio ambiente, ou seja, que os objetivos de crescimento de longo prazo da economia não eram exeqüíveis (MEADOWS *et al.*, 1972).

Um marco importante foi estabelecido na Conferência das Nações Unidas sobre o Ambiente, conhecida como Conferência de Estocolmo, ocorrida em 1972. Nesta Conferência foi elaborada a Declaração do Ambiente, que entre outras coisas, proclama nos seus primeiros itens:

“1. O homem é criatura e criador do seu ambiente, que lhe assegura a subsistência física e lhe dá a possibilidade de desenvolvimento intelectual, moral, social e espiritual. No decurso da longa e laboriosa evolução da raça humana na Terra chegou o momento em que, graças ao progresso cada vez mais rápido da ciência e da tecnologia, o homem adquiriu o poder de transformar o seu ambiente, de inúmeras maneiras e em escalas sem precedentes. Os dois elementos do seu ambiente, o elemento natural e o que ele próprio criou, são indispensáveis ao seu bem estar e à plena fruição dos seus direitos fundamentais – inclusive o direito à própria vida”.

2. A proteção e melhoria do ambiente são questões da maior importância, que afetam o bem estar das populações e o desenvolvimento econômico do Globo; correspondem aos votos ardentes dos povos do mundo inteiro e constituem o dever de todos os governos” (MMA, 1997).

A Revolução Ambiental (Nicholson) teve conseqüências éticas e epistemológicas de longo alcance, as quais influenciaram o pensamento sobre o desenvolvimento (SACHS, 2000).

Ignacy Sachs, em seu livro *Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável* (2000) escreveu: “à ética imperativa da solidariedade sincrônica com a geração atual somou-se a solidariedade diacrônica com as gerações futuras e, para alguns, o postulado ético de responsabilidade para com o futuro de todas as espécies vivas na Terra. Em outras palavras, o contrato social no qual se baseia a governabilidade de nossa sociedade deve ser complementado por um contrato natural (Michel Serres)”.

A rejeição à tese dos limites físicos ao crescimento econômico, o papel apropriado das forças de mercado no processo de desenvolvimento, o papel da pobreza na degradação dos recursos naturais e a necessidade de reconhecer e construir sobre interesses comuns foram todos temas que apareceram de forma destacada em 1987 no relatório "Our common future" (Nosso futuro comum) da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CMMAD, 1988) e no relatório "The global possible" (O mundo possível), em 1985 (PEARCE & TURNER, 1990).

O conceito do termo desenvolvimento sustentável, apresentado no relatório "Nosso futuro comum", foi o seguinte: "O desenvolvimento sustentável é aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer a possibilidade de as gerações futuras atenderem às suas próprias necessidades" (CMMAD, 1988).

Segundo SACHS (2000), “a *ecologização do pensamento* (Edgar Morin) nos força a expandir nosso horizonte de tempo. Enquanto os economistas estão habituados a raciocinar em termos de anos, no máximo em décadas, a escala de tempo da ecologia se amplia para séculos e milênios”. Simultaneamente, é necessário perceber que ações locais podem afetar regiões ou mesmo todo o planeta. (SACHS, 2000).

As emissões dos GEEs são de responsabilidade de todo o planeta, pois as mudanças climáticas têm um efeito global com conseqüências igualmente globais, embora com impactos diferentes para cada região do planeta. Daí a responsabilidade comum porém diferenciada do Protocolo de Quioto. É necessário o comprometimento de toda a

humanidade, por meio de políticas governamentais e de mudança de comportamento de cada indivíduo, na busca do desenvolvimento sustentável. Carlos Drummond de Andrade, na sua crônica “O Escritor responde, coitado (1987)”, a uma pergunta sobre ecologia, responde: “Todo mundo a favor, quase ninguém mudando do a favor em ação”, ilustrando a real necessidade de uma mudança concreta no comportamento, fato que a humanidade já deu os primeiros passos, mas ainda há um longo caminho pela frente. No entanto, como diria Sachs, “a História nos pregou uma peça cruel, pois o desenvolvimento sustentável é incompatível com o jogo sem restrições das forças de mercado, uma vez que os mercados são por demais míopes para transcender os curtos prazos (Deepak Nayyar) e cegos para quaisquer considerações que não sejam lucros e a eficiência smithiana de alocação de recursos”. Assim, para que a humanidade realmente alcance com sucesso o desenvolvimento sustentável, terá que haver um empenho verdadeiro dos líderes mundiais através de uma ação efetiva. No “Seminário de Divulgação das Informações dos Relatórios do Grupo de Trabalho III – WGIII – do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – IPCC” ocorrido em 5 de julho de 2002 no Rio de Janeiro, o professor Pinguelli Rosa comenta que as guerras, os investimentos bélicos e os programas de defesa espacial acarretam elevadíssimos custos que os governos se dispõem a gastar, ao contrário da disposição a gastar com a mitigação da mudança climática, ainda que os mesmos não correspondam à eficiência smithiana de alocação de recursos.

Desta forma, se os tomadores de decisão incluírem em suas agendas uma necessidade de ação prioritária no tema, o mundo poderá ter esperanças e as próprias forças de mercado sobreviverão como atualmente a indústria bélica sobrevive, com a diferença que este mercado funcionará para o bem da humanidade dentro de uma concepção que ultrapassará as fronteiras das gerações. Esta concepção converge com o discutido no relatório "Nosso futuro comum" (CMMAD, 1988), em que se levanta a necessidade de redução de gastos armamentistas de modo a favorecer outras prioridades de alocação de recursos.

I.5 – A Convenção do Clima e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Convenção do Clima

Em 1988, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – PNUMA e a Organização Mundial de Meteorologia – OMM constituíram o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change/ Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima), encarregado de apoiar com trabalhos científicos as negociações da Convenção.

Por ocasião da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (RIO 92), 154 países assinaram a Convenção Quadro sobre Mudança do Clima, visando a estabilização da concentração de Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera, com o comprometimento voluntário dos países do Anexo I (Países industrializados membros da OCDE, exceto México e Coréia do Sul, além de países industrializados em processo de transição para uma economia de mercado) em reduzir suas emissões em 2000 para os níveis de 1990 (meta prorrogada nos acordos posteriores). Este primeiro momento representou uma formalização da preocupação internacional com os efeitos negativos acarretados pelo aumento das emissões de GEE.

A Convenção continuou aberta a assinaturas na Sede das Nações Unidas, Nova York, de 20 de junho de 1992 a 9 de junho de 1993. Até essa data, a Convenção havia recebido 166 assinaturas. A Convenção entrou em vigor em 21 de março de 1994. Os Estados que não assinaram a Convenção podem fazê-lo em qualquer momento.

Na convenção do RIO (1992) estabeleceu-se um conceito antecipado do que mais tarde seria a Implementação Conjunta – JI (*Joint Implementation*). A idéia era permitir que países do Anexo I trocassem, somente entre si, “créditos” de redução de emissões para o cumprimento das responsabilidades assumidas. O parágrafo 2 do Artigo 4 da Convenção Quadro sobre Mudança do Clima refletiu esse conceito.

Em 1995, teve lugar em Berlim, a Primeira Conferência das Partes da Convenção (COP – 1), propondo a constituição de um Protocolo e o fortalecimento das obrigações dos países Anexo I. Um novo modelo de Implementação Conjunta foi proposto,

constituindo as atividades implementadas conjuntamente - AIJ (Activities Implemented Jointly). Esta modalidade representa uma fase piloto para observações do modelo, incluindo os países não compromissados com os limites de redução (não Anexo I), porém sem o direito de negociação de créditos de emissões de carbono entre os países.

No ano de 1996, na COP – 2, em Genebra, houve a assinatura da Declaração de Genebra contemplando acordo para criação de obrigações legais entre os países do Anexo I, ainda a ser celebrada na Terceira Conferência das Partes (COP –3) em Quioto, Japão. Constituiu-se uma base científica a fim de se pressionar as nações em seus posicionamentos em relação aos esforços na implementação de medidas mitigadoras de mudanças climáticas. Foi apresentado na Conferência, o Segundo Relatório de avaliação do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), que é o mais autorizado documento sobre a ciência da mudança do clima, fornecendo suporte à convergência de uma base científica internacional.

Em 1997, na Terceira Conferência das Partes (COP-3) da Convenção do Clima ocorrida em Quioto, foi aprovado o Protocolo de Quioto, o qual determina o estabelecimento de compromissos por parte dos países desenvolvidos (Anexo I) de atingir uma meta de redução média de 5,2% das emissões do Anexo I, em relação ao ano de 1990, durante o período de 2008 – 2012.

O Protocolo de Quioto estabeleceu três mecanismos de Flexibilidade para atingir as metas de redução de emissão: Implementação Conjunta ou JI (*Joint Implementation*), Comércio de Emissões ou ET (*Emissions Trading*) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) ou CDM (*Clean Development Mechanism*).

O JI (Art. 6 do Protocolo) e o ET (Art. 17 do Protocolo) estão restritos aos países do Anexo I, com metas de redução de emissões estabelecidas no Anexo B do Protocolo. O JI se restringe à transferência e/ou aquisição de unidades de redução de emissões resultantes de projetos que reduzam as emissões antrópicas em vários setores da economia. A maior diferença entre estes dois Mecanismos está justamente no fato de que primeiro não envolve comércio, ao contrário do segundo, que permite negociações financeiras dos créditos de carbono.

O MDL tem como objetivo assistir tanto às Partes incluídas, como as não incluídas no Anexo I. Assim, este mecanismo está relacionado aos interesses do Brasil, e diferentemente do JI e do ET, tenta promover o desenvolvimento sustentável nos países não Anexo I que seriam os hospedeiros dos projetos. Os países Anexo I podem utilizar as Reduções Certificadas de Emissões (RCE's) resultantes das atividades dos projetos para cumprir os compromissos estabelecidos no Protocolo de Quioto.

Para que estes mecanismos fossem efetivamente implementados, havia a necessidade de um consenso entre as Partes envolvidas em relação aos procedimentos, posicionamentos e regulamentações das responsabilidades internacionais.

O Protocolo de Quioto esteve aberto a assinatura de março de 1998 a março de 1999, e a partir de março de 1999 está aberto a adesões. Este protocolo entra em vigor 90 dias depois da ratificação de pelo menos 55 Partes da Convenção, englobando as Partes incluídas no Anexo I que representaram, em 1990, pelo menos 55% das emissões totais de dióxido de carbono do Anexo I.

Em 1998, na COP-4 em Buenos Aires, ficou acordado que as Reduções Certificadas de Emissões (RCE's) obtidas entre os anos de 2000 e 2008 poderiam ser usados para o atendimento do primeiro compromisso de redução referente ao período de 2008 a 2012.

Em 1999 e 2000, nas COP-5 (Bonn) e COP-6 (Haia), respectivamente, pretendia-se discutir detalhes de como os mecanismos de flexibilidade funcionariam na prática. Todavia, estes detalhes permaneceriam indefinidos até o complemento da COP-6, ocorrida em julho de 2001 na Alemanha. Esta Conferência resultou em um acordo que teve um cunho político bastante presente, uma vez que os resultados insatisfatórios da COP-6, em Haia, foram revertidos por meio de concessões importantes. O Acordo de Bonn abriu caminho para grandes avanços técnicos alcançados na COP-7 (Marraqueche). Esses avanços se materializaram por meio do Acordo de Marraqueche, cujo maior mérito foi o estabelecimento de uma regulamentação mais bem definida do Protocolo de Quioto.

Dentro dessa regulamentação mais detalhada encontram-se as modalidades e os procedimentos para o MDL.

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL

O artigo 12.2 do Protocolo de Quioto define a finalidade do MDL como sendo assistir às Partes não Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, e assistir às Partes Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões.

O Acordo de Marraqueche estabeleceu que a entidade operacional credenciada pelo Comitê Executivo deve receber dos participantes do projeto uma aprovação escrita, obtida a partir das Autoridades Nacionais Designadas de cada Parte envolvida. No Brasil, este papel cabe à Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima. A confirmação de que o projeto contribui para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro tem que ser incluída. Isto deve ocorrer antes da submissão do relatório para a validação do Comitê Executivo. Este comitê deve supervisionar o MDL sob a autoridade da COP/MOP (a primeira Conferência das Partes depois da entrada em vigor do Protocolo de Quioto).

O Artigo 12.5 do Protocolo de Quioto lista como condições para a certificação de reduções de emissões que os benefícios relacionados com a mitigação da mudança do clima sejam reais, mensuráveis e de longo prazo e que as reduções de emissões sejam adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade certificada de projeto.

O setor energético apresenta elevada importância para o Brasil no âmbito do MDL. O potencial é promissor nas áreas de eficiência energética e de utilização de recursos renováveis ou com menor teor de carbono, como o Gás Natural, para a utilização energética.

A partir de OLIVEIRA E RIBEIRO (2002), dentre as atividades de projeto possíveis de serem elegíveis ao MDL destaca-se, para os propósitos desta dissertação, os seguintes setores que utilizam tecnologias e técnicas que contribuam para:

- **eficiência energética no uso final (conservação de energia), em suas diversas formas e nos diversos setores, como o de transportes, a indústria, etc.;**
- **eficiência energética na expansão da oferta de energia, incluindo a redução de perdas na cadeia de produção, transporte e armazenamento de energia (por exemplo, a redução de emissões fugitivas na produção e transporte de gás natural);**
- **suprimento de serviços energéticos através de energia renovável ou do uso de gás natural em substituição de combustíveis fósseis com maior teor de carbono;**

Como já mencionado, na COP-4 ficou acordado que as Reduções Certificadas de Emissões (RCE's) obtidas entre os anos de 2000 e 2008 poderiam ser usadas para o atendimento do primeiro compromisso de redução referente ao período de 2008 a 2012. A possibilidade de utilização dos RCE's mesmo antes do Protocolo entrar em vigor, se configura como uma oportunidade de projetos MDL a partir da maior participação do **Gás Natural** na matriz energética brasileira, desde que preservadas as recomendações discutidas nas conclusões desta dissertação.

O mercado de carbono no mundo ainda apresenta muitas indefinições, no entanto, há um recente estudo do Banco Mundial que projeta em 10 bilhões de dólares o valor anual do mercado global, e que especialistas brasileiros afirmam que o Brasil pode ficar com 10% deste mercado (MIRANDA, 2002). A estimativa de AUSTIN (1999) para o total do mercado MDL foi entre 5,2 e 17,4 bilhões de dólares. Já SVETLANA MOROZOVA e MARC STUART (2001) projetam em 18 bilhões de dólares por ano o volume envolvido somente para o MDL, caso este capture pelo menos 35% do mercado global de carbono.

Um estudo realizado por JOTZO e MICHAELOWA (2001), estima uma participação global do MDL em 32% do total do mercado de carbono. O Brasil, segundo AVERBURG (2002), está “entre os quatro países em desenvolvimento, de todo o planeta, que mais receberam IED⁵ durante 1994-1999”. Além disso, “Em 2000, quase 60% do IED canalizado para a América Latina se concentrou no Brasil e no México. Por cinco anos consecutivos, o Brasil mantém a posição de destino preferido do investidor estrangeiro na região”. Não há razões fortes para que o fluxo de

investimentos para o MDL no Brasil tenha um comportamento muito diferente. A China e a Índia são outros países, apontados por muitos, como os próprios JOTZO e MICHAELOWA (2001) e WOHLGEMUTH (2000), que devem receber as maiores fatias do volume total do MDL. A China, de acordo com o Relatório de Desenvolvimento Mundial (1999-2000), recebeu 20% do IED direcionado para os países em desenvolvimento, sendo, atualmente, a maior receptora de IED destes países.

Já está existindo atualmente um mercado de carbono, na expectativa da entrada em vigor do Protocolo de Quioto. Este mercado sofreu grandes turbulências e ficou por alguns momentos desacreditado por muitos, pois o Protocolo esteve gravemente ameaçado a partir de março do ano de 2001, quando o governo do presidente George W. Bush anunciou oficialmente a sua não ratificação. Segundo um dos relatórios do Worldwatch Institute (WWI, 2002), dos Estados Unidos, as atuais emissões de carbono norte-americanas estão 13% acima dos níveis de 1990, contrastando fortemente com a meta de corte de 7% de gases de estufa, para o período entre os anos de 2008-2012. O aumento das emissões nos Estados Unidos, entre 1990 e 2000, excede o aumento conjunto da China, Índia e África (France Presse, em Nova York, 31/05/02).

Na cerimônia de ratificação do Protocolo pela União Européia, em maio de 2002, na sede das Nações Unidas em Nova York, a comissária européia para o meio ambiente Margot Wallstrom, disse que os Estados Unidos são a única nação que explicitamente se declara contrária ao Protocolo de Quioto, e afirma que a União Européia conclama os Estados Unidos a reconsiderarem a sua posição (Gazeta Mercantil - 3/6/2002).

A Agência de Proteção Ambiental (APA) dos EUA enviou à Organização das Nações Unidas (ONU), no início de junho, o “Relatório 2002 de Ação sobre o Clima nos Estados Unidos”, no qual admitiram responsabilidade antrópica nas mudanças climáticas, afirmando que o aquecimento global irá afetar o meio ambiente do seu país. No documento, especialistas norte-americanos prevêem que, entre 2000 e 2020, as emissões de gases causadores do efeito estufa aumentarão 43% nos Estados Unidos e citam, entre outras causas, a poluição provocada pelos automóveis, pelas centrais de energia elétrica e pelas refinarias de petróleo. No entanto, o documento não propõe

⁵ (O IED é definido como o capital estrangeiro direcionado às atividades produtivas e não às aplicações financeiras (Averburg, 2002))

alterações significativas na política governamental referente aos gases de efeito estufa. Em vez disso, recomenda uma adaptação às mudanças inevitáveis, mas não sugere a promoção de reduções dos gases de efeito estufa para mitigar o aquecimento. (France Presse, em Nova York, 03/06/02).

Mesmo o documento não confrontando diretamente a política norte-americana, no dia seguinte à divulgação do documento, o presidente dos Estados Unidos, George W. Bush, criticou o referido documento e o definiu como um "produto da burocracia do governo" e reafirmou a intenção norte-americana de não ratificar o Protocolo de Quioto. (Gazeta Mercantil - 5/6/2002).

Apesar da ausência dos Estados Unidos, espera-se que o Protocolo de Quioto entre em vigor pelo menos até a primeira metade do ano de 2003. Politicamente, é um indicador de que o unilateralismo norte-americano começa a encontrar alguma resistência, pois as negociações multilaterais inerentes a um tratado do clima no âmbito das Nações Unidas pode vir a tornar realidade o Protocolo de Quioto, desafiando o poder hegemônico norte-americano. O *status* atual, até 19 de março de 2003, apresenta 105 ratificações englobando países do Anexo I que representaram 43,9% das emissões de 1990 (UNFCCC, 2003). A ratificação pela Federação Russa, que representou 17,4% das emissões de 1990, é que determinará a entrada em vigor do Protocolo, pois com a sua ratificação é atendida a exigência dos 55%. A perspectiva é grande em relação a esta possibilidade, havendo declarações públicas por vezes declarando intenção de ratificar, outras vezes negando.

II – O CONTEXTO ENERGÉTICO DO GÁS NATURAL NO BRASIL E NO MUNDO

II.1 - Introdução ao Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil, basicamente uma mistura de hidrocarbonetos leves, encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. Sua formação resulta do acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas soterradas em grandes profundidades, do tempo pré-histórico, devido ao processo de acomodação da crosta terrestre. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades o propano e o butano, entre outros (Tabela 5). No estado bruto, apresenta também baixos teores de contaminantes, como o nitrogênio, o dióxido de carbono, a água e compostos de enxofre e de cloro, além do metanol.

Os processos naturais de formação do gás natural são a degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbias, a degradação da matéria orgânica e do carvão por temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos.

A matéria orgânica fóssil é também chamada de querogêneo e pode ser de dois tipos: querogêneo seco, quando proveniente de matéria vegetal e querogêneo gorduroso, quando proveniente de algas e matéria animal.

Durante o processo natural de formação do planeta ao longo dos milhões de anos, a transformação da matéria orgânica vegetal, celulose e lignina, produziu o querogêneo seco que ao alcançar maiores profundidades na crosta terrestre sofreu um processo gradual de cozimento, transformando-se em linhito, carvão negro, antracito, xisto carbonífero e metano e dando origem às gigantescas reservas de carvão do planeta.

A transformação da matéria orgânica animal ou querogêneo gorduroso não sofreu o processo de cozimento e deu origem ao petróleo. Nos últimos estágios de degradação do querogêneo gorduroso, o petróleo apresenta-se como condensado volátil associado a hidrocarbonetos gasosos com predominância do metano. Por esta razão é muito comum encontrar reservas de petróleo e gás natural associados.

Assim, o gás natural como encontrado na natureza é uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos cujo componente preponderante é sempre o Metano. O gás natural não associado apresenta os maiores teores de Metano, enquanto o gás natural associado apresenta proporções maiores de Etano, Propano, Butano e hidrocarbonetos mais pesados (Tabela 5).

O GN é mais leve do que o ar e dissipa-se facilmente na atmosfera em caso de vazamento. A sua inflamação ocorre a uma temperatura superior a 620°C, mais do que o triplo da temperatura de inflamação do álcool (200°C) e mais do que o dobro da gasolina (300°C). É uma substância incolor e inodora, e quando queima apresenta uma chama quase imperceptível. Por questões de segurança, o GN comercializado é odorizado com enxofre.

No Brasil, a Lei nº 9.478/97 define Gás Natural ou Gás como: “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

Tabela 5:**COMPOSIÇÃO TÍPICA - GÁS NATURAL % volumar**

Elementos	Associado (1)	Não Associado (2)	Processado (3)
METANO	81,57	85,48	88,56
ETANO	9,17	8,26	9,17
PROPANO	5,13	3,06	0,42
I-BUTANO	0,94	0,47	-
N-BUTANO	1,45	0,85	-
I-PENTANO	0,26	0,20	-
N-PENTANO	0,30	0,24	-
HEXANO	0,15	0,21	-
HEPTANO E SUPERIORES	0,12	0,06	-
NITROGÊNIO	0,52	0,53	1,20
DIÓXIDO DE CARBONO	0,39	0,64	0,65
TOTAL	100	100	100
DENSIDADE	0,71	0,69	0,61
RIQUEZA (% MOL C3+)	8,35	5,09	0,42
PODER CAL.INF.(KCAL/M³)	9.916	9.583	8.621
PODER CAL.SUP(KCAL/M³)	10.941	10.580	9.549

1- Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos

2- Gás do campo de Miranga, na Bahia

3- Saída da UPGN Candeias, na Bahia

Fonte: GasEnergia, 2002 a partir da ANP, 2002a

A exploração, primeiro elo da indústria de petróleo e gás natural, está dividida basicamente em pesquisa e perfuração. A pesquisa levanta os diversos fatores que indicam a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos, tais como a presença

de rochas geradoras responsáveis pela geração dos hidrocarbonetos e a presença de rochas porosas e permeáveis que permitam receber os hidrocarbonetos em seus espaços vazios. Após a identificação e o estudo da viabilidade comercial de produção, é feita a perfuração do poço, incorrendo um risco implícito de não se confirmar as expectativas da pesquisa.

Depois de confirmada a existência de petróleo e gás natural, inicia-se a fase de desenvolvimento e produção. Até este ponto as indústrias de petróleo e gás natural caminham juntas. Nas unidades de produção, parte do gás é utilizada como gás lift para reduzir a densidade do petróleo facilitando sua extração e parte é reinjetada com duas finalidades: recuperação secundária (que aumenta a pressão interna do reservatório) ou armazenamento em poços de gás não associado. O restante pode ser:

- (i) consumido internamente na geração de eletricidade e vapor;
- (III) queimado em flares, caso não haja infra-estrutura suficiente que permita seu aproveitamento e;
- (IIIi) escoada para Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) ou diretamente consumidas.

A parcela do gás natural produzida e conduzida através de gasodutos até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) é tratada. Nestas UPGN's, ocorre a separação das frações mais leves do gás natural e obtêm-se o gás natural seco (metano e etano), o Gás Liquefeito de Petróleo - GLP (propano e butano) e a gasolina natural (pentano e superiores).

Das UPGN's, o gás seco pode ser transportado até os pontos de entrega para as companhias distribuidoras ou, eventualmente, diretamente a um grande consumidor. O transporte do gás natural pode ser feito:

- (i) por meio de dutos, forma convencional;
- (III) em cilindros de alta pressão (como GNC - gás natural comprimido) e;
- (IIIi) no estado líquido (como GNL - gás natural liquefeito), pode ser transportado por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos, a -160°C , e seu volume é reduzido

em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento. Nesse caso, para ser utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados.

Uma vez disponível para utilização, o GN apresenta diversas possibilidades de aproveitamento, com vantagens econômicas e ambientais. As diferentes formas de utilização vão desde a produção de calor e frio para o consumo industrial e residencial até a geração de eletricidade e a utilização como matéria-prima pela indústria de transformação, como a indústria de fertilizantes, química, petroquímica e siderúrgica (como redutor do minério de ferro).

Quando comparado aos outros combustíveis fósseis, produz muito mais baixos níveis de emissão de óxidos de nitrogênio, óxido de enxofre e particulados, bem como de dióxido do carbono, que é o principal Gás de Efeito Estufa – GEE.

O GN permite redução da frequência na manutenção dos equipamentos que o consomem em comparação com outros combustíveis fósseis; não necessita de formações de estoque por parte do consumidor final e a sua utilização é ampla e praticamente pode substituir qualquer tipo de combustível em qualquer aplicação com exceção do querosene de aviação (ANP, 2002a, GASENERGIA, 2002, GASNET, 2002).

II.2 - Histórico do Gás Natural e o seu contexto na evolução do uso da energia no mundo

II.2.a – As primeiras utilizações do Gás Natural pelo homem

O Gás Natural tem sido usado desde a antiguidade. “*Chamas eternas*” emanando da terra, era como se referiam os antigos à chama do Gás Natural queimado em áreas hoje conhecidas pela sua produção de petróleo e gás. Anteriormente estas mesmas áreas eram o palco de venerações religiosas diante do incompreensível fenômeno, onde os antigos só encontravam as respostas através do misticismo e da religião, expediente, aliás, que mesmo nos dias atuais muitos recorrem para satisfazer as mais diversas indagações, devido à falta de acesso ao conhecimento científico e tecnológico. Este período da adoração religiosa das chamadas “*chamas eternas*” é fartamente

documentado pelos historiadores. O templo de Baba-Gugur usado para a adoração ao fogo proveniente da queima do gás, localizado em Kirkuk no Iraque, é descrito pelo historiador grego Plutarch e pelo historiador árabe Massoud. Outros templos, como o da península Apsheron, no mar Cáspio, tem sido reportados desde a antiguidade. O culto a Zarathushtra pelos seguidores do Zoroaster nasceu nesta mesma região, cuja adoração à chama assume um papel central. O rico mercador Parsi, notório seguidor do Zoroaster na Índia, construiu o templo de adoração ao fogo Ateshgyakh em Surakhany, no século XVIII, e as suas “*chamas eternas*” arderam alimentadas pelo Gás Natural até o final do século XIX. A Figura 15 ilustra uma reconstrução do templo Ateshgyakh próximo à Baku, no Azerbaijão. Baku veio a ser a região de maior produção e exportação de petróleo do mundo no início do século XX, e cujas novas reservas descobertas colocará a região como uma das maiores produtoras durante o século XXI (NAKICENOVIC *et al*, 2000).

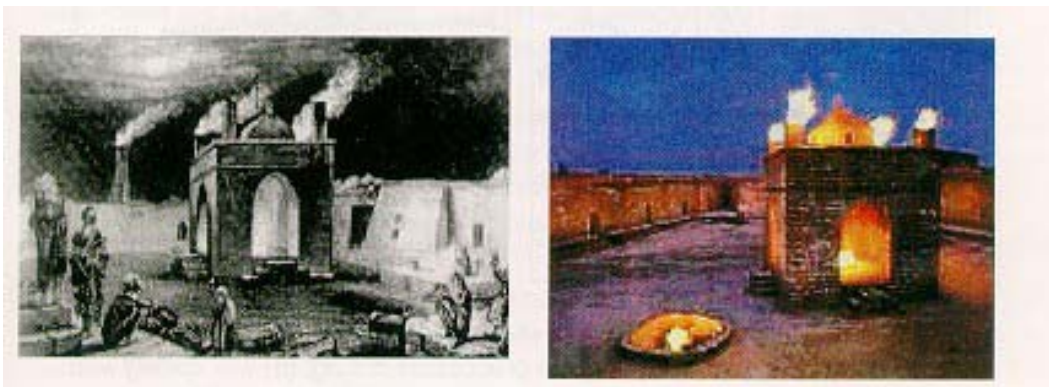


Figura 15: Pintura do século XIX (esquerda) e reconstrução contemporânea (direita) próxima a Baku, Azerbaijão, do templo Ateshgyakh. Fonte: Baku Pages, 2000, extraída do “Global Natural Gas Perspectives”, 2000.

O primeiro uso em larga escala do Gás Natural para propósitos energéticos, que se tem registro, ocorreu na China. Um dos mais antigos registros foi o reportado por Confucius, que descreveu perfurações de poços de água, salmoura e gás que alcançavam 500 metros de profundidade, realizadas no ano 600 Antes de Cristo. No século XIX, visitantes ocidentais à China presenciaram poços com profundidade superior a 4000 metros, comparáveis à profundidade de muitos atuais poços comerciais para prospecção de gás. O gás natural era freqüentemente encontrado associado à salmoura, e era usado para evaporar a água da mesma para a obtenção do sal. Em alguns poços, o gás natural

era transportado por tubulações de bambu para outros centros de consumo, como ilustrado na Figura 16. (NAKICENOVIC *et al*, 2000).

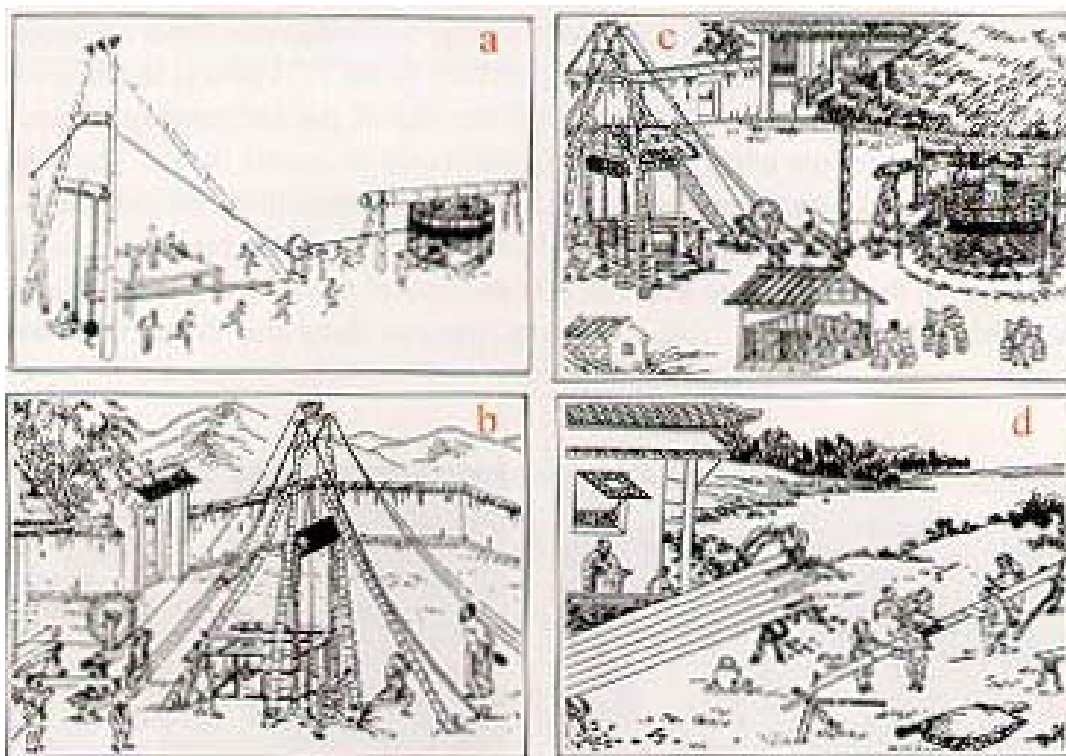


Figura 16: Desenho esquemático chinês do século XVIII explicando os principais passos para a perfuração de poços de salmoura e de Gás Natural. (a) início da perfuração; (b) poço envolvido com bambu; (c) bombeamento da salmoura; (d) construção de tubulação de bambu para o transporte do Gás Natural. Fonte: Revue de l’Energie, 1984, extraída do “Global Natural Gas Perspectives”, 2000.

II.2.b – Gás Natural no Ocidente

A história da produção e uso do Gás Natural durante a Era Industrial é dominada pelos Estados Unidos da América, que responderam por cerca de 95% da produção e do uso globais do gás na década de 1930. A indústria do gás, após a sua origem no Oriente, veio então a renascer no Ocidente. O mais antigo registro do uso comercial do Gás Natural na América do Norte é referente ao ano de 1821, onde um poço aberto por Willian Hart em Fredonia, Pensilvânia, produziu Gás Natural que foi canalizado para as cidades em torno do mesmo com a finalidade de iluminar casas e ruas (PETROLEUM ECONOMIST, 1998). Nesta época o carvão tinha uma participação de somente 1% da energia primária usada nos Estados Unidos, e a fonte de energia quase absoluta era

ainda a lenha, respondendo por 99% do suprimento de energia primária. O Gás Natural continuou a ser usado esporadicamente ao longo da primeira metade do século XIX, mas na ausência de uma infra-estrutura apropriada (uso de tubulações de bambu), os possíveis mercados não se desenvolviam, resultando numa limitação de utilizações, como, por exemplo, para a desidratação de salmouras e para iluminação (GRUBLER E NAKICENOVIC, 1988). Por outro lado, até então, o gás utilizado na iluminação na Europa, principalmente Reino Unido, França e Alemanha eram manufaturados a partir do carvão mineral (coqueificação). Outras utilizações do Gás Natural começaram a surgir na segunda metade do século XIX, como para a cocção de alimentos com o surgimento do primeiro fogão a gás em 1878 e o aquecimento de água residencial. Com o advento da luz elétrica, no final do século XIX, o gás para iluminação aos poucos vai perdendo o mercado de iluminação pública e residencial, ficando somente com a cocção, o aquecimento de água e a calefação. (PETROLEUM ECONOMIST, 1998).

II.2.c - A Indústria do petróleo e o Gás Natural

Com o desenvolvimento da indústria do petróleo na segunda metade do século XIX, grande quantidade de Gás Natural associado foi produzida, devido às características geológicas que favorecem a existência de reservas de petróleo associadas ao Gás Natural. No entanto, na ausência de mercados que pudessem consumir todo este volume de gás associado produzido, ele era em sua maior parte simplesmente liberado para a atmosfera ou queimado em *flares*, sendo considerado como um inconveniente e não visto como uma oportunidade energética (NAKICENOVIC *et al*, 2000). Até próximo ao final da década de 1910, mais da metade do Gás Natural produzido não era utilizado. A partir da segunda metade da década de 1920 até a segunda metade da década de 1930, a fração do Gás Natural produzido que não era utilizado caiu de pouco mais de 50% para menos do que 30%. Durante o período da Segunda Grande Guerra, a percentagem do Gás Natural não utilizado voltou a crescer, alcançando um valor próximo a 40% na segunda metade da década de 1940. A partir daí, a fração do Gás Natural não utilizado seguiu trajetória declinante com pequenas flutuações, sendo que na década de 1980 há uma inflexão desta curva, como pode ser observado na Figura 17. A reinjeção do GN (visa aumentar a pressão hidrostática do poço, possibilitando um aproveitamento melhor do petróleo) passou a ser significativa a partir da segunda metade da década de 1970. Há uma tendência muito recente de substituir a reinjeção do GN pela reinjeção de água

(preferencialmente a água extraída do próprio poço, devido às suas características físico-químicas), a fim de não desperdiçar o recurso energético oferecido pelo GN.

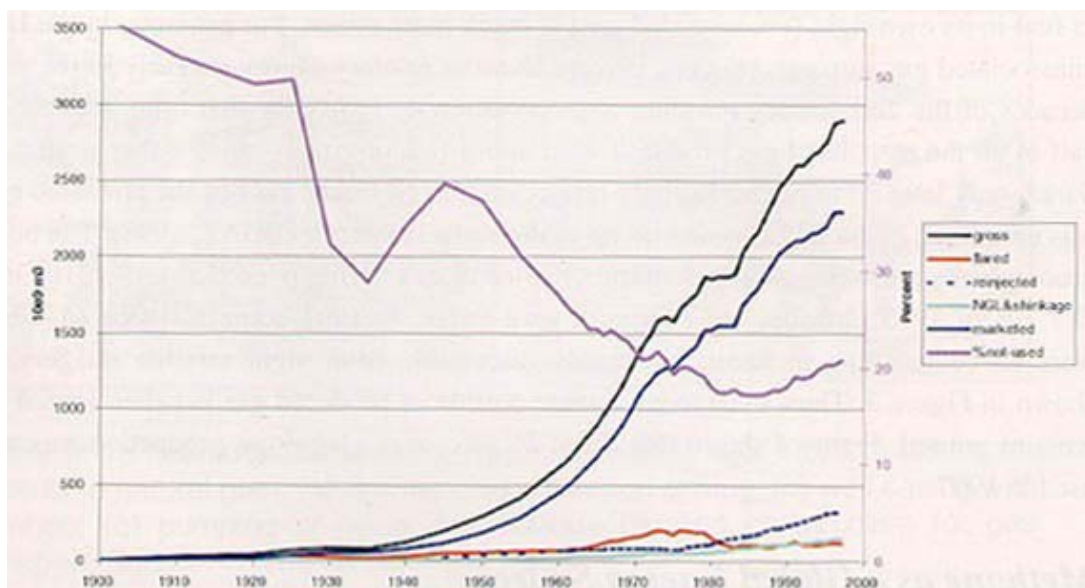


Figura 17: Disposição Global do Gás Natural desde 1900 (em bilhões de metros cúbicos). Fonte: GRÜBLER E NAKICENOVIC, 1988, a partir do CEDIGAZ, 1998.

Mesmo nos dias atuais uma fração significativa do GN ainda não é utilizada. Em 1997, cerca de 20% da produção global de GN não foi utilizada. Não há como aproveitá-lo integralmente, pois tecnicamente é necessário queimar em flares cerca de 2 a 5% do GN produzido, segundo especialistas. Assim, há uma quantidade grande de GN que poderia ser aproveitada energeticamente e é desperdiçada.

II.2.d - Dinâmica da Energia Primária Utilizada no Mundo

O GN vem sendo usado desde a antiguidade, entretanto, somente recentemente ele começa a alcançar uma importância maior na matriz energética global. A energia primária da humanidade nos séculos anteriores à Era Industrial foi preponderantemente baseada na biomassa, em particular a madeira. Após o início da Era Industrial, o carvão foi conquistando uma participação crescente, e nas primeiras décadas do século XX o petróleo foi assumindo rapidamente um papel de destaque na energia primária usada no mundo. O GN iniciou uma participação modestamente significativa a partir da década de 1940, mas com rápida expansão nas décadas seguintes, principalmente nas últimas duas décadas, como pode ser observado na Figura 18. A energia nuclear inicia uma

tímida participação a partir da década de 1960 e a energia hídrica começa a responder por uma participação mais representativa principalmente a partir da década de 1970. Ambas as fontes (nuclear e hídrica) apresentam uma limitada participação. A expansão da energia nuclear é ainda incerta, enquanto que a energia hídrica apresenta como principal barreira a existência de poucos países que oferecem um potencial significativo para o seu aproveitamento.

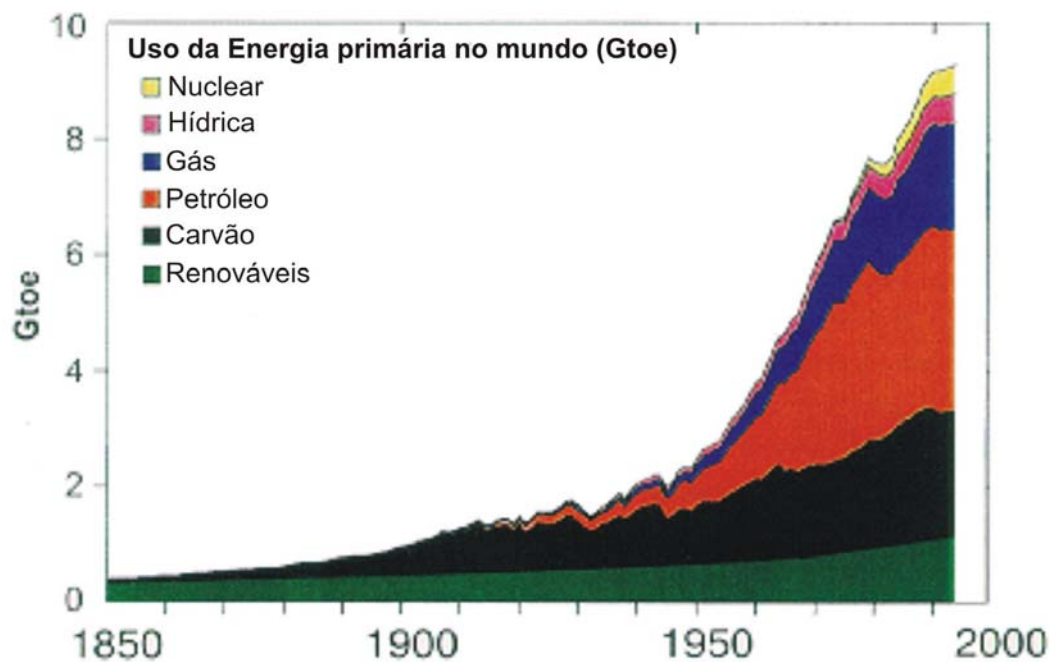


Figura 18: Consumo global de energia primária por fontes, de 1850 a 1990 (em EJ).
Fonte: Marchetti e Nakicenovic, 1979; e Grübler, 1998, extraída do “Global Natural Gas Perspectives”, 2000.

Historicamente o mercado de GN tem sido limitado mais em função de uma infraestrutura deficiente do que devido à disponibilidade de reservas deste recurso (NAKICENOVIC *et al*, 2000).

II.2.e - Descarbonização da Energia Global

A expansão do consumo do GN é uma das razões para o decréscimo observado da intensidade do carbono na energia. Uma das maneiras de se determinar a intensidade de carbono na energia é através da razão entre os átomos de carbono com os átomos de

hidrogênio (NAKICENOVIC *et al*, 2000). A madeira apresenta uma elevada intensidade de carbono, e se for proveniente de florestas nativas, através de desmatamentos, o seu consumo energético produzirá uma emissão de carbono por unidade de energia maior do que qualquer combustível fóssil. Entretanto, se a madeira for proveniente de florestas plantadas, o balanço líquido das emissões será próximo de zero (pode haver consumo de fósseis nos maquinários utilizados no reflorestamento), pois o carbono emitido pela queima será compensado pelo carbono capturado pela reação de fotossíntese responsável pelo crescimento da floresta. Entre as fontes de energia fósseis, o carvão é o que apresenta maior intensidade do carbono por unidade de energia, e o GN apresenta a menor intensidade de carbono.

A Figura 19 apresenta a emissão de carbono por unidade de energia primária consumida globalmente desde 1860, onde pode ser observada uma taxa declinante de cerca de 0,3% (NAKICENOVIC *et al*, 2000).de intensidade de carbono por ano, significando uma descarbonização da energia consumida ao longo deste período. A diminuição da intensidade de carbono, isto é, a descarbonização, é devida à contínua e crescente participação na matriz energética global de fontes energéticas com menos conteúdo de carbono. No início da Era Industrial o carvão foi assumindo uma participação crescente no fornecimento de energia primária, apresentando menor intensidade de carbono que a madeira. Depois veio o petróleo, seguido do GN, de baixo conteúdo de carbono, e nas últimas décadas, além da energia nuclear e da energia hídrica, começam a ser significativas as fontes alternativas de energia que não contêm carbono (eólica, solar, energia das marés, entre outras).

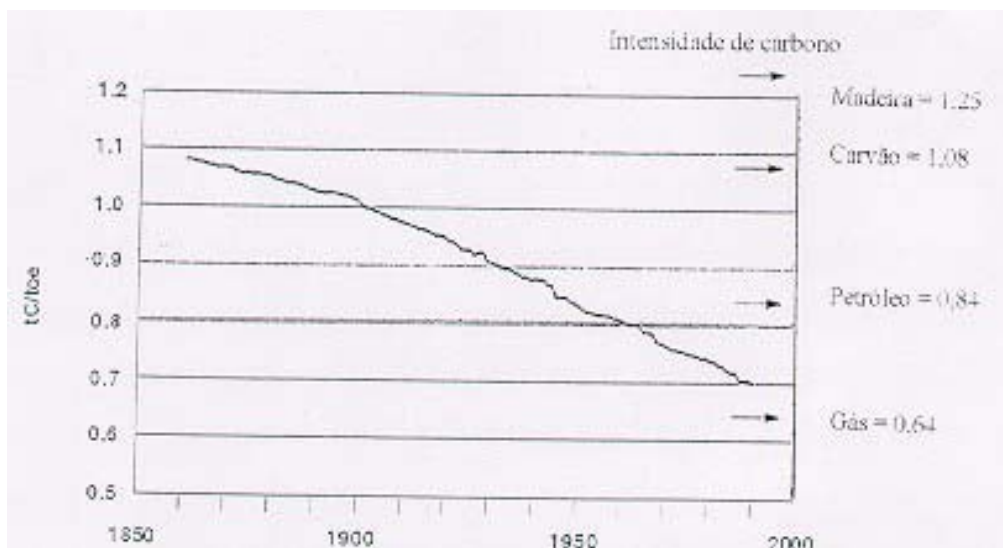


Figura 19: Descarbonização Global da energia, desenvolvimento histórico de 1860 a 1990. Razão de carbono por energia primária (tC/MJ). Fonte: Nakicenovic, 1996, extraída do “Global Natural Gas Perspectives”, 2000.

Legenda (intensidade de carbono(tC/MJ)):

Madeira=1,25 Carvão=1,08 Petróleo=0,84 GN=0,64

II.2.f - A Evolução Histórica da Energia

A bem documentada evolução da substituição da energia primária sugere que primeiramente o GN e posteriormente as formas de energia livres de carbono, virão a liderar as fontes de energia primária global durante o século XXI (AUSUBEL, *et al.*, 1988, citado em NAKICENOVIC *et al.*, 2000).

A Figura 20 revela o domínio do carvão como a maior fonte de energia no período entre 1880 a 1960. Antes deste período, outras fontes de energia tradicionais, principalmente a madeira, é que atendiam às necessidades de energia da humanidade, como já mencionado. O uso do carvão foi impulsionado pelo crescimento econômico pautado no crescimento da industrialização, com a expansão massiva das estradas de ferro e dos navios a vapor, o crescimento da indústria do aço e a eletrificação da produção. Durante a década de 1960, o petróleo assume um papel dominante, alavancado pelo desenvolvimento da indústria automobilística, a indústria petroquímica e muitos outros mercados para surgiram a partir desta década (NAKICENOVIC *et al.*, 2000).

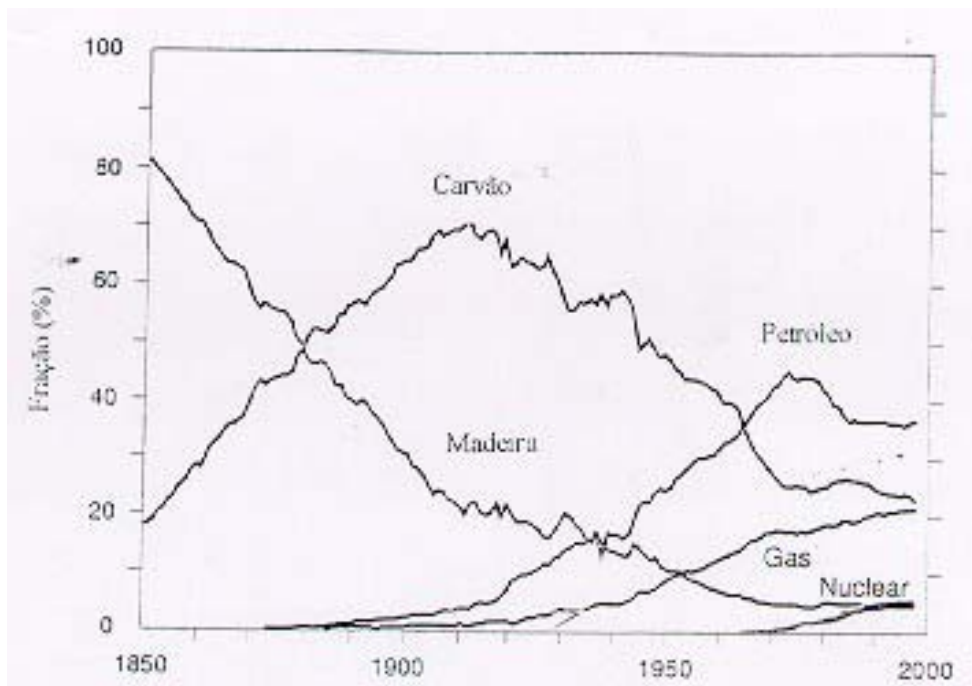


Figura 20: Substituição da energia primária global, desenvolvimento histórico de 1860 a 1998. Fonte: GRÜBLER E NAKICENOVIC, 1988.

II.3 - Consumo mundial de energia e suas perspectivas

Nas últimas três décadas, mas precisamente no período compreendido entre 1973 e 1999, a oferta de energia no mundo cresceu cerca de 60%, com o GN aumentando a sua participação de 16,2% (1973) para 20,7% (1999) na oferta global de energia, como pode ser observado na Figura 21. A participação percentual do carvão diminuiu somente 1,4%, enquanto que as energias renováveis (as tradicionais, principalmente a lenha) mantiveram a mesma participação nos dois anos de referência. O petróleo caiu em 10% na sua participação, devido principalmente à maior participação do GN e da energia nuclear, sendo que esta última aumentou cerca de 7,5 vezes, saltando de 0,9 para 6,8% na oferta de energia no mundo (IEA, 2001).

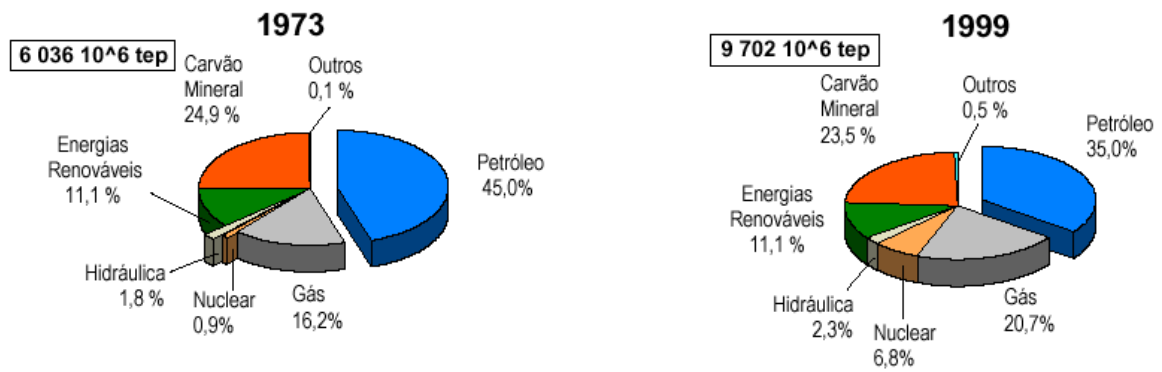
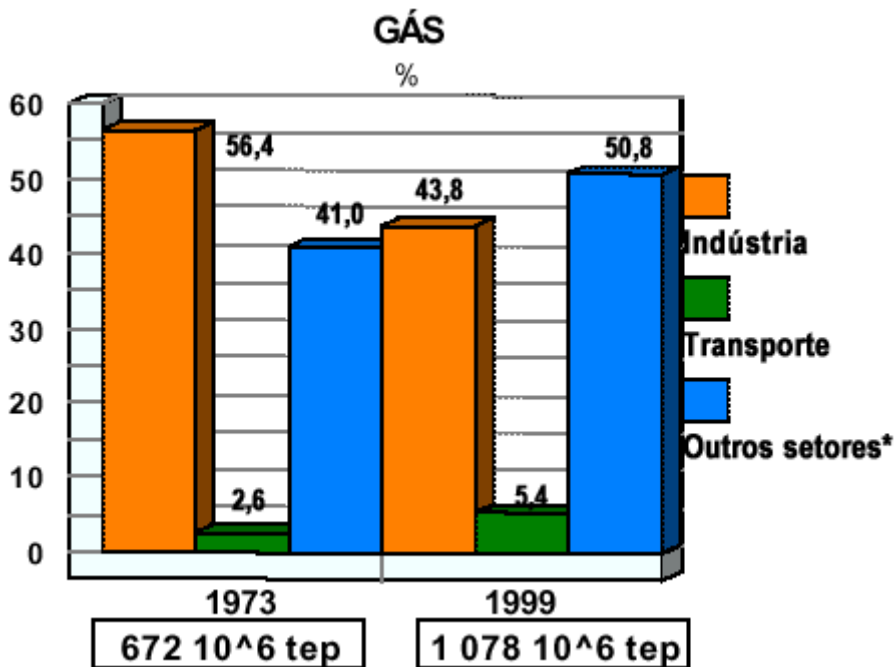


Figura 21: Oferta de Energia Global por Fonte. Fonte: International Energy Agency IEA, 2001

No período entre 1973 a 1999, o mercado mundial do GN se expandiu, principalmente no setor de transporte e nos setores residencial, comercial e de serviço público. O consumo final do GN no mundo aumentou em cerca de 60% neste período, acompanhando o crescimento da oferta de energia no mundo, que como visto, para o mesmo período cresceu também cerca de 60%.



*Outros setores compreendem agricultura, residência, comércio e serviços públicos.

Figura 22: Consumo Final Global do GN por Setores. Fonte: International Energy Agency IEA, 2001

O “*International Energy Outlook 2002*” (IEO2002), documento publicado em março de 2002 pela “*Energy Information Administration EIA*”, agência do Departamento de Energia dos Estados Unidos, projeta um incremento do consumo mundial de energia em 60% para o período entre os anos de 1999 a 2020 (ver Figura 23). Pela projeção da EIA, o consumo de energia no mundo aumentará de 382 Quadrilhões (10^{15}) de BTU em 1999 para 612 Quadrilhões de BTU em 2020. Este estudo considera as influências do alto preço internacional do petróleo persistindo no início de 2001 e caindo ligeiramente no final do mesmo ano, atingindo uma estabilidade ligeiramente ascendente antes do ano de 2005. O IEO2002 considera também um desaquecimento da economia norte-americana e da economia de outros países industrializados para os próximos anos, bem como a influência que o baixo desempenho econômico no mundo industrializado exerce sobre o resto do mundo. O estudo considera também as perturbações causadas pelo ataque terrorista de 11 de setembro de 2001. Note que a oferta de energia no mundo cresceu cerca de 60% (o consumo mundial cresceu 57% no período entre 1975 a 1999, segundo a EIA, 2002) durante o período entre 1973 e 1999, segundo a International Energy Agency IEA (2001), que é uma agência autônoma sediada em Paris, ligada à OCDE (Organização para a Cooperação Econômica e para o Desenvolvimento).

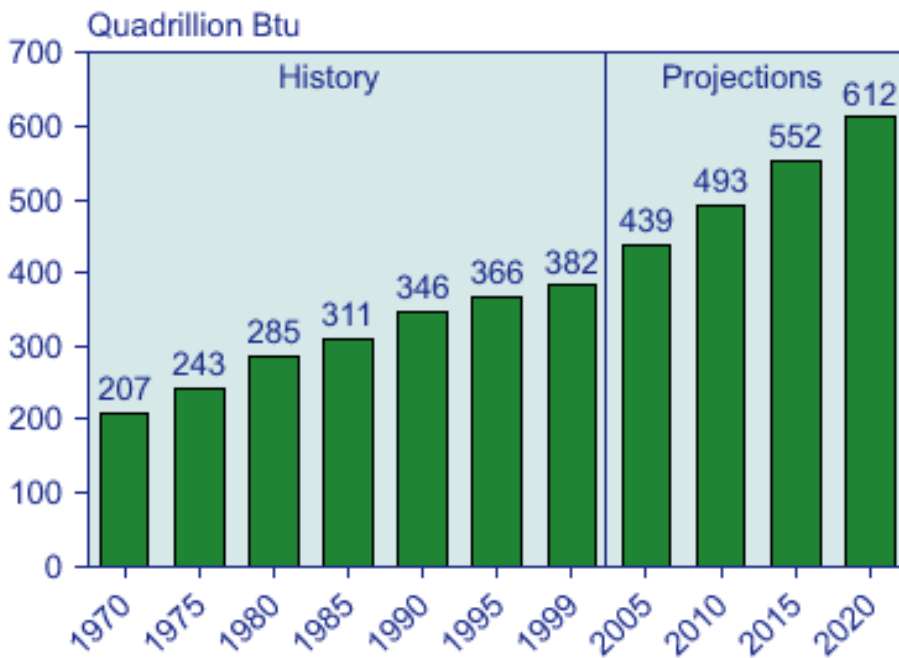


Figura 23: Consumo Mundial de Energia, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

A “*International Energy Agency IEA*” (2001) projeta em 14 800 Mtep (634 Quadrilhões de BTU) a oferta de energia para 2020, aumentando em 53% em relação a 1999, que era de 9 702 Mtep (416 Quadrilhões de BTU). É importante ressaltar que a oferta sempre será maior que o consumo, no entanto, o aumento projetado pela IEA (2001) em 53% está abaixo do projetado pelo EIA (2002) para o mesmo período (projeção de 60%), observando que o documento do EIA está mais atualizado.

O EIA considera que grande parte do aumento do uso de energia no mundo será de responsabilidade dos países em desenvolvimento. Esta projeção já se verificava independente do ocorrido em 11 de setembro de 2001. A demanda de energia na Ásia e na América do Sul e Central é projetada para mais que dobrar entre os anos de 1999 e 2020. Nestas regiões a expectativa é a de que a demanda de energia mantenha um aumento de cerca de 4% ao ano durante o período avaliado, representando cerca da metade do total da projeção do incremento da energia consumida no mundo (vide Figura 24).

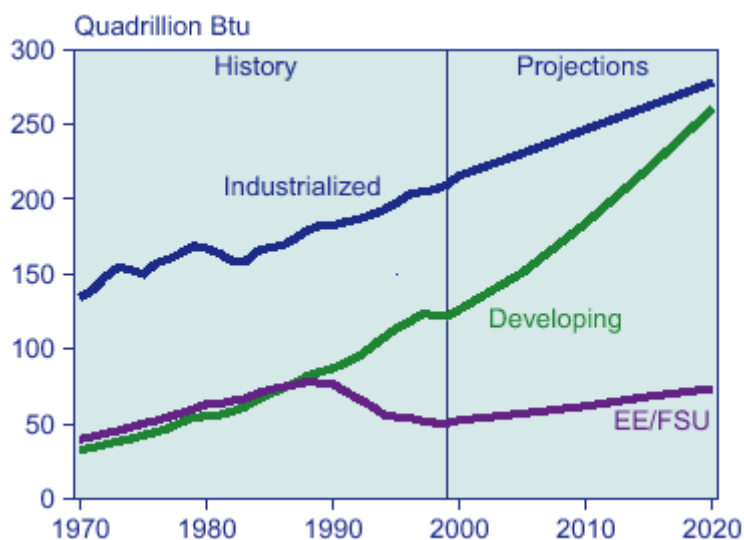


Figura 24: Consumo mundial de energia por região, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

Legenda: **Industrialized:** Industrializado, **Developing:** Em Desenvolvimento, **EE/FSU:** Europa do Leste e Países que compunham a ex-União Soviética.

Nas últimas décadas, como já discutido, o petróleo apresentou um papel dominante junto às outras fontes de energia primária, e a expectativa é a de que continue dominando pelo menos até 2020, representando cerca de 40% do consumo global de energia durante o período entre 1999 a 2020, como pode ser observado pela Figura 25. A previsão de que a contribuição percentual do petróleo se mantenha estável é devido à tendência de substituição do petróleo pelo GN e também por outros combustíveis, principalmente para geração elétrica. Observe na Figura 25 que a previsão é a de que o GN substitua o carvão gradativamente, alcançando em 2020 um uso 38% maior do que o carvão.

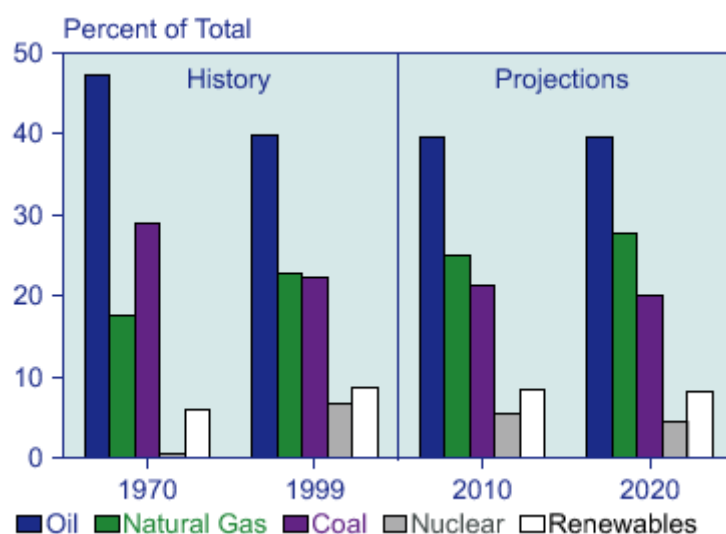


Figura 25: Contribuição para o Consumo Mundial de energia por tipo de combustível, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

II.4 – A Evolução e as perspectivas do Consumo e das Reservas de GN no mundo

Consumo

A estimativa do cenário de referência do IEO2002 é a de que a fonte de energia que mais rapidamente se expandirá será o GN. O consumo de GN no mundo em 2020 é projetado em 162 trilhões de metros cúbicos, quase o dobro dos 84 trilhões de metros cúbicos consumidos em 1999 (EIA, 2002). A expectativa é a de uma significativa contribuição do GN na geração de energia elétrica, devido ao aumento da demanda por GN pelas novas e eficientes turbinas a gás instaladas nas Plantas Termelétricas, que oferecem atratividade econômica e ambiental. Nos países em desenvolvimento, espera-se que o incremento do uso do GN será devido tanto à geração elétrica como para usos industriais. A projeção é a de que o mercado de GN nos países em desenvolvimento se desenvolverá rapidamente nos próximos anos.

O aumento do consumo de GN será significativamente maior nos países em desenvolvimento do que no resto do mundo, com o IEO2002 (EIA, 2002) apresentando

uma estimativa de incremento de 5,3% ao ano (vide Figura 27), o que pode ser comparado aos países desenvolvidos, que apresentam uma estimativa de incremento projetada em 2,4% por ano. Para o Leste Europeu e a Ex-União Soviética, projeta-se um incremento de 2,3% ao ano, e finalmente, estima-se em 3,2% ao ano o aumento global do consumo de GN para os próximos 20 anos (Vide Figura 26).

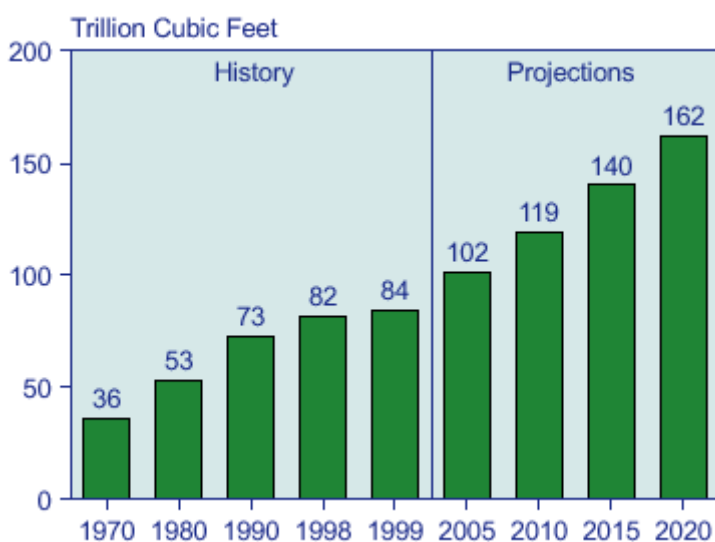


Figura 26: Consumo Mundial de GN, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

Segundo a IEO2002 (EIA, 2002), há várias razões para a expansão do uso do GN, incluindo preço, desregulamentação do mercado, tendência à diversificação dos combustíveis para garantia de suprimento, tecnologia eficiente de turbinas a GN e preocupações ambientais. Em muitos países há políticas públicas junto às companhias de petróleo e ao mercado para incentivar o uso do GN.

A expectativa é a de que o carvão permaneça predominando como principal combustível para geração elétrica. No entanto, é projetada uma forte expansão do GN para o ano de 2020, com o IEO2002 (EIA, 2002) estimando uma captura, pelo GN, de 24% do mercado de geração elétrica nos países industrializados e 21% nos países em desenvolvimento, contra os 14% e 13%, respectivamente, referente ao ano de 1999.

Estima-se para o mercado global de consumo de energia para geração elétrica, para o ano de 2020, uma participação do GN de 26%, comparável ao carvão, que apresenta estimativa de 32% de participação.

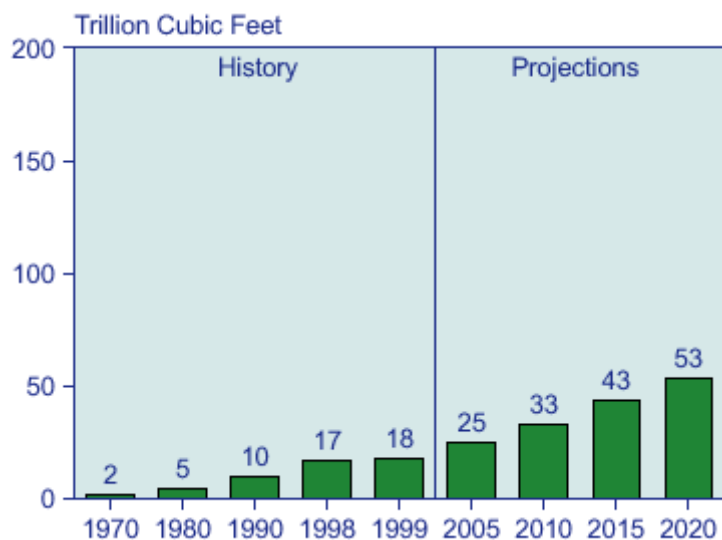


Figura 27: Consumo de GN nos Países em Desenvolvimento, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

A quantidade de GN comercializado entre países continua a crescer, passando de 20% do consumo mundial em 1999 para 22% em 2000 (EIA, 2002). Numerosos *pipelines* (gasodutos) estão sendo construídos ou planejados, favorecendo a expansão do mercado de GN, pois muitas fontes de GN estão longe dos centros de consumo. Os investimentos em gasodutos têm a sua viabilidade econômica vinculada ao preço de mercado do GN, e este preço apresenta um comportamento diferente do preço do petróleo, que é fortemente vinculado ao mercado internacional. A maior parte do petróleo consumido no mundo é obtido a partir de transações comerciais internacionais, diferentemente do GN, que em sua maior parte (pelo menos até o momento, pois há indicativos de mudança futura deste cenário) apresenta uma produção e consumo ocorrendo numa mesma região, favorecendo uma diferença considerável de preços entre os países. Como o uso e o mercado do GN continua em expansão, a expectativa é a de que os mecanismos de preços continuarão se desenvolvendo, se aperfeiçoando de modo a

facilitar o comércio internacional e pavimentando o caminho para um mercado global de GN.

Reservas

A partir da década de 1970 as reservas mundiais de GN têm seguido trajetória ascendente (vide Figura 28). Em janeiro de 2002, as reservas provadas de GN foram estimadas em 5451 trilhões de pés cúbicos, 173 trilhões de pés cúbicos a mais do que em 2001. A partir do final da década de 1980, a maior parte do incremento mundial das reservas de GN é atribuída aos países em desenvolvimento, tendo apresentando em 2002 152 trilhões de pés cúbicos a mais do que em 2001. As reservas de GN nos países industrializados cresceram 52 trilhões de pés cúbicos no mesmo período, enquanto que os países do Leste Europeu e da antiga URSS declinaram em suas reservas, apresentando 31 trilhões de pés cúbicos em 2002 a menos do que em 2001, principalmente devido às baixas estimativas da Rússia, da Hungria e da Romênia (EIA, 2002).

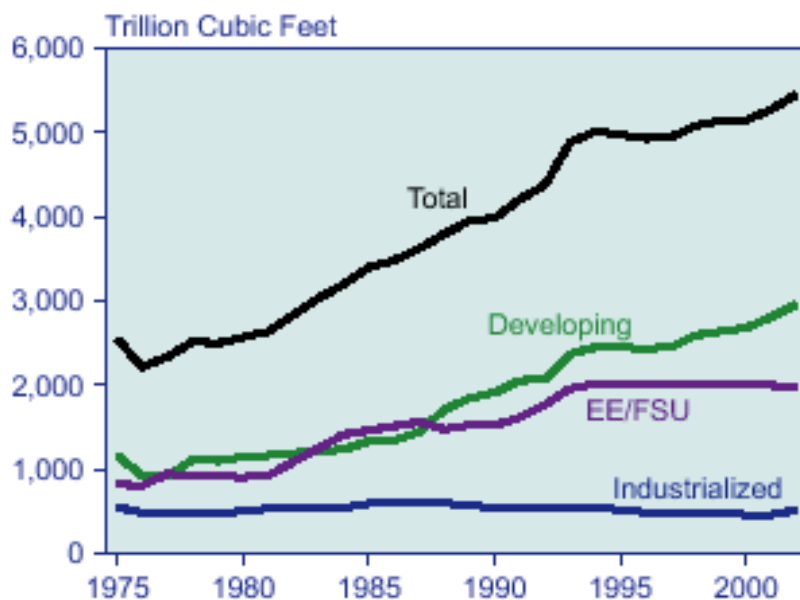


Figura 28: Reservas Mundiais de GN por Região, 1975-2002. Fonte: **1975-1993:** “Worldwide Oil and Gas at a Glance,” International Petroleum Encyclopedia (Tulsa, OK: PennWell Publishing, vários artigos). **1994-2002:** Oil & Gas Journal (vários artigos).

II.4.a – Panorama Atual das Reservas, Produção e Consumo Mundiais de GN

A maior parte (cerca de 72%) das reservas mundiais de GN estão localizadas no Oriente Médio e nos países da antiga URSS. A Rússia e o Irã juntos contabilizam quase a metade das reservas mundiais de GN (Vide Tabela 6). Apesar do incremento do consumo mundial de GN desde a década passada, a maior parte das reservas regionais permanecem altas. Globalmente, estima-se uma média de duração de 60 anos para a produtividade comercial das reservas atuais de GN. Especificamente para a América Central e do Sul a duração da produtividade comercial é estimada em 71,8 anos, nos países da antiga URSS é de 79,6 anos e no Oriente Médio excede os 100 anos (EIA, 2002).

Tabela 6: Reservas Mundiais de GN por país – referente a 1 de janeiro de 2002

Country	Reserves (Trillion Cubic Feet)	Percent of World Total
World	5,451	100.0
Top 20 Countries	4,863	89.2
Russia	1,680	30.8
Iran	812	14.9
Qatar	509	9.3
Saudi Arabia	219	4.0
United Arab Emirates	212	3.9
United States	177	3.3
Algeria	160	2.9
Venezuela	148	2.7
Nigeria	124	2.3
Iraq	110	2.0
Turkmenistan	101	1.9
Indonesia	93	1.7
Australia	90	1.7
Malaysia	75	1.4
Uzbekistan	66	1.2
Kazakhstan	65	1.2
Netherlands	63	1.1
Canada	60	1.1
Kuwait	52	1.0
China	48	0.9
Rest of World	588	10.8

Fonte: “Worldwide Look at Reserves and Production,” Oil & Gas Journal, Vol. 99, No. 52 (December 24, 2001), pp. 126-127.

O “*U.S. Geological Survey*” (USGS – citado no IEO2002, EIA, 2002) periodicamente avalia o potencial em longo prazo dos recursos de petróleo e GN no mundo. A mais recente estimativa do USGS, segundo o “*World Petroleum Assessment 2000*”, afirma que um significativo volume de GN permanece a ser descoberto ao longo dos próximos anos ou décadas, estimando em 5196 trilhões de pés cúbicos o volume de GN em reservas não provadas em todo o mundo.

A Rússia e os Estados Unidos destacam-se na produção mundial de GN, com 22,9% e 22,5%, respectivamente, muito acima do terceiro e do quarto maiores produtores, que são o Canadá e o Reino Unido, com 6,9% e 4,5%, respectivamente, relativo ao ano de 2000 (BP Amoco, 2001). Quanto ao consumo, os Estados Unidos são o principal responsável pela alta participação da América do Norte no contexto internacional (32,0% do consumo em 1998, vide Tabela 7). Apesar da alta produção, para atender o crescente consumo de GN dos EUA as importações são essenciais, principalmente nos últimos anos. Em 2000 o seu volume de consumo foi 18% maior do que o volume produzido no país. O Canadá é o maior provedor de GN para os EUA, correspondendo a 93,8% da importação norte americana de GN, no ano de 2000. Quanto ao GNL, os EUA contam com diversos fornecedores, como a Nigéria, os Emirados Árabes, a Austrália, entre outros (EIA, 2002).

Além da América do Norte e da antiga URSS, a Europa (menos URSS) segue em terceiro no consumo mundial de GN, representando 19,1% em 1998 (vide Tabela 7), destacando-se a Alemanha e o Reino Unido, que somam cerca de 8% do consumo mundial (ANEEL, 2002).

Tabela 7: Reservas, Produção e Consumo Mundiais de GN por Região, referente ao ano de 1998

	Reservas		Produção		Consumo		R/P(*)
	(10 ¹² m ³)	(%)	(10 ¹² tEP)	(%)	(10 ¹² tEP)	(%)	(anos)
América do Norte	8,35	5,6	665,1	32,5	647,1	32,0	11,4
América do Sul & Central	6,21	4,3	78,0	3,8	77,3	3,8	71,5
Europa (menos URSS)	5,21	3,6	246,9	12,1	384,5	19,1	18,3
Antiga URSS	56,70	38,8	579,6	28,3	476,1	23,6	83,4
Oriente Médio	49,53	33,8	162,9	8,0	154,6	7,7	>100
África	10,22	7,0	91,1	4,5	43,8	2,2	>100
Ásia (Pacífico)	10,17	6,9	221,3	10,8	233,0	11,6	41,4
Total	146,39	100,00	2.044,9	100,0	2.016,4	100,0	63,4

(*) Tempo que as reservas durariam, sem novas descobertas e com o nível de produção de 1998.

Fonte: BP Amoco, 1999, extraído do Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002

As Figuras 28a e 28b abaixo apresentam uma visão panorâmica das reservas e do consumo mundiais de GN no ano de 1998.

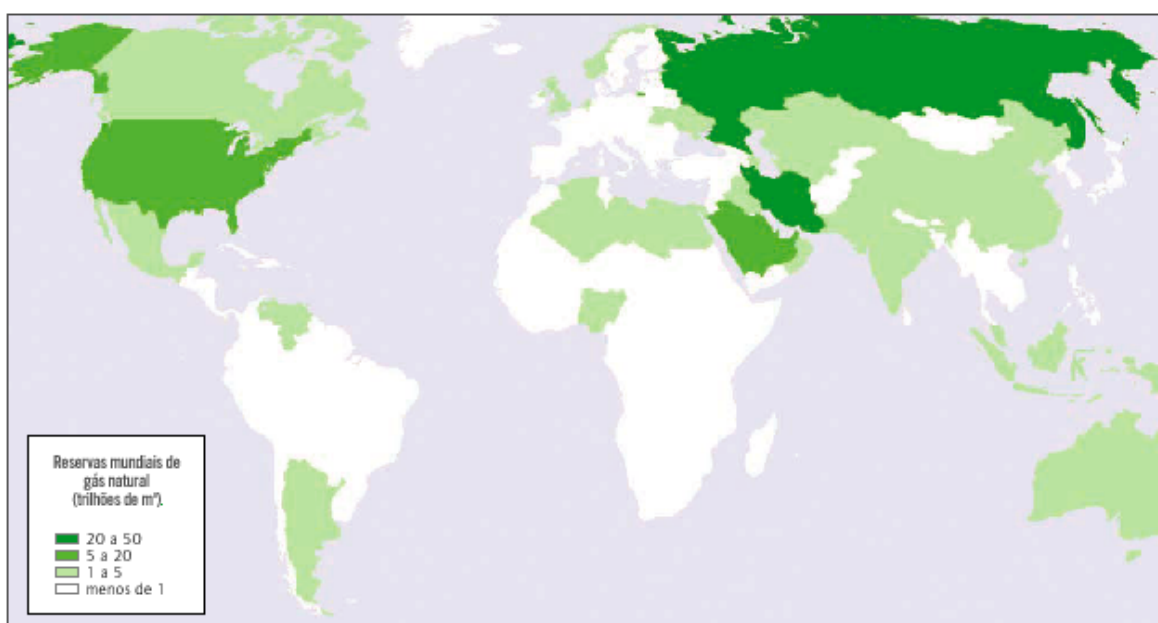


Figura 28a: Reservas Mundiais de GN em 1998 (trilhões de m³). Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002, elaborado a partir de BP Amoco, 1999.

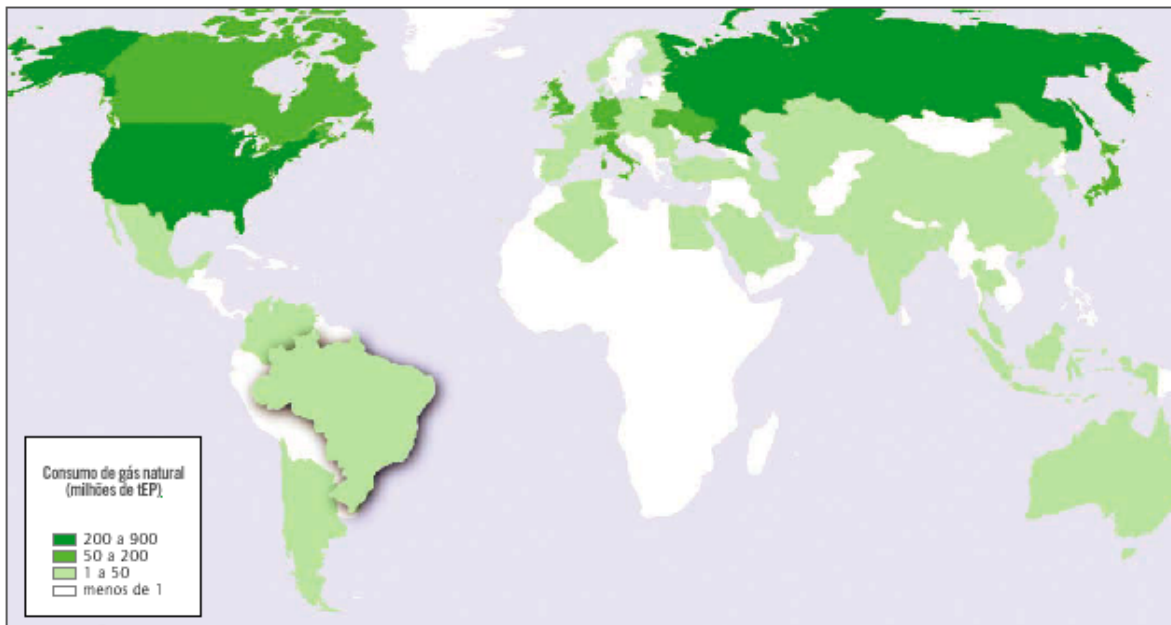


Figura 28b: Consumo Mundial de GN em 1998 (milhões de tEP). Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, 2002, elaborado a partir de BP Amoco, 1999.

II.4.b – O GN na América Central e do Sul

O mercado de GN na América Central e do Sul é relativamente pequeno, mas com crescimento em rápida expansão. A projeção do IEO2002 (EIA, 2002) é a de que o consumo na região alcançará 14,6 trilhões de pés cúbicos em 2020, com uma média de crescimento anual de 7,4% (Figura 29).

Há um grande potencial para novas descobertas de reservas de GN na região, já que o interesse pelo fósil apresenta um histórico recente e por isto muitos campos ainda podem ser mais bem investigados. Recentes descobertas incrementaram as reservas de 244 trilhões de pés cúbicos em 1999 para 253 trilhões de pés cúbicos em 2001. A maior concentração destas reservas está na Argentina e Bolívia, no Cone Sul (atendendo ao Mercosul) e na Venezuela e Trindade e Tobago mais ao centro do continente (EIA, 2002).

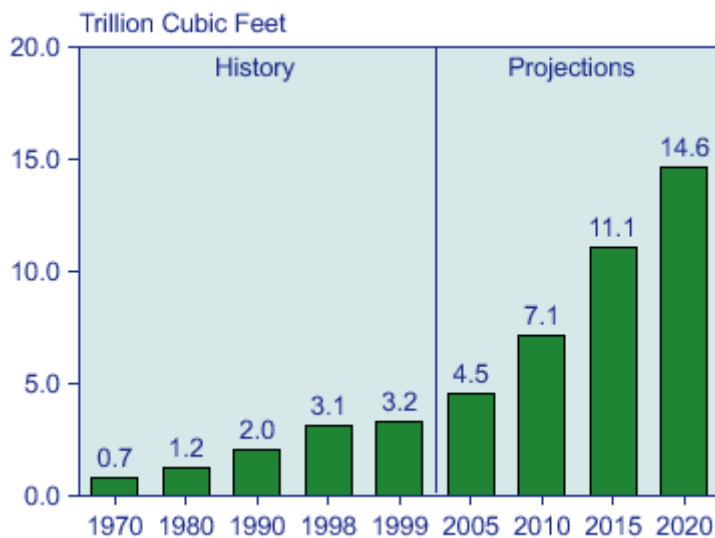


Figura 29: Consumo de GN na América Central e do Sul, 1970-2020. Fonte: **Histórico:** Energy Information Administration (EIA), Office of Energy Markets and End Use, International Statistics Database and International Energy Annual 1999, DOE/EIA-0219(99) (Washington, DC, February 2001). **Projeção:** EIA, World Energy Projection System (2002).

Há muitos projetos disponíveis de Gasodutos no América do Sul, e muitos outros estão sendo planejados, principalmente para atender ao mercado brasileiro (Figura 30). Um Gasoduto em operação conecta a Argentina a Uruguaiana no Brasil, provendo uma Termelétrica desde Julho de 2000. Há uma extensão, em construção, do Gasoduto até Porto Alegre-Brasil, prevista para conclusão até final de 2002. Há outros projetos de Gasodutos em diferentes estágios de desenvolvimento que ligam a Argentina ao Brasil, incluindo o Cruz Del Sur, Trans Iquacu e os Gasodutos Mercosul (que cobririam o nordeste argentino e a região em torno de Curitiba, podendo se estender a São Paulo) (EIA, 2002).

A Argentina se destacou como um dos grandes consumidores e exportadores de GN na América do Sul. Entretanto, nos últimos quatro anos o consumo interno declinou bastante, pois o país vem atravessando uma profunda crise econômica. A crise é reflexo da orientação política adotada nos últimos anos pelos governantes argentinos, com a desregulamentação do mercado, intensiva privatização e brusco declínio dos investimentos públicos necessários para dotar uma infra-estrutura que permita o crescimento do país.

A Argentina irá abastecer o Uruguai com o Gasoduto Cruz Del Sur, que tem uma extensão de 1030 km e capacidade de 25 milhões de m³/dia. O gasoduto está em fase final de conclusão e ligará Punta Lara, Argentina, a Montevideú, no Uruguai. Planeja-se a extensão deste Gasoduto até Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul, no Brasil (GASNET, 2002).

Com as novas reservas de GN descobertas na Bolívia, e com a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, a Bolívia projeta-se como o maior provedor do mercado de GN na América do Sul. O país tem planos de expansão de sua infraestrutura de Gasodutos, visando o atendimento à perspectiva de crescente demanda por GN nos empreendimentos termelétricos projetados nos países do Cone Sul, além de uma possibilidade de fornecimento de GNL (Gás Natural Liquefeito) para o México (EIA, 2002).

A partir de uma iniciativa do governo do Paraguai de incorporar o GN à sua matriz energética, há o projeto do Gasoduto Vuelta Grande-Assunção, com 825 km de extensão e capacidade de transportar até 18 milhões de m³/dia, visando ligar estas duas cidades, situadas na Bolívia e no Paraguai, respectivamente (GASNET, 2002).

O Chile e a Argentina são importantes parceiros no mercado de GN, apresentando quatro Gasodutos ligando os dois países, além de haver planos de extensão do Gasoduto GasAndes (entrada em operação em 1997, capacidade de 10 milhões de m³/dia) existente no Chile. Em novembro de 1999 foi inaugurado o gasoduto Del Pacífico (capacidade de 9 milhões de m³/dia), para transportar GN da Argentina para os consumidores industriais da região de Bio Bio no sul do Chile. Os outros dois Gasodutos também são bastante recentes, foram inaugurados em 1999, são os Gasoduto GasAtacama (942 km de extensão, capacidade de 8 milhões de m³/dia) e o NorAndino, construídos a fim de suprir Termelétricas no Chile a partir do GN da Argentina (EIA, 2002 e GASNET, 2002)



Figura 30: Principais Gasodutos na América do Sul. Fonte “Gas and Power in Latin America,” Oil & Gas Journal, Vol. 99, No. 42 (October 15, 2001), p. 74.

Como o Brasil, o Chile apresentou risco de blecaute entre 1997 e 1999, pois a expansão da geração hidrelétrica nestes dois países não acompanhou o aumento da demanda energética, comprometendo os respectivos crescimentos econômicos. Assim, a participação das Termelétricas foi impulsionada, haja visto que apresentam um menor tempo requerido para a sua implementação (cerca de 3 anos), comparativamente aos empreendimentos hidrelétricos (mais de 10 anos). A Colômbia não apresentou grande expansão em relação ao GN até o ano de 2000, mudando este cenário a partir de 2001, quando implementou esforços para incrementar a produção para exportação e consumo interno, principalmente para alimentar as termelétricas em construção ou em planos de construção no país (EIA, 2002).

A porção norte da América do Sul apresenta uma vocação para a exportação do Gás Natural Liquefeito – GNL, devido à maior facilidade de transporte, com vistas ao atendimento aos mercados externos mais distantes. A partir de 1999 Trinidad e Tobago começou a exportar GNL para os Estados Unidos e para a Espanha, e também para mercados menores e mais próximos, como os de Porto Rico e República Dominicana. Na mesma direção, a Venezuela aposta na expansão do mercado externo de GNL, incluindo os pequenos mercados que apresentam um grande potencial na América Central (EIA, 2002).

As reservas de gás no Cone Sul são suficientes para alimentar a expansão do mercado no Brasil. Entretanto, existem barreiras como: os preços do produto (*commodity*), do transporte e as alternativas de combustível. Em 2001, as reservas de GN provadas e prováveis na Bolívia chegaram a 52 trilhões de pés cúbicos e, na Argentina, superaram 25 trilhões de pés cúbicos. A Venezuela tem reservas ainda maiores, mas o transporte do gás venezuelano para o Brasil provavelmente teria que ser feito em forma de GNL (CARNEIRO, 2002).

“No Cone Sul, Brasil, Bolívia, Argentina e Uruguai caminham para a criação de uma malha de gasodutos que permitirá fluxos entre regiões de produção/consumo e entre regiões de consumo, criando novas oportunidades de otimização da exploração e comercialização do GN” (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão-2001-2010).

Atualmente, a Bolívia e a Argentina são os países que fornecem o GN que o Brasil importa. Existem três Gasodutos responsáveis pelo fornecimento do GN importado consumido no país. São os Gasodutos Bolívia-Brasil, o Lateral-Cuiabá e o Uruguaiana-Porto-Alegre, sendo que os dois primeiros ligam a Bolívia ao Brasil, e o terceiro vem da Argentina (a partir de dados de autorização de importação e malha de escoamento de GN importado, ANP, 2002a).

O Gasoduto Lateral-Cuiabá possui uma extensão de 627 km e uma capacidade de 2,8 milhões de m³/dia. No entanto, o mais importante destes três é o Gasoduto Bolívia-Brasil, com 3.150 km de extensão (557 quilômetros na Bolívia e 2.593 quilômetros no

Brasil) e capacidade de 30 milhões de m³/dia. Teve um custo total em torno de US\$ 2 bilhões. No dia 25 de julho de 1997, foram assinados os contratos para a execução do Gasoduto. A rede de dutos atravessa os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O trecho norte do gasoduto, que vai do Rio Grande (Bolívia) a Campinas (São Paulo), foi concluído em dezembro de 1998. E o trecho Sul, que vai de Campinas a Porto Alegre (RS) foi inaugurado no dia 31 de março de 2000. Antes do gasoduto Bolívia-Brasil, a malha brasileira de gasodutos não passava de 4.500 quilômetros. Com o Gasoduto Bolívia-Brasil, o país aumenta em quase 70% sua malha de dutos (GASPETRO-PETROBRAS, 2002).

Na região centro oeste estuda-se a interligação do gasoduto Bolívia-Brasil com os centros consumidores de Goiânia e Brasília (BAJAY & BADANHAN, 2002).

A previsão é de que até 2007 seja transportado o máximo da capacidade do Gasoduto (30 milhões de m³/dia), devido à demanda prevista com a implementação de novas usinas termelétricas em diversas localidades. Somente o Estado de São Paulo deverá absorver metade da capacidade total do gasoduto. O contrato de fornecimento com a Bolívia é de 20 anos, renovável. (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão-2001-2010, ANP, 2002a e GASPETRO-PETROBRAS, 2002).

O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre transporta o GN importado da Argentina, objetivando atender a demanda de combustíveis no Rio Grande do Sul e fornecer energia elétrica ao Estado, o qual importa 70% do seu consumo de eletricidade. Este empreendimento tem 615 quilômetros de extensão e cuja capacidade instalada poderá transportar 15 milhões de m³/dia. A primeira fase do empreendimento já se encontra operando desde 01/06/2000. Esta fase compreende dois trechos: o primeiro partindo da fronteira Argentina/Brasil até o citygate de Uruguaiana, abastece uma termoelétrica com capacidade de cerca de 600 MW; o outro, interligando o município de Canoas até e o Pólo Petroquímico de Triunfo, atende ao consumo de gás natural daquele pólo industrial onde se inclui a Companhia Petroquímica do Sul – Copesul. Um outro trecho ainda se encontra em construção, é o Uruguaiana / Porto Alegre, com 565 km de extensão (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão-2001-2010, ANP, 2002a e GASPETRO-PETROBRAS, 2002).

II.5 – Brasil: O Gás Natural e a Matriz Energética

II.5.a - Consumo de Energia Primária Total no Brasil

Como pode ser observado na Tabela 8, o consumo total de energia primária, representado pela oferta interna de energia, cresceu 1,9%, em 2000, passando a 258 Mtep nesse ano. Em 1999, o crescimento foi de 1,3% e em 1998, de 3%. No período 1970-2000 cresceu 4,3% ao ano em média, sendo que a parcela não renovável (4,9%) cresceu mais do que a renovável (3,9%). O crescimento do PIB neste mesmo período foi muito próximo (4,3%) ao do consumo de energia primária total (BEN, 2001).

Tabela 8: Consumo de Energia Primária Total no Brasil, 1970-2000

Em 10 ⁶ Tep	1970	1980	1990	1998	1999	2000	TMCA*
							(%) 70-00
Consumo Total de Energia Primária	74,0	139,2	187,3	250,1	253,3	258,0	4,25
Energia Renovável	46,9	78,0	116,4	145,0	146,1	146,2	3,86
Energia Não Renovável	27,1	61,2	70,9	105,1	107,2	111,8	4,84
Taxa de Variação Anual(%)							
PIB Total	10,4	9,20	-4,35	0,22	0,79	4,46	4,24
Consumo Energia Primária		3,60	-1,62	2,96	1,31	1,86	4,25

*TMCA- taxa de crescimento anual média

Fonte: BEN, 2001

Influencia o crescimento do consumo de energia o crescimento da população e, principalmente a partir de 1994 com o Plano Real (mas com início em 1980), a maior inserção de camadas pobres da população ou novas áreas geo-econômicas na chamada “economia de mercado” (BEN, 2001). O Plano Real possibilitou compras de eletrodomésticos a prestação com baixos juros, incorrendo numa mudança de hábitos de consumo energético das camadas da sociedade que consumiam pouco anteriormente.

No comportamento da Intensidade Energética Primária, que é uma relação entre o crescimento do consumo de energia e o PIB, pode-se observar uma tendência de crescimento mais inclinada em 1980 do que a partir de 1994, pois há a interferência do crescimento do PIB no setor de Serviços (vide Figura 31). Nos próximos anos, com os avanços tecnológicos nos equipamentos de uso final, assim permitindo maior eficiência, e com preços de energia crescentes, é de se esperar que a Intensidade Energética do PIB observe uma tendência de queda.

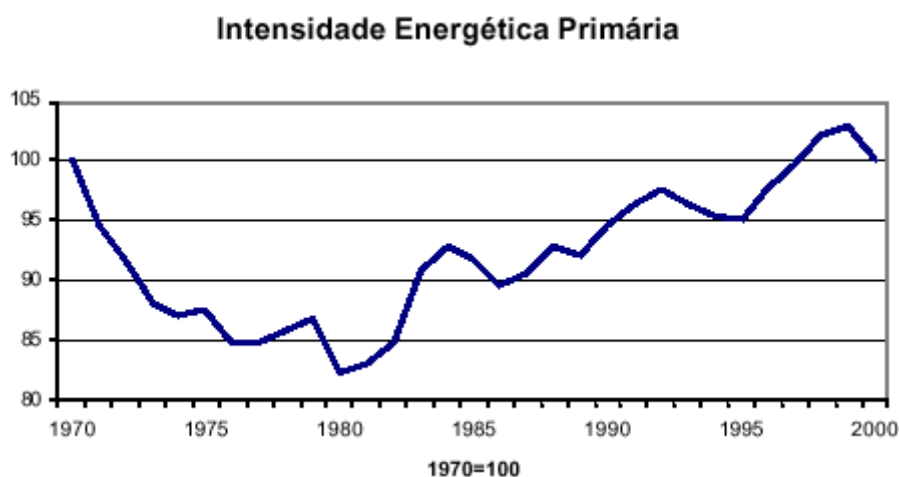


Figura 31: Intensidade Energética Primária no Brasil. Fonte: BEN, 2001

Quanto às formas de energia que participam no consumo de energia total, a Tabela 9 permite observar alterações significativas na participação da eletricidade primária, que passou de 26,8%, em 1980, para 40,0% em 2000, com a contrapartida da diminuição da biomassa, que passou de 29,2% para 17,3%, no mesmo período. O aumento de participação da eletricidade ocorreu com maior vigor na década dos 80, devido à entrada em operação das grandes hidroelétricas de Itaipu e Tucuruí. A queda da biomassa, nos anos 90, é explicada, ao menos em parte, pelo fato de ter diminuído o uso da lenha e do carvão vegetal (BEN, 2001).

O petróleo apresentou uma queda na participação de 39,0% em 1980 para 33,6% em 2000, com taxas modestas de crescimento nos últimos anos, 1,3% em 2000 e 1,2% no ano anterior. O GN apresenta uma trajetória ascendente, em 1980 verifica-se 0,8% e em 2000 atinge 3,7% do consumo de energia primária total. Entre 1999 e 2000, o GN teve

uma alta taxa de crescimento do consumo (24,9%), maior, ainda, que no ano anterior (13,9%). A partir dos investimentos em infraestrutura, com a expansão da rede de dutos, e a perspectiva de crescimento da produção de eletricidade de base térmica, espera-se um expressivo aumento da participação do GN como forma de energia no consumo de Energia Primária Total no Brasil (BEN, 2001).

Tabela 9: Consumo no Brasil de Energia Primária Total por forma de Energia

Fontes (Em 10 ³ tep)	1980	1990	1997	1998	1999	2000	Taxa média anual	
							00/99	00/90
Carvão Mineral	5784	9446	12516	12298	12641	13829	9,4	3,9
Petróleo	54363	56614	80892	84618	85661	86735	1,3	4,4
Gás natural	1065	4230	6336	6645	7568	9456	24,9	8,4
Eletricidade Primária*	37321	68228	88444	97447	97842	103270	5,5	4,2
Biomassa	40690	48743	49354	49048	49621	44758	-9,8	-0,8
Total	139223	187261	242878	250056	253333	258048	1,9	3,3

* Hidráulica + Nuclear (com perdas) - Saldo de trocas com exterior

Fonte (Em %)	1980	1990	1997	1998	1999	2000
Carvão Mineral	4,2	5,1	5,2	4,9	5,0	5,4
Petróleo	39,0	30,2	33,3	33,8	33,8	33,6
Gás natural	0,8	2,3	2,6	2,7	3,0	3,7
Eletricidade Primária*	26,8	36,4	38,6	39,0	38,6	40,0
Biomassa	29,2	26,0	20,3	19,6	19,6	17,3

* Hidráulica + Nuclear (com perdas) - Saldo de trocas com exterior

Fonte: BEN, 2001

II.5.b – O GN no contexto da Evolução da Oferta Interna de Energia no Brasil

A Tabela 10 abaixo apresenta a evolução da participação do GN na Oferta Interna de Energia no Brasil. Pode-se observar que entre 1985 e 2000 houve um aumento de 229% da participação do GN, subindo de $2873 \cdot 10^3$ tep para $9456 \cdot 10^3$ tep, alcançando no

ano de 2000 3,7% de participação no total da Oferta Interna de Energia no Brasil, o que se verifica ainda muito baixo se comparado com a situação mundial e com o potencial de aproveitamento que o país oferece.

A ainda pouca participação do GN no País é uma decorrência de diversos fatores, tais como a sua condição de subproduto da produção de petróleo (gás natural associado), os baixos preços dos derivados líquidos concorrentes e a ausência de reservas expressivas no País (BAJAY & BADANHAN, 2002).

Uma percepção que deveria estar presente nos esforços de expansão do GN na matriz energética brasileira é a de não se concentrar somente no segmento de termoelectricidade. Deveria ser mais estimulado o uso final do GN em todos os setores, tanto industriais (preferencialmente para cogeração) como nos setores residencial/comercial, de serviços e de transporte (Gás Natural Veicular-GNV). As necessidades térmicas (de frio e calor) dos consumidores podem ser satisfeitas diretamente a partir da energia química do gás, sem passar pela transformação desta em energia elétrica, que representa perdas referentes à transformação química / elétrica / térmica (SANTOS, 2002)

Segundo a GASPETRO-PETROBRAS (2002), a meta de participação do GN na matriz energética brasileira é de se atingir 10% no ano 2005 e 12% em 2010. O País tem potencial para consumir 60 milhões de metros cúbicos de gás por dia, e o gasoduto Bolívia-Brasil está sendo construído de forma a oferecer até 30 milhões de metros cúbicos diários, como já visto.

Tabela 10: Evolução da Oferta Interna de Energia, em 10³ tep

FONTES	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL	61865	66274	68541	70181	71255	70877	73499	75070	77661	81602	87025	94874	100886	105055	107219	111793
PETRÓLEO E DERIVADOS	48227	52894	53977	55360	56042	56614	58004	59718	61827	65387	69032	75998	80892	84618	85661	86735
GÁS NATURAL	2873	3361	3803	3951	4155	4230	4248	4483	4805	5000	5289	5798	6336	6645	7568	9456
CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	9866	9983	10476	10706	10594	9446	10833	10528	10887	11173	11810	12309	12516	12298	12641	13829
URÂNIO (U308) E DERIVADOS	899	36	285	164	464	587	414	341	142	42	894	769	1142	1494	1350	1772
ENERGIA RENOVÁVEL	103739	107637	112938	116155	119098	116384	119068	119017	123244	129187	131971	135696	141992	145001	146114	146256
HIDRÁULICA E ELETRICIDADE (*)	52284	55887	58697	62941	65771	67641	71010	71733	76158	79596	83884	87675	92638	95953	96493	101498
LENHA E CARVÃO VEGETAL	32513	32356	32367	32158	32541	28180	26367	24776	24483	24544	22975	21701	21397	20999	21265	21482
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	17378	17644	20033	19077	18809	18459	19378	19793	19653	22080	22225	23272	24715	24645	24601	19252
OUTRAS FONTES PRIM. RENOVÁVEIS	1564	1750	1841	1979	1977	2104	2313	2715	2950	2967	2887	3048	3242	3404	3755	4023
TOTAL	165604	173911	181479	186336	190353	187261	192567	194087	200905	210789	218996	230570	242878	250056	253333	258048

(*) 1 kWh = 3132 kcal (equivalente térmico médio do óleo combustível nas termelétricas brasileiras)

Fonte: BEN, 2001

Antes da década de 1980 a produção de GN era insignificante e estava concentrada no Estado da Bahia. A partir dos primeiros anos da década de 1980, iniciou-se a exploração de gás associado ao petróleo da bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro, e seguiu-se descobertas de novas jazidas em locais bastante distintos, como os litorais de São Paulo e Paraná, a costa do Ceará, o sul do Espírito Santo e a bacia amazônica (MME, 2002). No período entre 1991 a 1999, a taxa média de crescimento das reservas provadas de GN foi de 3% ao ano, segundo o ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL (ANP, 2001). Assim, paulatinamente o GN torna-se um energético relevante na matriz energética nacional.

A parcela de produção não aproveitada e reinjeção caiu no período (entre os anos de 1985 e 2000) de cerca de 45% para cerca de 38%, em relação ao total produzido e importado. Assim, evidencia-se uma tendência de aproveitamento mais racional do GN, embora haja ainda muito a fazer neste sentido.

A estimativa do volume de queima de GN no mundo varia de 102 a 135 bilhões de metros cúbicos anuais, sendo que na África (37 bilhões de metros cúbicos queimados no ano 2000), se o GN queimado fosse usado na geração de energia elétrica em usinas eficientes, produziria 200 TWh, que é cerca de metade do consumo atual no continente (Macedo, 2002). A queima de uma parcela do GN associado é necessária por motivos

técnicos e de segurança, como em paradas de emergência, manutenções não previstas e vazamentos para o sistema de processo. No entanto, a queima rotineira para o descarte de GN sem motivação técnica configura-se um desperdício de recursos.

No Brasil, as principais regiões produtoras de gás natural são a Bacia de Campos e a região Amazônica. O gás produzido no Amazonas é praticamente todo aproveitado, seja pela reinjeção para produção futura, seja transformado em gasolina natural, ou, ainda, utilizado na geração de energia para as utilidades e para as instalações civis na região de produção de Urucu, Estado do Amazonas. Na Bacia de Campos – maior região produtora de gás no Brasil –, onde quase todo o gás produzido é associado, ainda há uma razoável queima de gás. A Petrobrás estabeleceu a meta de reduzir a porcentagem de GN queimado para menos de 10 % até o ano 2006. Nesse sentido, há um programa em andamento (POAG – Programa de Otimização do Aproveitamento do Gás), decorrente do primeiro plano regional de diminuição da queima de gás – o Plano Queima Zero (MACEDO, 2002).

O maior aproveitamento do GN depende muito de políticas complementares e de ações regulatórias voltadas para remover barreiras aos mercados doméstico e internacional. São necessários investimentos em dutos e nas demais infra-estruturas para se estimular a expansão dos mercados de GN, bem como a transformação, em alguns casos, do GN em GNL, configurando-se muitas vezes mais atraente para o seu transporte do que a construção de dutos. No entanto, os esforços políticos e de investimentos para a entrada em operação dos Gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre, visando à importação do GN, precederam os esforços de maior aproveitamento do GN associado da Bacia de Campos. Além disto, a amortização dos investimentos destes gasodutos deveria ter sido em moeda brasileira (ao invés do dólar), a fim de aliviar as pressões sobre o preço do GN importado e aumentar a atratividade da implementação de empreendimentos consumidores de GN. Uma iniciativa neste sentido aliada a uma maior estabilidade das regras permitiria uma definição mais clara do preço do GN. Assim, com a disponibilidade do GN a um preço competitivo, mais investimentos no downstream (mercado) teriam se concretizado.

A Tabela 11 abaixo mostra os fluxos de demanda e oferta do GN para o período entre 1985 e 2000, em que se verifica que a produção de GN cresceu mais do que duas vezes,

atingindo no ano de 2000 13283.10^6 m³, demonstrando a projeção cada vez maior deste energético no cenário brasileiro. Observa-se que somente a partir do ano de 1999 iniciaram-se as importações de GN, em decorrência da entrada em operação do trecho norte do Gasoduto Bolívia-Brasil em dezembro de 1998 e da conclusão da primeira fase do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre em 31 de março de 2000, de acordo com o exposto anteriormente.

A Tabela 11 também apresenta a evolução da participação dos diversos setores no consumo de gás natural. No período de 1985 a 2000 o consumo do setor industrial aumentou cerca de 544%, passando de 680 para 4377.10^6 m³, representando. O gás natural começou a ser consumido pelos setores residencial, comercial, público e transporte no final de década de 1980 e ainda participa de forma pouco expressiva, com o conjunto destes setores apresentando no ano de 2000 cerca de 10% de participação no consumo final energético. Apesar do aumento do consumo do setor energético, (representado principalmente pelas termelétricas), em cerca de 65% no período entre 1985 a 2000, este apresentou uma trajetória declinante na participação do consumo final energético em função do aumento do consumo dos outros setores, notadamente o setor industrial. Em 1985, o consumo final energético era representado apenas pelos setores energético e industrial, apresentando respectivamente 57% e 43% de participação. No entanto, no ano de 2000, a participação do setor energético representou cerca de 22% e o setor industrial apresentou cerca de 67% do total de consumo final energético do GN no Brasil.

Tabela 11: Demanda e Oferta de GN

GÁS NATURAL														UNIDADE: 10⁶ m³		
FLUXO	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PRODUÇÃO	5467	5687	5781	6076	6105	6279	6597	6976	7355	7756	7955	9156	9825	10788	11898	13283
IMPORTAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	2211
VAR. EST. PERDAS E AJUSTES (*)	-2440	-2242	-1894	-2104	-1967	-2116	-2383	-2483	-2535	-2633	-2633	-3212	-3592	-4084	-4566	-5891
CONSUMO TOTAL	3027	3444	3886	3972	4138	4163	4214	4493	4820	5123	5322	5944	6233	6704	7732	9603
TRANSFORMAÇÃO	488	486	584	648	730	749	756	798	804	860	887	850	825	965	1383	2275
CONSUMO FINAL	2539	2958	3302	3324	3408	3414	3458	3695	4016	4263	4435	5094	5408	5739	6349	7328
CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO	948	1037	1107	1188	1263	1010	1061	1040	1037	1119	956	878	768	845	807	767
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	1591	1921	2195	2136	2145	2404	2397	2655	2979	3144	3479	4216	4640	4894	5542	6561
SETOR ENERGÉTICO	911	1050	1062	935	894	859	768	840	974	1025	989	1199	1226	1471	1732	1499
RESIDENCIAL	0	0	1	0	2	5	6	6	20	30	52	72	81	87	79	296
COMERCIAL/PÚBLICO	0	0	1	0	1	3	4	3	13	18	36	49	92	71	57	68
TRANSPORTES	0	0	0	3	2	2	2	0	25	46	49	36	47	132	159	321
RODOVIÁRIO	0	0	0	3	2	2	2	0	25	46	49	36	47	132	159	321
INDUSTRIAL	680	871	1131	1198	1246	1535	1617	1806	1947	2025	2353	2860	3194	3133	3515	4377
CIMENTO	7	21	24	24	33	40	40	40	6	6	27	31	37	53	58	73
FERRO-GUSA E AÇO	224	322	410	370	406	379	410	440	435	505	682	841	804	687	731	918
FERRO-LIGAS	0	0	0	0	0	4	8	15	29	30	0	0	0	0	0	0
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	66	71	49	68	93	92	96	74	83	87	91	125	175	121	161	196
NÃO-FERROSOS E OUTROS METAL	0	0	12	62	24	31	33	35	49	40	19	29	41	28	61	253
QUÍMICA	301	320	327	301	336	358	390	458	481	512	580	686	1085	1168	1278	1554
ALIMENTOS E BEBIDAS	10	29	68	72	65	149	141	190	196	180	186	288	168	227	255	310
TÉXTIL	0	5	7	35	30	59	69	80	86	91	107	213	81	89	107	123
PAPEL E CELULOSE	16	30	35	28	34	62	73	90	101	104	142	162	162	165	249	293
CERÂMICA	25	27	35	52	68	69	67	100	112	118	129	102	116	152	177	197
OUTROS	31	46	164	186	157	292	290	284	369	352	390	383	525	443	438	460

(*) Inclusive não-aproveitada e reinjeção.

Fonte: BEN, 2001

Tabela 12: Reservas provadas de GN (bilhões de m³)

1973	1980	1985	1989	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
25,9	52,5	92,7	116,0	172,0	208,0	223,6	227,7	225,9	231,2	221,0

Nota: De 1990 a 1998 passaram a ser adotados os critérios da Society of Petroleum Engineers (SPE) e do World Petroleum Congress (WPC), o que eleva um pouco mais as reservas medidas em relação aos critérios utilizados nos anos anteriores. A partir de 1999, os valores foram calculados com base na Portaria ANP n° 009, de 21/01/00.

Fonte: Elaboração Própria a partir do BEN, 2001 e da ANP, 2001.

A Tabela 12 e a Figura 32 abaixo ilustram a evolução das reservas provadas de GN no país, podendo-se observar uma inclinação muito acentuada de crescimento entre o ano

de 1989 e 1990, resultado de descobertas de mais reservas e da mudança de critérios utilizados na medição (de acordo com a nota da Tabela 12).

O Brasil ocupou a 41^a posição mundial quanto à posse de reservas de GN, no ano de 2000. No entanto, o ano de 2000 apresentou o menor volume de reservas desde o ano de 1996, em decorrência da redução de 8,0% e 2,3% nas reservas terrestres e marítimas, respectivamente. Com exceção do estado do Espírito Santo, que apresentou crescimento de 4,3% em relação a 1999, e do estado do Paraná, que registrou um volume insignificante de 43 milhões de m³ (no ano de 1999 não registrou reservas), todos os estados registraram queda no nível de suas reservas provadas de GN (ANP, 2001).

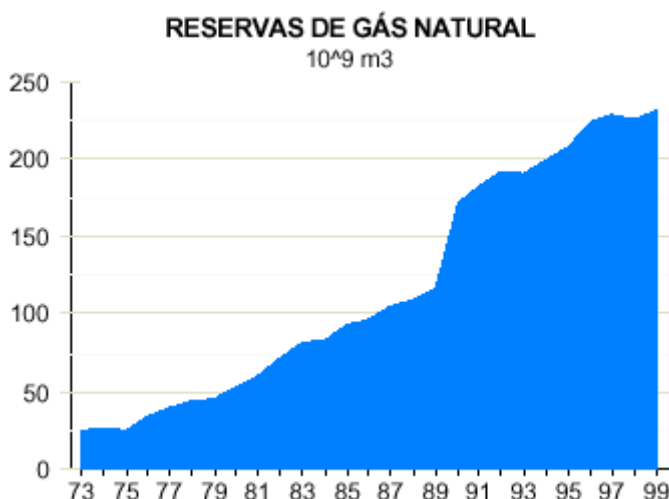


Figura 32: Evolução das Reservas Provasdas de GN no Brasil, 1973-1999. Fonte: BEN, 2001

A maior parte das reservas nacionais de GN localiza-se no mar, concentrando 64,4% do total nacional. O estado do Rio de Janeiro tem posição destacada no cenário nacional, apresentando 72,7% das reservas marítimas e 46,8% do total das reservas provadas do Brasil (vide Figura 33). Assim, o estado do Rio de Janeiro (e em particular o Município do Rio de Janeiro) apresenta uma vantagem comparativa frente aos outros estados da Federação, no tocante ao aproveitamento energético do GN, tanto para alimentar termelétricas como para utilização em cogeração, no transporte, na indústria e em outros setores, como o domiciliar e o comercial/público. O estado do Amazonas concentra as

reservas terrestres de GN, alcançando 56,5% destas reservas e posicionando-se em segundo lugar no total de reservas provadas nacionais, apresentando 20,1%. Em terceiro e quarto lugares no contexto nacional seguem a Bahia e o Rio Grande do Norte, com 11,3% e 9,4%, respectivamente (vide Figura 33) (ANP, 2001).



Figura 33: Distribuição percentual das reservas provadas de GN, segundo Unidades da Federação – 2000 (Volume total das reservas provadas: 221 bilhões de m³). Fonte: Elaboração própria a partir da ANP, 2001

Apesar de crescente, as reservas nacionais de GN não serão suficientes para viabilizar as metas almejadas para a participação do gás na matriz energética nacional na próxima década, estando previstas, inicialmente, importações, através de gasodutos, de produção da Bolívia e da Argentina (Figura 34) e, posteriormente, a importação de gás natural liquefeito – GNL. Quanto ao GNL, na região nordeste está sendo avaliada a opção de sua importação, a ser distribuído principalmente para as áreas industriais de Pernambuco e Bahia e para alimentar, no futuro, algumas usinas termelétricas previstas para a região (BAJAY & BADANHAN, 2002).

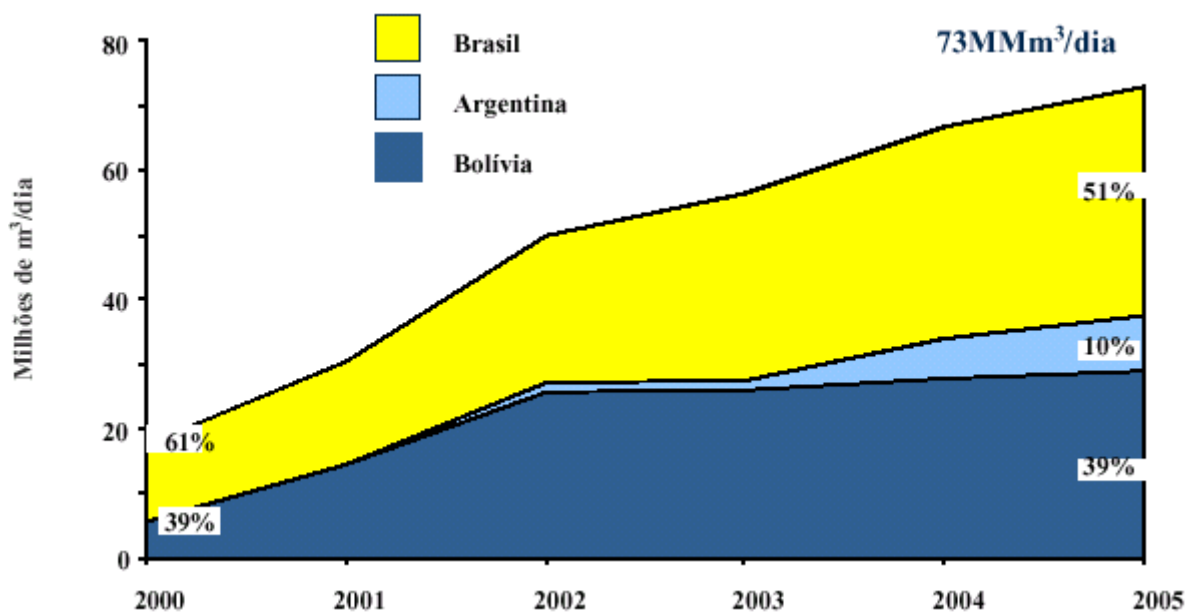


Figura 34: Evolução prevista para a oferta de gás natural no Brasil até 2005, por fonte de suprimento. Fonte: BAJAY & BADANHAN, 2002 a partir da Petrobras/Serplan, 2001

II.5.c - Infra-estrutura de Transporte de GN no Brasil

Nos países industrializados, o GN iniciou a sua entrada nos mercados através das infra-estruturas de distribuição previamente existentes para o gás manufacturado produzido a partir do carvão. Situação diferente é encontrada no Brasil, requerendo, portanto, um volume grande de investimentos em toda a sua cadeia, da exploração e produção aos equipamentos de consumo, passando pelo transporte e redes de distribuição. Assim, para que o GN conquiste significativamente a matriz energética brasileira são fundamentais os investimentos na infra-estrutura de transporte (vide Tabela 13). Uma grande quantidade de dutos foi implantada no final da década de 1990, como os trechos Pilar/Cabo e Guameré/Pecém, permitindo a interligação de quase a totalidade das capitais nordestinas, e a implantação, como já mencionado com maiores detalhes anteriormente, do gasoduto Brasil/Bolívia e do “Lateral Cuiabá”, além do Gasbol I e III, interligando as regiões sudeste e sul respectivamente (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010).

Tabela 13: Infra-estrutura de Transporte de GN:

Gasodutos				Extensão km	Ø pol.	Capacidade mil.m ³ /dia
Origem		Destino				
Cidade	UF	Cidade	UF			
Malha I						
Guamaré	RN	Cabo	PE	424	12	860
Guamaré	RN	Pecém	CE	382	10-12	800
Malha II						
Atalaia	SE	Catu	BA	232	14	1.103
Malha III						
Santiago	BA	Camaçari I	BA	32	14	1.000
Santiago	BA	Camaçari II	BA	32	18	1.800
Candeias	BA	Camaçari	BA	37	12	1.000
Aratu	BA	Camaçari	BA	20	10	700
Malha IV						
L. Parda	ES	Vitória	ES	112,8	8	1.000
Cabiúnas	RJ	Reduc	RJ	183	16	4.250
Reduc	RJ	Reçap	RJ	357	16	1.952
Reduc	RJ	Esvol	RJ	95,2	18	4.215
Esvol	RJ	Tevol	RJ	5,5	14	4.215
Esvol	RJ	São Paulo	SP	325,7	22	4.215
RBPC	RJ	Capuava	SP	37	12	1.530
RBPC	RJ	Comgás	SP	1,5	12	1.550

Fonte: MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010, a partir da ANP

De acordo com o Plano Decenal de Expansão, 2001-2010, “Encontra-se em estudo a interligação das malhas I e III, pela construção do gasoduto Pilar-Cabo, incorporando um ponto de produção em Alagoas. As malhas III e IV deverão ser interligadas pela construção do gasoduto Cabiúnas-Vitória, ainda em estudo. Para o escoamento da produção do poço de Urucu deverão ser construídos gasodutos até Manaus e Porto Velho. Contudo esta configuração ainda não é definitiva, dependendo do processo a ser implementado pela iniciativa privada, por ocasião da apresentação de propostas à licitação de construção”.

No entanto, a distribuição do GN através de gasodutos está reservada aos Estados, que também podem fechar contratos com companhias privadas para esse fim. Em 1997, desenvolveu-se uma interpretação jurídica para o Artigo 25, Parágrafo B da Constituição Brasileira, na qual o artigo proíbe grandes consumidores de comprar GN diretamente dos produtores. Assim, os usuários da ponta de consumo precisam comprar da companhia de distribuição local (CARNEIRO, 2002).

II.6 - Política de preço do GN

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a desregulamentação dos preços a partir de trinta e seis meses da sua publicação, ou seja, agosto de 2000. O Ministério de Minas e Energia desenvolveu, em colaboração com a Agência Nacional do Petróleo - ANP, uma nova política de preços para o GN, introduzindo progressivamente o fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo subsídios cruzados entre usuários do serviço. Antes era incidida sobre o preço do GN uma mesma tarifa de transporte para todo o território nacional, prejudicando os consumidores próximos às refinarias, que “pagavam” parte do transporte para os usuários do GN localizados em regiões mais distantes. A nova política do GN apresenta, ainda, compromissos com a desregulamentação dos preços, com exceção das atividades de transporte (ANP) e de distribuição (agências estaduais). Algumas premissas relevantes, além das já expostas, foram consideradas, como restrições ambientais ao uso do óleo combustível no setor industrial próximo aos grandes centros e também, o já mencionado anteriormente programa de redução da queima do gás natural associado nos *flares*, ampliando a oferta de gás de produção nacional. Quanto à introdução do fator distância, os usuários de GN distantes das refinarias se sentiram prejudicados, mas isto deveria funcionar como um estímulo ao aproveitamento das vocações energéticas regionais, que se tornaram mais competitivas (MME, 2002).

Uma das fragilidades que se apresentam é em relação aos baixos preços do óleo combustível que ameaçam o crescimento do consumo do GN, seu maior concorrente. No entanto, esta nova política de preços reajusta trimestralmente o preço do GN a uma cesta de óleos combustíveis, permitindo uma queda vinculada nos preços (vide **commodity** abaixo).

- Preço do GN de produção nacional no curto prazo

O preço máximo do GN cobrado às distribuidoras locais nos pontos de entrega seria o resultado da soma de duas parcelas:

$$P_{CG} = P_{GT} + T_{REF}$$

Onde

P_{GT} : preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (commodity),

T_{REF} : tarifa de transporte de referência, calculada pela ANP.

OBS: As tarifas de transporte acordadas entre as partes podem ser diferentes das tarifas de referência estabelecidas pela ANP, o preço efetivamente pago pelo gás natural (commodity) também pode ser diferente da parcela definida como preço do gás na entrada do gasoduto de transporte.

- O preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (commodity)

A definição do preço do gás na entrada do gasoduto de transporte incorpora os custos de transferência e processamento do gás, sendo diferente daquela relativa ao preço na boca do poço. Este preço não é comparável ao preço na boca do poço em países como Bolívia ou Argentina, onde não há esta concepção de dutos de transferência, e toda a movimentação de GN até os *city gates* é considerada transporte (MME, 2002).

O preço do GN passa a ser reajustado trimestralmente. A motivação de estabelecer períodos longos e definidos de reajuste foi a de oferecer maior previsibilidade aos agentes, reduzir os efeitos de fortes oscilações temporárias no mercado do óleo e possibilitar a redução dos custos de transação associados ao momento do reajuste (MME, 2002).

A cada trimestre, o preço do gás natural (commodity) será:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(\text{ant})} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left[0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right] \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

Onde:

$P_{GT(\text{ant})}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC_0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN).

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt’s Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE;

$F1_0$, $F2_0$ e $F3_0$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt’s Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados.

Em julho/agosto de 2002 o preço da *commodity*, que se aplica em todo o Brasil, foi de R\$ 170,65 por mil metros cúbicos (CARNEIRO, 2002)

- Tarifa de Transporte

Tarifas de transporte por custo do serviço, calculadas ponto a ponto para toda a malha existente, juntamente com a metodologia, as premissas e as informações utilizadas como dado de entrada, são divulgadas pela ANP como tarifas de referência para cada trecho. Para proporcionar uma adaptação dos agentes às novas regras, principalmente pelos estados mais distantes dos centros produtores, a eliminação dos subsídios cruzados de uma região para outra está ocorrendo paulatinamente, com as tarifas de

transporte de referência sendo revisadas anualmente, com base nos critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou na regulamentação vigente (MME, 2002).

A Portaria 45 de 9 de abril de 2002 determina várias tarifas de transporte para Estados consumidores, individualmente, com preços mais altos para a região norte e São Paulo (cerca de R\$ 30,0 por mil metros cúbicos) e tarifa mais baixa no Rio de Janeiro e Espírito Santo (CARNEIRO, 2002).

- O preço do gás importado

O GN importado deverá seguir os preços definidos nos contratos de fornecimento entre as partes. Todavia, os contratos de transporte de gás natural importado referentes aos trechos em território nacional deverão estabelecer tarifas que estejam de acordo com os critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou da regulamentação vigente (MME, 2002).

Para a Comgás, fornecedora de GN para o estado de São Paulo, em março de 2002, as parcelas que compõem o preço do GN importado da Bolívia até o seu ponto de entrega se distribuem da seguinte forma: US\$ 1,60 por milhão de BTU pelo transporte; US\$ 1,50 por milhão de BTU pela "commodity"; e outros US\$ 0,20 referentes aos impostos. Assim, o custo para a Comgás é de US\$ 3,30 por milhão de BTU, e a margem máxima de lucro na venda empregado pela distribuidora paulista é de 40%, mas os preços finais são negociados com os consumidores industriais e nem sempre ficam próximos do teto (BELCHIOR & SEVERO, 2002).

- Aspectos Regulatórios

Com o desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição e a formação de um mercado consistente, o passo seguinte é da desregulamentação dos preços do GN. Serão mantidas sob regime de regulação somente as etapas de transporte, a cargo da ANP, e de distribuição, a cargo dos órgãos estaduais (MME, 2002).

Apesar da série de reuniões da Comissão Mista de Energia Brasil-Bolívia ao longo de 2002, continua indefinida a redução do preço do GN boliviano utilizado na geração de

energia nas usinas termelétricas brasileiras. A discussão entre os dois países em torno do decréscimo no custo do insumo, que em 2002 estava na faixa de US\$ 3,31 por milhão de BTU, ainda não foi concluída. Segundo o então ministro de Minas e Energia Francisco Gomide (2002), a redução no custo do GN da Bolívia está diretamente ligada a outros fatores, de natureza não-econômica, como o volume que será absorvido pelo Brasil pelas plantas de geração de energia elétrica e por outras fontes de demanda. A estimativa era de que a importação para o ano de 2002 estivesse no patamar de 17 milhões de metros cúbicos por dia, mas neste ano a compra não superou a casa de 11 milhões de metros cúbicos por dia (MACHADO, 2002).

Algumas pendências têm impedido ou retardado o investimento nos diferentes segmentos da cadeia da indústria nacional do Gás Natural. Algumas dessas pendências podem ser regulamentadas por Portarias da ANP. Outras, entretanto, referem-se a assuntos os quais perpassam o escopo de atuação da Agência, sendo responsabilidade do Ministério das Minas e Energia, do Ministério da Fazenda, do CADE, da Aneel, das agências de regulação estaduais, entre outros órgãos. Algumas destas pendências são as seguintes (ANP, 2002b):

1. Competição do Gás Natural X Óleo Combustível – o reduzido preço do óleo combustível, em especial dos mais pesados, pode representar uma barreira à introdução do gás natural, uma vez que os energéticos concorrem entre si.
2. Tributação do gás natural – o principal problema consiste na imposição de tributação em cascata do gás natural, em cada uma das distintas atividades da cadeia. Soma-se a isso, a tributação nos diferentes estados por onde passa um gasoduto.
3. Fronteira de competência entre a ANP e as agências estaduais de regulação – a Constituição estabelece que “cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os *serviços locais de gás canalizado*”. A divisão da regulação, portanto, se dá na entrega do gás no *city-gate*. Esta divisão com relação à tarefa regulatória dentro de uma mesma indústria dificulta a homogeneização e a continuidade desejada do processo regulatório. A existência de muitos estados e reguladores estaduais aliados à diversidade da indústria, em especial no que diz respeito ao seu grau de maturação, tornam ainda mais complexa a tentativa de unificação do processo e dos instrumentos regulatórios

utilizado ao longo da cadeia do gás natural, desde a exploração ou importação até sua entrega ao consumidor final.

Os desafios para o maior aproveitamento do GN são, portanto, a consolidação do modelo concorrencial, do processo de definição dos critérios tarifários e das condições de acesso para gasodutos de transporte, diante dos limites de atuação impostos pelo modelo de acesso negociado. É também necessária a adequação da estrutura tributária, complexa e cumulativa, a fim de que esta se torne compatível com a nova estrutura da indústria de gás do país. Por outro lado, são necessários esforços em direção à compatibilidade entre as ações dos órgãos reguladores federal e estaduais, assim como da harmonização dos modelos adotados em cada estado. Além disso, é necessária a conciliação das questões contratuais e regulatórias entre os mercados de GN e energia elétrica, e a compatibilização internacional de regras e ações regulatórias com os países vizinhos, garantindo o desenvolvimento de um mercado regional competitivo e integrado.

II.7 – Mercados do GN em expansão: Termelétricas e Cogeração

II.7.a – Termelétricas

A demanda estimada pela Petrobras/Serplan até 2005 (Figura 35) projeta um perfil de consumo para termelétricas no Brasil que alcança 53,7% do consumo total. Projeta-se para o consumo industrial 42,8% de participação em 2005, incluída as indústrias petroquímica e de fertilizantes, correspondendo a aproximadamente 95% do consumo industrial (BAJAY & BADANHAN, 2002).

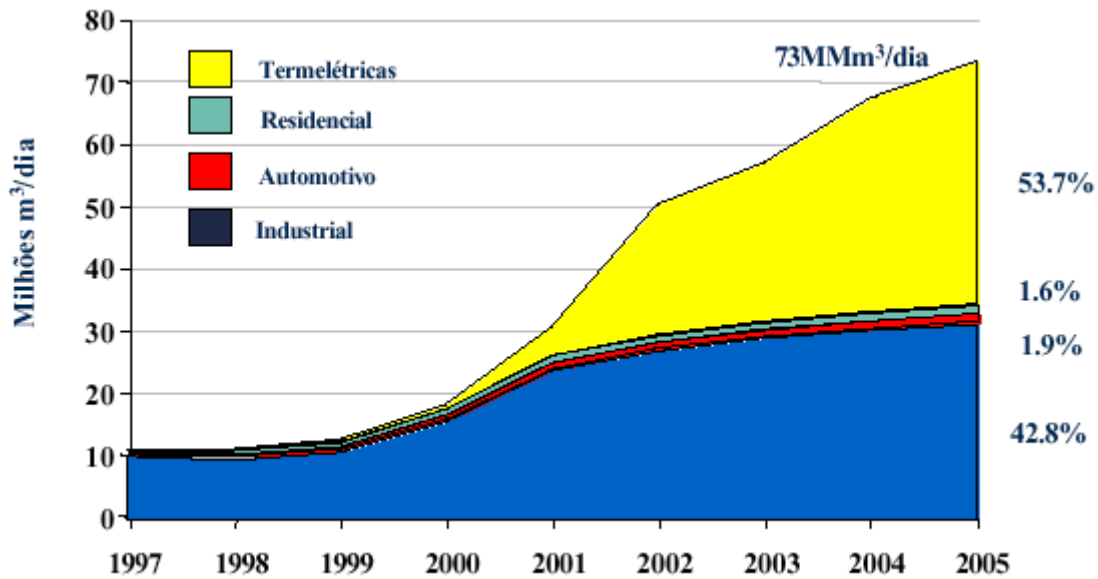


Figura 35: Evolução prevista para o perfil de consumo do GN no Brasil. Fonte: BAJAY & BADANHAN, 2002 a partir da Petrobras/Serplan, 2001

A perspectiva de amplo crescimento de participação do GN no mundo é em função de barreiras técnicas, econômicas e logísticas que vão sendo superadas. No caso particular da geração de energia elétrica a partir do GN, um dos grandes desafios foi o técnico. O desenvolvimento das turbinas a GN para geração de energia elétrica ocorreu após a Segunda Guerra Mundial, apresentando uma expansão de sua utilização somente nos últimos 20 anos. Entretanto, durante muitos anos o setor elétrico encontrou barreiras para a ampla difusão da tecnologia de turbinas a GN, como a própria disponibilidade do referido energético, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos (ANEEL, 2002).

Este cenário se modificou nos últimos anos, e a tendência é a difusão cada vez maior do aproveitamento energético do GN, tanto para geração elétrica exclusiva como para cogeração, que é a forma mais eficiente do seu aproveitamento. Atualmente, as maiores turbinas a GN chegam a 330 MW de potência e os rendimentos térmicos (ciclo aberto) atingem 42%. Em 1999, os menores custos de capital foram inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência (110-330 MW). O empreendimento da geração termelétrica a GN apresenta um prazo de maturação relativamente curto, além de ser mais flexível no atendimento de cargas de ponta do que empreendimentos de usinas hidroelétricas. Deve-se atentar para o fato de que as turbinas a GN são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas,

principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais (ANEEL, 2002).

Um avanço obtido nos últimos anos é a tecnologia de ciclo combinado, que aproveita a energia existente nos gases de exaustão da turbina, que é perdida quando operada em ciclo aberto. No ciclo combinado, os gases de exaustão da turbina a GN são encaminhados a trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor que realizará trabalho nas hélices da turbina a vapor. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais. Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW, e apresentam rendimentos térmicos que podem alcançar 60% (ANEEL, 2002).

A geração termelétrica a GN é um elemento importante a ser observado na expansão da geração elétrica no Brasil, não devendo ser vista como substituto, e sim como um complemento às usinas hidrelétricas, pois o país não pode deixar de aproveitar energeticamente o seu potencial hídrico.

Antes de 1995, a formulação de políticas públicas na área de energia e a realização de estudos prospectivos de planejamento da expansão do setor energético eram de responsabilidade da Eletrobras e da Petrobrás, que realizavam estas tarefas para os setores elétrico e de petróleo e gás, respectivamente (BAJAY & BADANHAN, 2002). A Eletrobrás exercia um papel decisivo, fornecendo suporte para as políticas determinativas do modelo setorial estatal, que executava um planejamento de modo a garantir o suprimento energético para as previsões mais otimistas de crescimento econômico.

Atualmente cabe ao MME esta tarefa, porém sob uma nova filosofia, expressa no seguinte contexto apresentado por BAJAY & BADANHAN, (2002): “A implantação de um novo modelo setorial, há poucos anos atrás, que privilegia a busca de competição, onde ela for possível, e a atração de investimentos privados, valorizou em excesso a atividade de regulação do mercado e relegou a um segundo plano a formulação de políticas energéticas e a realização de exercícios de planejamento.”

O próprio governo federal estava ciente da dificuldade de se introduzir um mercado concorrencial no setor elétrico brasileiro. O país é o único no mundo que apesar de apresentar uma base predominantemente hidrelétrica, se propôs a realizar tais reformas. O parque gerador nacional conta com otimização energética baseada na regularização plurianual com reservatórios de água planejados e com interligação do sistema de distribuição (ROSA *et al.*, 1998).

Esta política foi um fracasso, pois o Estado se ausentou dos investimentos na expansão da geração, esperando que a iniciativa privada ocupasse este espaço. Mas isto não aconteceu, o governo privatizou ativos energéticos e estatizou os novos investimentos (através de financiamentos para o setor privado pelo BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), quando deveria ter feito exatamente o oposto. Os US\$ 30 bilhões arrecadados com as privatizações no setor elétrico equivaleriam ao investimento necessário para expandir em 69% a capacidade instalada de 2001 (MERCADANTE, 2001.).

Os investimentos privados foram prioritariamente direcionados a algumas usinas existentes e às concessionárias de distribuição, apresentando muito pouco interesse em investimentos na construção de novos empreendimentos, num cenário em que 22% da geração e 70% da distribuição de energia elétrica em 2001 eram da iniciativa privada, (VALOR ECONÔMICO, 21 de maio de 2001). Este direcionamento de investimentos privados pode ser explicado pela maior conveniência devido ao menos risco, maior lucro e rapidez de retorno do capital investido. Por exemplo, a distribuidora de energia elétrica Light, que opera no estado do Rio de Janeiro, ao ser privatizada tornou-se uma subsidiária da EDF, que é uma empresa francesa. Grande parte da energia distribuída pela Light é comprada de Furnas (ainda estatal) a US\$ 23/MWh, sendo vendida ao consumidor residencial a cerca de US\$ 120/MWh. Na França, a EDF vende a energia a US\$ 75/MWh para o consumidor residencial, sendo que a geração de energia elétrica na França é mais cara que a brasileira, pois é majoritariamente nuclear, cerca de 80% (BENJAMIN, 2001)

O Editorial da Folha de São Paulo, de 27 de maio de 2001, escreveu à época, de maneira correta e incisiva, resumindo a posição do governo em relação à crise de energia elétrica que acometeu o Brasil no ano de 2001 e início de 2002: “Resta ainda a insistência

obtusa do governo em negar que o Estado exerça papel central no planejamento estratégico, e não apenas indicativo, da oferta e da distribuição de eletricidade, negativa que conduziu o país ao desastre atual”.

O professor Pinguelli Rosa já em 1992 alertava sobre o risco de uma crise elétrica, à medida que a política implantada de privatização do setor elétrico avançava, com os investidores privados não tomando a iniciativa em investimentos na expansão da geração e com as empresas geradoras estatais impedidas de realizar investimentos devido à expectativa de serem privatizadas (ROSA, 2001).

O prêmio Nobel de Economia de 2001 Joseph Stiglitz, desde a época em que era economista chefe do Banco Mundial, vem criticando a contabilidade do FMI (Fundo Monetário Internacional) em sua política dogmática e ineficaz de rigor fiscal, que considera investimentos públicos como déficit primário. Assim, para o governo cumprir as metas acordadas de superávit primário, o mesmo reduziu os investimentos públicos, notadamente no setor elétrico, e com isto fragilizou cada vez mais a infra-estrutura necessária para o desenvolvimento econômico dos anos seguintes (STIGLITZ, 2002).

Com a eminência da crise de energia elétrica, o governo se deparou com a emergência de expandir o seu parque gerador, optando por uma política indicativa em relação às usinas termelétricas, pois estas apresentam um tempo de implementação de cerca de 3 anos, enquanto que as usinas hidroelétricas despendem pelo menos 10 anos.

Assim, o Governo Federal instituiu o chamado Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), pelo Decreto nº 3.371, de 24/2/2000. Por meio da Portaria nº 43, de 25/2/2000, o Ministério de Minas e Energia definiu 49 centrais termelétricas integrantes do PPT, totalizando uma capacidade nominal prevista de aproximadamente 16 GW (BAJAY & BADANHAN, 2002).

No entanto, o PPT não correspondeu às expectativas, principalmente por não ter solucionado o problema do risco cambial para impulsionar os financiamentos externos e os investimentos em termelétricas; causando um ambiente de desconforto no mercado. A nova política de preços do GN foi uma iniciativa impulsionadora do mercado, mas infelizmente não foi suficiente, pois a desvalorização do câmbio do real em relação ao

dólar influenciou a competitividade destes empreendimentos, que ainda foram prejudicados pela falta de regulamentação adequada do setor elétrico.

A Tabela 14 abaixo, referente a janeiro de 2002, indica que havia 32 centrais termelétricas a GN em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade de geração de 2.753 MW. A maioria desses empreendimentos é constituída de centrais termelétricas de pequeno porte, com potência inferior a 10 MW. Contudo, existem grandes empreendimentos, como o de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul, com 640 MW de potência instalada, e o de Santa Cruz, no Rio de Janeiro – RJ, com 600 MW. Mais três empreendimentos de grande porte estão localizados no Estado do Rio de Janeiro: Macaé Merchant, com 350 MW, Eletrobolt, em Seropédica, com 350 MW, e CTE III, em Volta Redonda, com 235 MW.

Tabela 14: Centrais termelétricas a GN em operação no Brasil em janeiro de 2002

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Pot.(tW)
Uruguaiana	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda.	Uruguaiana	RS	639.900
Santa Cruz	Furnas Centrais Elétricas S/A	Rio de Janeiro	RJ	600.000
Eletrobolt	Sociedade Fluminense de Energia Ltda	Seropédica	RJ	350.000
Macaé Merchant	El Paso Rio Claro Ltda.	Macaé	RJ	350.000
Copene	Petroquímica do Nordeste	Camaçari	BA	250.400
CTE II	CSN - Companhia Siderúrgica Nacional	Volta Redonda	RJ	235.200
Willian Arjona	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Campo Grande	MS	120.000
Suzano	Companhia Suzano de Papel e Celulose	Suzano	SP	39.900
Camaçari (Fases I e II)	FAFEN Energia S/A	Camaçari	BA	30.000
Metalurgia Caraíba	Caraíba Metais S/A	Dias d'Ávila	BA	18.000
Brahma	Energyworks do Brasil Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	13.080
Nitro Química	Companhia Nitro Química Brasileira	São Paulo	SP	12.000
Energy Works Jacareí	Energyworks do Brasil Ltda	Jacareí	SP	9.800
Eucatex	Eucatex S/A Indústria e Comércio	Salto	SP	9.800
Messer	Messer Grieshein do Brasil Ltda.	Jundiá	SP	8.000
Alto do Rodrigues	Petróleo Brasileiro S/A	Alto do Rodrigues	RN	6.500
Geração - Área II	Coop. dos Prod. de Cana de SP	Limeira	SP	6.000
Termo Toalia	Companhia de Tecidos Norte de Minas	João Pessoa	PB	5.680
Energy Works Pacatuba	Energyworks do Brasil Ltda.	Pacatuba	CE	5.552
Globo	Infoglobo Comunicações Ltda.	Duque de Caxias	RJ	5.160
PROJAC	TV Globo Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	4.950
Iguatemi Fortaleza	Cond. Civil Shopping Center Iguatemi	Fortaleza	CE	4.794
Ponta do Costa	Refinaria Nacional de Sal S/A	Cabo Frio	RJ	4.000
Koblitz Energia Ltda.	Suape, CGDe, Koblitz Energia Ltda.	Cabo de Santo Agostinho	PE	4.000
Bayer	Bayer S/A	São Paulo	SP	3.840
Carioca Shopping	Adm. Carioca de Shopping Centers Ltda.	Rio de Janeiro	RJ	3.200
CINAL/TRIKEM	Trikem S/A	Marechal Deodoro	AL	3.188
Latasa Jacareí	Latasa de Alumínio S/A	Pedregulho	SP	2.560
Latasa Santa Cruz	Latasa de Alumínio S/A	Rio de Janeiro	RJ	2.240
Vitória Apart Hospital	Vitória Apart Hospital S/A	Serra	ES	2.100
Inapel	Inapel Embalagens Ltda.	Guarulhos	SP	1.204

Fonte: ANEEL, 2002

A Tabela 15 indica que em janeiro de 2002 havia 14 centrais termelétricas em construção, totalizando 6.857 MW de potência instalada. Os respectivos projetos são empreendimentos de grande porte, exceto pelo Shopping Center Iguatemi Bahia, com apenas 8,3 MW. Destaca-se a Termo-Rio, que terá 1.163 MW de potência. Note que as demais terão capacidade que varia entre 108 MW (Corumbá – MS) e 852 MW (Ibirité – MG).

Tabela 15 –Centrais termelétricas a GN em construção no Brasil em janeiro de 2002

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Potência (kW)
Termo-Rio	Termo-Rio S/A	Duque de Caxias	RJ	1.162.800
Ibirité	Ibiritermo Ltda.	Ibirité	MG	851.700
Norte Fluminense	Termétrica Norte Fluminense S/A	Macaé	RJ	765.000
Termopernambuco	Termopernambuco S/A	Ipojuca	PE	637.500
Canoas (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	Canoas	RS	601.800
Nova Piratininga (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	São Paulo	SP	571.200
Riogen I	Rio de Janeiro Generation Ltda.	Seropédica	RJ	531.800
Araucária	U.E.G. Araucária Ltda.	Araucária	PR	484.500
Três Lagoas	Petróleo Brasileiro S/A	Três Lagoas	MS	465.800
Termo Ceará	Termo Ceará Ltda.	Caucaia	CE	270.000
Termobahia I	Termobahia Ltda.	São Francisco do Conde	BA	255.000
Juiz de Fora	Termétrica Juiz de Fora S/A	Juiz de Fora	MG	143.650
Corumbá	Termo Corumbá Ltda.	Corumbá	MS	108.000
Iguatemi Bahia	Shopping Center Iguatemi Bahia	Salvador	BA	8.310

Fonte: ANEEL, 2002

A Figura 36 abaixo fornece uma visão panorâmica dos empreendimentos termelétricos em operação e em construção no Brasil. A região Sudeste é a que hospeda a maioria destas iniciativas, notadamente os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, o que não surpreende, pois além dos mesmos estarem próximos às reservas de GN, eles são justamente os estados que impulsionam a economia nacional.

De modo geral, essas usinas estão sendo construídas e operadas por autoprodutores, atendendo simultaneamente às suas necessidades de calor e energia elétrica (cogeração). Em 1998, havia 2.614 MW de potência instalada, dos quais 37% no setor sucroalcooleiro e 27% na indústria de papel e celulose. As perspectivas são de que essa capacidade seja quadruplicada até 2003, com destaque para o setor de refino de petróleo, que terá sua participação aumentada de 6% para 41%. Também o setor de comércio e serviços deverá ocupar posição importante nesse cenário, passando de 2% para 14% a sua participação em termos de capacidade instalada (ANEEL, 2002).

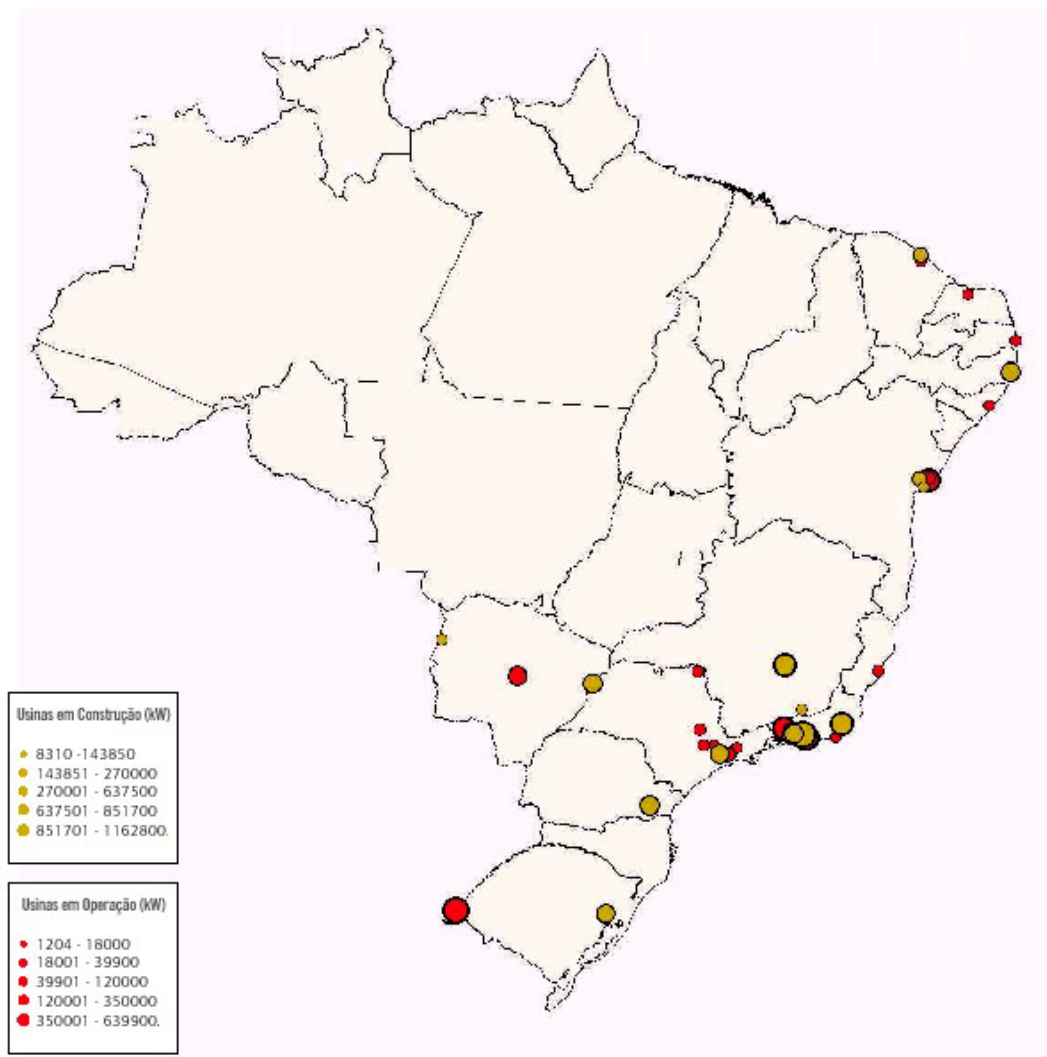


Figura 36: Localização das termelétricas a GN em operação e em construção no Brasil.

Fonte: ANEEL, 2002

II.7.b – Cogeração

Cogeração é a geração simultânea de energia térmica, mecânica ou elétrica, gerada a partir de um mesmo combustível (gás natural, resíduos de madeira, bagaço de cana, etc.). Em geral, cogeração significa produção de energia mecânica (para acionamento de geradores elétricos, compressores, bombas, moendas, etc.) e energia térmica (vapor, água fria, etc.). Segundo a definição do PURPA (Power Utilities Regulatory Policies Act), legislação norte-americana de 1978, cogeração é a produção combinada de eletricidade e calor obtida pelo uso seqüencial de energia a partir de um combustível (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010, GUIMARÃES, 1993).

Do ponto de vista energético a atratividade da cogeração reside nas altas eficiências globais de conversão, da ordem de 75 a 90%. A geração convencional e em sistemas independentes de calor e energia elétrica apresentam uma eficiência térmica da ordem de 22% a 60% (no caso de Usinas Termelétricas, o rendimento está associado, entre outras variáveis, à operação em ciclo combinado ou aberto, como já visto).

Além da eficiência termodinâmica, a cogeração é uma geração que apresenta facilidade de ser distribuída, o que evita as perdas na transmissão e distribuição, que em 1999 representaram no mundo um total que alcançou 1336 TWh (BROWN, 2002).

Um aproveitamento do GN que oferece uma alternativa à energia elétrica da rede é o relativo aos empreendimentos de Climatização, em que se obtém uma refrigeração de ambiente. Os sistemas de ar-condicionado que utilizam energia elétrica da rede operam a partir de chillers de compressão que utilizam um compressor mecânico acionado por um motor elétrico, de forma a aumentar a pressão (realizar trabalho) em determinada fase do ciclo termodinâmico do sistema de refrigeração por troca de calor não espontânea. No entanto, os chillers elétricos podem ser substituídos por chillers de absorção, que permitem produzir água gelada a partir de uma fonte de calor, utilizando para tal uma solução de um sal (brometo lítio ou amoníaco) num processo termoquímico de absorção. A água gelada será usada no resfriamento do ambiente, pela troca de calor espontânea. Os chillers de absorção, por sua vez, podem ser por queima direta, onde o calor necessário ao processo é obtido queimando diretamente o GN, sendo o usado nos empreendimentos de Climatização. Nos sistemas de refrigeração dos estabelecimentos que utilizam a cogeração, o Chiller de absorção pode ser pela queima direta (aproveitamento do calor residual dos gases provenientes da queima de GN para geração elétrica numa turbina a gás) ou pela queima indireta, em que o calor necessário é fornecido na forma de vapor de baixa pressão, água quente ou de um processo de purga quente (CEEETA, 2002).

De acordo com o gerente de cogeração e climatização da CEG, engenheiro Guilherme Melo, até o ano de 2001 os principais entraves para a disseminação do uso da absorção no País não eram técnicos e sim econômicos, pois não havia equipamentos de absorção fabricados pela indústria nacional e o preço do gás foi sempre uma das principais

barreiras. A CEG tem contribuído para a viabilização de projetos de co-geração e climatização, ao financiar a aquisição dos equipamentos necessários e fixar tarifas especiais para esses casos (ABRAVA, 2001). No entanto, no ano de 2002 foi implementada no Brasil uma fábrica de chillers a gás, assim como outros equipamentos utilizados nos projetos de cogeração e climatização (CEG, 2002).

Os primeiros sistemas de Cogeração instalados ao redor do mundo datam da primeira década do século XX, quando o fornecimento de energia elétrica proveniente de grandes centrais era deficiente. Muitos consumidores de energia elétrica de médio e grande porte instalavam eles mesmos suas próprias centrais de geração de energia elétrica associadas à sua geração de energia térmica (GUIMARÃES, 1993). No entanto, atualmente a energia distribuída no mundo representa apenas cerca de 7% do total gerado, que apesar de todas as vantagens, encontra barreiras em muitos países como proteção a monopólios de geração e distribuição e ausência de regras e regulamentações específicas (BROWN, 2002).

A Geração Distribuída no Brasil carece de maiores incentivos para a sua expansão, onde a cogeração a partir do GN oferece papel de destaque, pois é um aproveitamento muito eficiente deste energético que se vislumbra cada vez mais acessível no mercado nacional. Apesar das inúmeras virtudes da Geração Distribuída (proximidade da carga, maior eficiência energética, pouco ou nenhum impacto na balança comercial, disponibilidade de equipamentos nacionais evitando a importação, solução ambiental mais simples, ciclo de implantação rápida, etc), a ANEEL carece de maiores esforços regulamentatórios para a sua implementação. O diretor geral do INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética Jayme Buarque de Holanda diz que "... as normas legais mais detalhadas não consideram e, em muitos casos até mesmo segregam, o desenvolvimento desse tipo de central (Geração Distribuída)". Apesar disto, Holanda diz que a cogeração é uma realidade e que as concessionárias de distribuição de energia elétrica que não quiserem perder mercado terão que explorar as oportunidades oferecidas pelas empresas com vocação para cogeração. (HOLLANDA, 2002, GASNET, 2002, SILVA *et al.*, 2002).

Existe um expressivo potencial de produção de energia elétrica por processos de cogeração, em especial nas regiões mais industrializadas, no setor sucroalcooleiro, nos

centros comerciais, hospitais, aeroportos, shopping-centers e outros (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010).

A Tabela 16 abaixo apresenta o potencial de cogeração por setor produtivo possível de ser desenvolvido, tanto no âmbito de autoprodução como no de exportação à rede, por meio de Produção Independente de Energia - PIE. Ressalta-se que o potencial estimado considerou todos os tipos de combustíveis possíveis de serem utilizados, como o próprio GN, diversos tipos de biomassa (bagaço de cana, resíduos e cascas de madeira, licor negro ou lixívia) e subprodutos de processos industriais que podem ser usados como combustíveis, como por exemplo, a indústria siderúrgica que pode utilizar gás de coqueria, de alto forno e de aciaria.

O total de capacidade instalada no Brasil referente à cogeração exclusivamente por GN é de 2904 MW (SILVA *et al*, 2002).

Tabela 16: Potencial de Cogeração no setor industrial até 2003. (MW)

Setor	Auto-Produção	PIE	Potencial Técnico
Açúcar e Alcool	1.175	25	4.020
Papel e Celulose	1.189	0	1.740
Refino	428	3.855	4.283
Químico	1.141	44	1.581
Siderúrgico	695	0	875
Total	4.628	3.924	12.499

Fonte: MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010

O Ministério de Minas e Energia empreendeu o Programa de Incentivo à Cogeração, instituído por Portaria Ministerial em 25/07/2000. O Programa, com base nas avaliações de mercado e nas negociações para a definição dos montantes de gás natural disponíveis, propôs a implementação da cogeração nas mesmas bases do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT. A Portaria 551, de 6 de dezembro de 2000, do MME, e a Resolução 23, de 5 de julho de 2001, da GCE, exigem que todos os projetos de cogeração aceitos no Programa de Incentivo a Cogeração entrem em operação até dezembro de 2003.

Os referidos documentos trazem condições de estímulo ao empreendedor para implantar projetos de cogeração, a seguir:

- garantia pela PETROBRAS de suprimento de gás natural por prazo de até vinte anos;
- garantia de aplicação do valor normativo à concessionária de energia elétrica por até 20 anos;
- garantia pelo BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico; e
- garantia do preço do gás natural em R\$/MMBtu, em conformidade com a Portaria Interministerial 176, de 1º de junho de 2001.

O GN apresenta-se imprescindível na possibilidade das empresas do setor de serviços alcançarem a auto-suficiência em energia elétrica. Estas empresas são os shopping centers, hotéis, hospitais, supermercados e edifícios comerciais que operam na faixa de potência entre 1 e 10 MW. No entanto, o Plano Decenal, 2001-2010 considera remota a viabilidade de excedentes energéticos, mesmo por meio da adoção de sistemas de alta eficiência.

O Estado do Rio de Janeiro tem um papel de destaque no cenário nacional quanto à potência instalada da cogeração no setor de shopping centers, alcançando 50 MW, enquanto que a potência atualmente instalada no País seja em torno de 250 MW. A projeção para os próximos cinco anos é de 1.400 MW para todo o território nacional. A cogeração neste setor visa a geração de energia elétrica simultânea à produção de vapor, para uso direto ou para a obtenção de água gelada e refrigeração. Neste caso, a forma mais indicada é a que emprega turbinas ou motores que utilizam gás natural como combustível (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010).

Os custos de instalação de um sistema de cogeração para o setor de serviços, considerando arranjos de grupos de turbinas/geradores e equipamentos adicionais, variam entre R\$ 2.400/kW e R\$ 3.300/kW, comparáveis aos custos de pequenas usinas térmicas. A perspectiva de crescimento da cogeração no setor de serviços é da inclusão de cerca de 350 MW de potência a cada ano, até o ano 2004, em muitos casos com desligamento da carga equivalente da rede da concessionária local. Os prazos médios de implantação variam entre 8 e 12 meses, sendo significativa sua valorização patrimonial

e a redução do número de quedas de fornecimento de energia elétrica (MME, 2002, Plano Decenal de Expansão – 2001-2010).

As principais sugestões, através do seu Plano Decenal de Expansão, 2001-2010, do Ministério das Minas e Energia para o desenvolvimento da cogeração para o setor de serviços, são as seguintes:

- financiamento de equipamentos importados destinados à cogeração;
- isenção temporária de impostos dos equipamentos por um período de cinco anos, extensivo a peças sobressalentes, inclusive com desburocratização para as importações emergenciais;
- para os projetos que possuam excedentes energéticos, criação de legislação específica para cogeração, que permita regras claras de tarifas de venda, e
- vinculação dos reajustes dos preços do gás natural aos da energia elétrica.

III – INVENTÁRIO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E A PENETRAÇÃO DO GÁS NATURAL NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO

Parte das informações apresentadas neste capítulo foi obtida quando da realização do estudo “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro”, realizado para a Secretaria Municipal de Meio Ambiente da cidade do Rio de Janeiro e concluído em 2000. A concepção do Inventário foi realizada a partir de um convênio entre a prefeitura do Rio de Janeiro e o Conselho Internacional para Iniciativas Ambientais Locais - International Council for Local Environmental Initiatives (ICLEI)⁶. O trabalho, do qual o autor desta dissertação integrou a equipe, foi coordenado pelo professor Emilio Lèbre La Rovere. Coube ao autor a responsabilidade pela parte relativa à energia e à indústria.

O ICLEI é uma associação de governos que busca construir e apoiar mundialmente movimentos dos governos locais para atingir melhorias tangíveis nas condições ambientais globais através dos impactos cumulativos de ações locais. Entre alguns projetos desenvolvidos pelo ICLEI está o da Agenda 21 Local e o da Campanha das Cidades para a Proteção do Clima – Cities for Climate Protection Campaign (CCP). O CCP é uma campanha global para diminuir a tendência de aquecimento da Terra e para melhoria da qualidade do ar e da qualidade de vida. O CCP incentiva as cidades a preparem planos para redução de consumo de energia e emissão de gases de efeito estufa. No final de 1999, a campanha incluía mais de 175 municipalidades, entre elas o Rio de Janeiro, as quais somam no total cerca de 5% das emissões mundiais de gases de efeito estufa. A missão do CCP é de recrutar cidades que no total emitam 10% das emissões globais antropogênicas (ICLEI, 1997).

Este capítulo analisa a penetração do GN na matriz energética do município do Rio de Janeiro, onde é abordada a dinâmica do consumo do Gás Manufaturado e do GLP junto à crescente participação do GN nestes mercados. Considera-se também o deslocamento do consumo de óleo combustível devido ao cada vez maior uso do GN no setor elétrico e no setor industrial.

O capítulo descreve o uso da energia na cidade e as emissões de CO₂ respectivas, considerando o seu consumo total de combustíveis. Além disto, é traçado um panorama da participação das emissões fugitivas de metano pelo uso do gás, em relação às emissões totais de metano do município, decorrentes da agropecuária, dos resíduos sólidos e dos esgotos domésticos e comerciais. A partir do CO₂ equivalente considerando o GWP, é constituída uma visão integrada das emissões de gases de efeito estufa no Município do Rio de Janeiro e o papel do GN nestas emissões.

III.1 - Contabilização das emissões de GEE para o Setor Energético: A Metodologia “Top-down”

Ao tornarem-se Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, tanto os países desenvolvidos quanto os em desenvolvimento assumiram um certo número de compromissos. Entre eles está o de elaborar e atualizar periodicamente Inventários Nacionais de emissões antrópicas por fontes e das remoções por sumidouros de todos os gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal (Artigo 4 do texto da Convenção), além de informar medidas tomadas ou previstas para implementar a Convenção. (Artigo 12 do texto da Convenção). Estes compromissos são apresentados pelas Partes em suas respectivas Comunicações Nacionais para a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

Ainda segundo o Artigo 12 do texto da Convenção, todas as Partes devem elaborar os seus Inventários Nacionais usando metodologias comparáveis desenvolvidas e acordadas pela Conferência das Partes. A metodologia adotada pelas Partes foi desenvolvida pelo IPCC, apresentada no “Diretrizes para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa de 1996 - *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual*” (IPCC, 1996b).

Neste estudo serão incluídos os valores estimados para a emissão de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄), que são os principais gases de efeito estufa. Portanto, com isso não serão incluídas as emissões por parte do Setor de Solventes, mostradas na Comunicação Nacional, já que este inclui somente as emissões de compostos orgânicos

⁶ ICLEI: criado em 1990 no Congresso das Cidades para um Futuro Sustentável, realizado na sede das

voláteis, excluindo-se o CH₄. A metodologia para a quantificação das emissões de GEE pelo setor energético considera duas abordagens:

- a) "**Top-Down**": São contabilizadas apenas as emissões de dióxido de carbono (CO₂) a partir dos dados de produção e consumo de energia primária.
- b) "**Bottom-Up**": São contabilizadas as emissões de todos os gases. Neste caso, as emissões são quantificadas de acordo com as transformações intermediárias que o combustível passa durante o seu consumo, levando em consideração o tipo de equipamento empregado e respectivos rendimentos.

A opção pela abordagem metodológica a ser adotada é em função da disponibilidade dos dados. A metodologia "*bottom-up*" requer um detalhamento de informações muito mais amplo do que a "*top-down*".

As emissões de CO₂ do setor energético do Município do Rio de Janeiro, apresentadas no presente estudo, foram quantificadas em conformidade com a metodologia "*top-down*".

→ Metodologia "*Top-Down*"

A metodologia "*top-down*" é apresentada a seguir de acordo com o recomendado pelo IPCC (1996b), ("*Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual*"), considerando as adaptações feitas pelo "Inventário Brasileiro das Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal", contido na Comunicação Nacional do Brasil.

A metodologia abordada subtrai a quantidade de carbono consumida pelo transporte internacional em navios e aeronaves do combustível utilizado pelo município. Desta forma, as emissões de CO₂ que se originam da queima desses combustíveis não são contabilizadas no total emitido e são mostradas separadas do total (referente ao bunker).

A) Conversão da Unidade de Consumo do Combustível para Unidade Comum de Energia

A referida conversão é efetuada utilizando os fatores de conversão obtidos no Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro, sendo o valor médio do tEP (tonelada equivalente de petróleo com conteúdo energético em função do tipo de petróleo utilizado como padrão) brasileiro o utilizado pela Comunicação Nacional, que é 1 tEP = 10.800 Mcal = 45217,4 MJ.

FÓRMULA A:

$$CC = CU * FConv * 45,2*10^{-3} * FCorr$$

CC = Consumo de Energia (TJ)

CU = Consumo do Combustível (Unidade Física)

FConv = Fator de Conversão (tEP/Unidade Física)

$45,2*10^{-3}$ TJ = 1 tEP brasileiro

Fcorr = Fator de Correção (adimensional) de Poder Calorífico Superior (PCS) para Poder Calorífico Inferior (PCI).

O IPCC (1996b) utiliza o PCI em seus cálculos devido aos fatores de emissão de carbono recomendados (em quantidade de carbono por unidade de energia) serem definidos com base na energia efetivamente aproveitável do combustível.

Os fatores de correção (Fcorr) para transformar o PCS em PCI, usados pela Comunicação Nacional, são 0,95 para os combustíveis sólidos e líquidos e 0,90 para os combustíveis gasosos. Na Tabela 17 são mostrados os fatores de conversão (FConv) para tEP médio, em PCS.

Tabela 17 – Fatores de Conversão para tEP Médio (em PCS)

ENERGÉTICOS	UNIDADE	FATOR DE CONVERSÃO * (tEP/UNIDADE)	
		1990	1996
ÓLEO CRU	m ³	0,872	0,868
GASOLINA	m ³	0,771	0,771
QUEROSENE DE AVIAÇÃO	m ³	0,811	0,811
GASOLINA DE AVIAÇÃO	m ³	0,759	0,759
QUEROSENE ILUMINANTE	m ³	0,811	0,811
ÓLEO DIESEL	m ³	0,848	0,848
ÓLEO COMBUSTÍVEL	t	0,934	0,934
GLP	t	1,089	1,089
NAFTA	m ³	0,736	0,736
ASFALTOS	m ³	0,954	0,954
LUBRIFICANTES	m ³	0,873	0,873
COQUE DE PETRÓLEO	m ³	0,819	0,819
OUTROS ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	m ³	0,872	0,864
PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	m ³	0,872	0,868
CARVÃO METALÚRGICO (NACIONAL)	t	0,630	0,630
CARVÃO VAPOR (SEM ESPECIFICAÇÃO)	t	0,278	0,278
ALCATRÃO	m ³	0,833	0,833
COQUE CARVÃO MINERAL	t	0,676	0,676
GÁS NATURAL (SECO)	10 ³ m ³	0,857	0,857
GÁS DE REFINARIA	m ³	0,636	0,636
GÁS MANUFATURADO	10 ³ m ³	0,361	0,361
OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	tEP	1,00	1,00
LENHA	t	0,306	0,306
BAGAÇO DE CANA	t	0,209	0,209
CARVÃO VEGETAL	t	0,630	0,630
CALDO DE CANA	t	0,057	0,057
MELAÇO	t	0,179	0,179
ÁLCOOL ETÍLICO ANIDRO	m ³	0,520	0,520
ÁLCOOL ETÍLICO HIDRATADO	m ³	0,496	0,496
LIXÍVIA	m ³	0,281	0,281

Fonte: Balanço Energético Nacional, 1996 e 1999. Para os anos tratados no estudo de caso do município do Rio de Janeiro foram utilizados os fatores de 1990, entre 1990 e 1995, e os fatores de 1996, entre 1996 e 1998. Os fatores não variaram entre esses anos de acordo com o Balanço Energético Nacional (MME, 1999).

Outros índices de conversão utilizados são os referentes à equivalência energética entre combustíveis e eletricidade. São os seguintes:

- 1 cal = 4,1868 J
- 1 Gcal = 1,163 MWh

B) Conteúdo de Carbono

FÓRMULA B:

$$QC = CC * Fem * 10^{-3}$$

QC = Quantidade de Carbono (GgC)

CC = Consumo de Energia (TJ)

Fem = Fator de Emissão de Carbono (tC/TJ)

10^{-3} = para transformar tC em GgC

A Tabela 18 apresenta os fatores de emissão (Fem), para cálculo de conteúdo de carbono (QC). Os fatores são provenientes tanto do IPCC (1996b) como do Inventário Brasileiro, pois de acordo com orientação do IPCC, havendo disponibilidade de um valor específico referente ao foco de estudo, este deve ser adotado.

Tabela 18: Fatores de emissão de carbono empregados

COMBUSTÍVEIS			Fator de emissão (tC/TJ)
Combustíveis fósseis líquidos	Combustíveis primários	Óleo cru	20,0
		Líquido de gás natural	17,2
	Combustíveis secundários	Gasolina	18,9
		Gasolina de aviação	18,9
		Querosene de aviação	19,5
		Querosene iluminante	19,6
		Óleo diesel	20,2
		Óleo combustível	21,1
		GLP	17,2
		Nafta	20,0
		Asfalto	22,0
		Lubrificantes	20,0
		Coque de petróleo	27,5
		Outros produtos secundários de petróleo	20,0
		Outros produtos não energéticos de petróleo	20,0
Combustíveis fósseis sólidos	Combustíveis primários	Carvão metalúrgico	25,8
		Carvão vapor	25,8
	Combustíveis secundários	Alcatrão	25,8
		Coque carvão mineral	29,5
Combustíveis fósseis gasosos	Gás natural (seco)		15,3
	Gás manufacturado		20,2
	Gás de refinaria		18,2
Outras fontes primárias fósseis			20,0
	Biomassas sólidas	Lenha p/ queima direta	29,9
		Lenha p/ carvoaria	29,9
		Bagaço de cana	29,9
		Resíduos vegetais	29,9
		Carvão vegetal	29,9
	Biomassas líquidas	Caldo-de-cana	20,0
		Melaço	20,0
		Alcool anidro	14,81
		Alcool hidratado	14,81
		Lixívia	20,0
Biomassa gasosa			30,6

Fonte: IPCC, 1996b e MCT, 1999

C) Fração de Carbono Fixado

Alguns combustíveis são empregados para fins não energéticos e desta forma, parte do carbono fica estocada ou fixada (QCF). A Tabela 19 apresenta os valores para a fração de carbono que fica fixado (FCFix).

FÓRMULA C:

$$QCF = QC * FCFix$$

QCF = quantidade de carbono fixado (GgC)

QC = quantidade de carbono no combustível (GgC)

FCFix = fração de carbono fixado (adimensional)

Alguns exemplos de usos não energéticos são os referentes ao combustível usado como matéria-prima na fabricação de plásticos, fertilizantes, entre outros, bem como a própria utilização do asfalto, do lubrificante, etc.

Para as biomassas sólidas e líquidas renováveis essa fração de carbono estocado é de 100%, pois todo carbono emitido na queima do combustível é seqüestrado na renovação da biomassa. O presente estudo considera como zero as emissões de biomassa no Município do Rio de Janeiro, apesar de, a rigor, o município que planta a cana-de-açúcar teria o seqüestro de carbono e o município que utiliza o álcool queima a uma taxa de emissão de 14,81 tC/TJ.

Os combustíveis que têm consumo não energético são os seguintes: gás natural, nafta, querosene iluminante, álcool anidro e hidratado, gás de refinaria, lubrificantes e outros produtos não energéticos do petróleo. Para os combustíveis energéticos a fração de carbono estocado empregada é zero.

Tabela 19 – Fração de Carbono Fixado

COMBUSTÍVEIS EM USOS NÃO ENERGÉTICOS	Fração de Carbono Estocado
Querosene iluminante	1,00
Nafta	0,80
Asfalto	1,00
Lubrificantes	0,50
Alcatrão	0,75
Gás natural	0,33
Gás de refinaria	1,00
Álcool anidro	1,00
Álcool hidratado	1,00

COMBUSTÍVEIS EM USOS NÃO ENERGÉTICOS	Fração de Carbono Estocado
Outros produtos não energéticos de petróleo	1,00

Fonte: MCT, 1999.

D) Emissões Líquidas de Carbono

As emissões líquidas de carbono (ELC) representam o balanço de massa entre o que existe de carbono no combustível menos a quantidade de carbono fixado em usos não energéticos como mostrado no item anterior.

FÓRMULA D:

$$ELC = QC - QCF$$

ELC = emissões líquidas de carbono (GgC)

QC = quantidade de carbono no combustível (GgC)

QCF = quantidade de carbono fixado (GgC)

E) Emissões Reais de Carbono

Nem todo o carbono existente no combustível é oxidado, pois a combustão dificilmente ocorre de forma completa, deixando não oxidada em torno de 1% do carbono, que se incorpora às cinzas ou a outros subprodutos. Na Tabela 20 apresentada abaixo, são mostrados as frações oxidadas (FCO) utilizadas com base nos valores usados pela Comunicação Nacional e nos recomendados pelo IPCC (1996b) para o cálculo das emissões reais de carbono (ERC).

FÓRMULA E:

$$ERC = ELC * FCO$$

ERC = emissões reais de carbono (GgC)

ELC = emissões líquidas de carbono (GgC)

FCO = fração de carbono oxidado (adimensional)

Tabela 20: Fração de Carbono Oxidado

COMBUSTÍVEIS		Fração de carbono oxidada (adimensional)	
Combustíveis fósseis líquidos	Combustíveis primários	Óleo cru	0,99
		Líquido de gás natural	0,99
	Combustíveis secundários	Gasolina	0,99
		Gasolina de aviação	0,99
		Querosene de aviação	0,99
		Querosene iluminante	0,99
		Óleo diesel	0,99
		Óleo combustível	0,99
		GLP	0,99
		Nafta	0,99
		Asfalto	0,99
		Lubrificantes	0,99
		Coque de petróleo	0,99
		Outros produtos secundários de petróleo	0,99
Outros produtos não energéticos de petróleo	0,99		
Combustíveis fósseis sólidos	Combustíveis primários	Carvão metalúrgico	0,98
		Carvão vapor	0,98
	Combustíveis secundários	Alcatrão	0,98
		Coque carvão mineral	0,98
Combustíveis fósseis gasosos		Gás natural (seco)	0,995
		Gás manufacturado	0,995
		Gás de refinaria	0,995
Outras fontes primárias fósseis			0,99
	Biomassas sólidas	Lenha p/ queima direta	0,87
		Lenha p/ carvoaria	0,891
		Bagaçõ de cana	0,88
		Resíduos vegetais	0,88
		Carvão vegetal	0,88
	Biomassas líquidas	Caldo-de-cana	0,99
		Melaço	0,99
		Álcool anidro	0,99
		Álcool hidratado	0,99
		Lixívia	0,99

Fonte: IPCC, 1996b e MCT, 1999

F) Emissões Reais de CO₂

A partir das emissões reais de carbono (ERC) calcula-se as emissões reais de CO₂ (ERCO₂) devidas ao uso de energia, levando-se em conta o seu conteúdo de carbono: em 44 ton de CO₂ há 12 ton de carbono.

FÓRMULA F:

$$\text{ERCO}_2 = \text{ERC} * [44/12]$$

ERCO_2 = emissões reais de CO_2 (Gg CO_2)

ERC = emissões reais de carbono (GgC)

1 Gg CO_2 = [44/12] GgC

III.2 - Consumo de Gás e de Energia do Município do Rio de Janeiro

III.2.a - Breve Histórico do consumo de gás no Município do Rio de Janeiro

Na Inglaterra, por volta de 1665, ocorreu a primeira produção de gás proveniente do carvão mineral. Desenvolveu-se a tecnologia de manufaturá-lo pela destilação destrutiva (carbonização) de carvão betuminoso em retortas de gás ou fornos de coque. A partir de 1790 começa a se difundir na Europa o uso do Gás de Carvão para iluminação das casas e ruas da época (GASVIRTUAL, 2003). No Brasil, a história do gás canalizado teve início em 1851 no Rio de Janeiro, quando Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, assinou um contrato para iluminação a gás no Rio de Janeiro. O contrato determinava a construção, no centro da cidade, de uma fábrica de gás manufaturado a partir do carvão, e a instalação de canalizações em perímetros determinados, o que influenciou hábitos e costumes da população carioca. Assim surgiu em 1854 a Companhia de Iluminação a Gás. Três anos mais tarde, a Companhia já iluminava a cidade através de 3.027 lâmpões públicos, 3.200 residências e três teatros (CEG, 2003).

Em 1865 a Companhia de Iluminação a Gás foi vendida para uma empresa inglesa que assumiu os serviços de gás através da “Rio de Janeiro Gás Company Limited”. A partir de 1870 ocorreu a expansão do uso de gás canalizado em outras cidades brasileiras.

No ano de 1874 a empresa abastecia na capital do Império 10 mil residências, 5 mil estabelecimentos públicos e 6 mil lâmpões. Para tanto eram destiladas 25 mil toneladas de carvão, produzindo 7 milhões de m³ de gás por ano.

Em 1876 a concessão dos serviços de gás passou para a empresa belga “Société Anonyme du Gaz – SAG”. Em 1910, a “The Rio de Janeiro Traway Light and Power Company, Limited” passou a deter o controle do capital da SAG.

Foi a própria SAG que procurou ampliar o emprego de gás e decidiu construir uma nova fábrica no bairro de São Cristóvão. Esta fábrica foi construída em 1911, com maior capacidade de fornecimento (cerca de 180 mil m³ por dia) permitindo inclusive estender o uso de gás a fogões e aquecedores domésticos.

Inversamente à tendência mundial, ocorreu no País um declínio do uso do gás canalizado, do início do século até 1967, permanecendo somente em duas cidades, Rio de Janeiro e São Paulo, representando naquele último ano, apenas 0,3% da demanda brasileira de energia primária.

Em 1967 a SAG inicia o craqueamento catalítico de nafta, abandonando o uso do carvão como matéria-prima para o gás manufacturado. Em maio de 1969, o então Estado da Guanabara assume a operação do serviço de gás canalizado. É criada a Companhia Estadual de Gás da Guanabara - CEG GB. Com a fusão dos Estados da Guanabara e do Rio de Janeiro, em julho de 1974, a CEG passa a se denominar Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG (CEG, 2003, GASVIRTUAL, 2003).

A partir de 1983 a reforma termocatalítica do GN passou a ser utilizada pela CEG para produção de gás manufacturado, em substituição à nafta e, a partir de 1984, passou a ser consumido no setor industrial fluminense, distribuído pela CEG e Petrobras. A produção de GN no Estado do Rio de Janeiro teve início no ano de 1978. Entretanto, somente a partir de 1980 o GN passou a ser aproveitado, inicialmente, como combustível nas plataformas. Como será descrito mais adiante, atualmente o GN também já é consumido nos setores residencial/comercial, transportes e geração elétrica. Como pode ser observado, o uso do GN na matriz energética no Estado e, por conseguinte, no Município do Rio de Janeiro é muito recente (BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO 1980/1997).

Quanto ao GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), somente em 1910 teve início a sua produção no contexto mundial, ocorrida nos Estados Unidos. A partir de 1927 grandes empresas de petróleo como a Philips Petroleum, Standard Oil e Shell, entram no mercado de GLP (SUPERGASBRAS, 2003).

Foi em 1937 que o Brasil começou a importação de GLP. São construídos em Santos e no Rio de Janeiro os primeiros terminais de GLP, num cenário em que os principais combustíveis para fogões e aquecedores domésticos daquela época ainda eram o querosene e o carvão vegetal. Em 1939 395 famílias cariocas já consumiam o gás engarrafado, número que passa a 5.160 em 1942. O consumo nacional chegou a aproximadamente 30 toneladas anuais neste período.

No ano de 1955, o presidente Juscelino Kubitschek lança o plano de metas e dinamiza o setor energético, tendo início a produção de GLP no Brasil através das refinarias da Petrobras (SUPERGASBRAS, 2003).

Com o aproveitamento do GN iniciado a partir da década de 1980, a Petrobras passou a utilizar o Gás Natural também para a produção de GLP, separando o butano e o propano a partir do Gás Natural úmido, além da produção de GLP pelo processamento convencional do refino do petróleo.

III.2.b - Consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro

O gás consumido no Município do Rio de Janeiro compreende o gás canalizado (Gás Natural e Manufaturado) e o gás de botijão (GLP, gás liquefeito de petróleo).

→ Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Como já comentada, a obtenção do GLP pode ser a partir da separação das frações mais leves do petróleo ou das mais pesadas do gás natural úmido, sendo composto essencialmente de hidrocarbonetos com três e quatro átomos de carbono. O GLP consumido no País provem em sua maior parte do refino do petróleo. Outro processo de

onde é extraído parte do GLP consumido no País é o que ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural, UPGN, nas quais as frações mais pesadas do GN úmido (propano, butano, pentano e hexano) se condensam em forma de GLP e gasolina “natural”. (BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO 1980/1997).

O GLP é composto por uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos (propano, n-butano e iso-butano) e olefínicos (propeno, n-buteno e iso-buteno), nas mais variadas proporções. Pode ocorrer também a presença de traços de etano, eteno, iso-pentano e butadieno-1,3 (KRONA, 2002).

Existe uma limitação no Brasil quanto à quantidade de GLP que pode ser produzida a partir do refino do petróleo. Atualmente, com a gama de tipos de petróleo processados e as unidades em operação nas refinarias brasileiras, aproximadamente 9% do petróleo refinado é transformado em GLP. Pelo Balanço Energético Nacional de 2001, no ano de 2000 cerca de 40% do consumo nacional foi completado a partir de GLP importado. A opção de se aumentar a oferta de GLP a partir do aumento da capacidade de refino não se revela atraente. Segundo a CONPET (2003) é necessário um aumento de 60% da capacidade de refino de petróleo para atender plenamente o mercado de GLP no Brasil. Isto acarretaria uma sobra considerável de outros combustíveis, principalmente gasolina e óleo combustível. Assim, a importação de GLP se fará presente mesmo num horizonte em longo prazo (CONPET, 2003).

Os dados sobre o consumo de GLP no Município do Rio de Janeiro foram conseguidos junto à ANP (1999), sendo estimado somente o valor referente ao ano de 1999, com base nos valores de 1990 a 1998, de acordo com a tabela 21.

Tabela 21: Consumo de GLP (em 10³ ton) no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999*
Consumo	155,6	141,1	117,3	131,4	145,4	139,7	141,7	140,1	144,3	140,4

*estimado

Fonte: ANP, 1999

→ Gás Canalizado (Gás Natural “seco” e Manufaturado)

A distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro atravessou um processo de reestruturação no ano de 1997, com o objetivo de redefinir o papel do Estado e solucionar o conflito nas relações entre os agentes envolvidos na atividade. Como já foi rapidamente mencionado no capítulo anterior, tal conflito teve origem na Constituição de 1988, que ao estabelecer o monopólio estadual sobre a distribuição de gás canalizado, beneficiou a Companhia Estadual de Gás-CEG, pois foi legitimada somente a sua atuação, que à época era a concessionária estadual. De acordo com a Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/1995, a Constituição Federal estabelece, em seu Artigo 25, § 2º, que: “Cabe aos Estados, explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação”.

A Petrobras, por sua vez, foi desconsiderada, apesar de deter, no ano de 1996, 80% das vendas de GN ao mercado industrial fluminense, através do atendimento direto de 20 indústrias situadas nos municípios do Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Arraial do Cabo, Cabo Frio, Volta Redonda, Barra Mansa e Piraí (BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO 1980/1997).

O resgate da Constituição de 1988, para a formulação de uma interpretação que favorecesse a intermediação de um agente privado entre o produtor (Petrobras) e o grande consumidor industrial, foi bem sucedida. A primeira etapa desta reformulação ocorreu em janeiro de 1997, com a criação da RIOGAS, provisoriamente como empresa estadual, nos moldes de uma sociedade entre o governo estadual e a Petrobras, que reteve 25% do capital total por intermédio de sua subsidiária BR Distribuidora. Em contrapartida, a Petrobras transferiu para a nova empresa distribuidora, em maio de 1997, início da operação da RIOGAS, 8 clientes diretos do interior do Estado, além de redes de distribuição utilizadas no atendimento dos mesmos. Os 12 clientes restantes da Petrobras foram transferidos para a CEG. Após estas manobras, convenientemente, em julho de 1997, as duas empresas, a CEG e a RIOGAS, foram privatizadas, tendo sido estabelecido nos contratos de concessão a exclusividade no atendimento às suas áreas de atuação, tanto para a CEG na distribuição de gás canalizado na região Metropolitana do Rio de Janeiro, quanto para a RIOGAS no restante do Estado. O governo estadual, por

sua vez, retirou-se da esfera de atuação produtiva para assumir as tarefas de regulação e fiscalização da atividade de distribuição do gás, através da Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro-ASEP-RJ (BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO 1980/1997).

Em função da referida reestruturação da distribuição de gás canalizado, com a conseqüente troca de “papéis” entre os agentes envolvidos nesta atividade, o registro da CEG das movimentações de gás canalizado anteriores à sua privatização em 1997 apresenta valores somente para a Região Metropolitana como um todo. Não existia, até à época da coleta de dados deste estudo, os dados desagregados disponibilizados por municípios da Região Metropolitana, com exceção dos volumes envolvidos no setor de cogeração. Quanto ao mercado industrial, os dados disponibilizados pela CEG para a Região Metropolitana até o ano de 1997 não correspondem ao total consumido, pois a Petrobras, como já mencionado, vendia diretamente para 12 grandes consumidores industriais na Região Metropolitana. Assim, o presente estudo recorrerá a determinadas premissas e considerações a fim de constituir uma estimativa do consumo de gás no Município do Rio de Janeiro para o período compreendido entre 1990 a 1999.

Os valores disponibilizados relativos às vendas anuais de Gás canalizado por setor, a partir de 1990, correspondem à Região Metropolitana. Entretanto, foram fornecidos os valores totais de venda no Município do Rio de Janeiro para os anos de 1998 e 1999.

Informações adicionais foram obtidas através de contato pessoal com o funcionário responsável pelo banco de dados da CEG. A partir destes dados e informações, foi elaborada uma estimativa do consumo de Gás referente ao Município do Rio de Janeiro, conforme descrito a seguir:

→ **Gás Manufaturado**

Confirmou-se que as vendas de Gás Manufaturado para a Região Metropolitana compreendem apenas o Município do Rio de Janeiro, apresentando os seguintes valores:

Tabela 22: Consumo de Gás Manufaturado (em 10^6 m³) no Município do Rio de Janeiro:

Ano	Industrial	Demais*	Total
1990	23,82	132,05	155,87
1991	19,52	135,35	154,87
1992	14,07	127,69	141,76
1993	7,18	119,98	127,16
1994	6,68	114,59	121,28
1995	4,84	107,70	112,54
1996	4,06	105,80	109,86
1997	3,00	101,34	104,33
1998	1,78	104,25	106,03
1999	1,26	100,21	101,48

Fonte: CEG, 2000

*Residencial e Comercial

→ Gás Natural

No tocante ao Gás Natural, como comentado anteriormente, não foram fornecidos os dados referentes ao Município do Rio de Janeiro no período entre 1990 e 1997. Para os anos de 1998 e 1999 foram fornecidos os dados de vendas totais no município, sem desagregação por setores de mercado (com exceção da cogeração, apresentada mais adiante junto ao mercado industrial), sendo apresentados na Tabela 23 a seguir.

Tabela 23: Consumo de Gás Natural (em 10^6 m³) para o Município do Rio de Janeiro.

Ano	1998	1999
Consumo	515,71	521,47

Fonte: CEG, 2000

III.3 – Setores de mercado consumidores de Gás Natural

Algumas hipóteses foram necessárias para a estimativa dos valores do consumo de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro, a partir dos dados relativos à Região Metropolitana, discriminados por setores de mercado, apresentados a seguir.

III.3.a - Mercado de Geração Elétrica

Quando se analisa o consumo de energia elétrica pelo Sistema Elétrico (rede) no município do Rio de Janeiro na década de 1990, pode-se observar um suave declínio a partir do seu início, retornando ao valor inicial em 1994, seguido de um crescimento contínuo até 1998. A Figura 37 apresenta este comportamento.

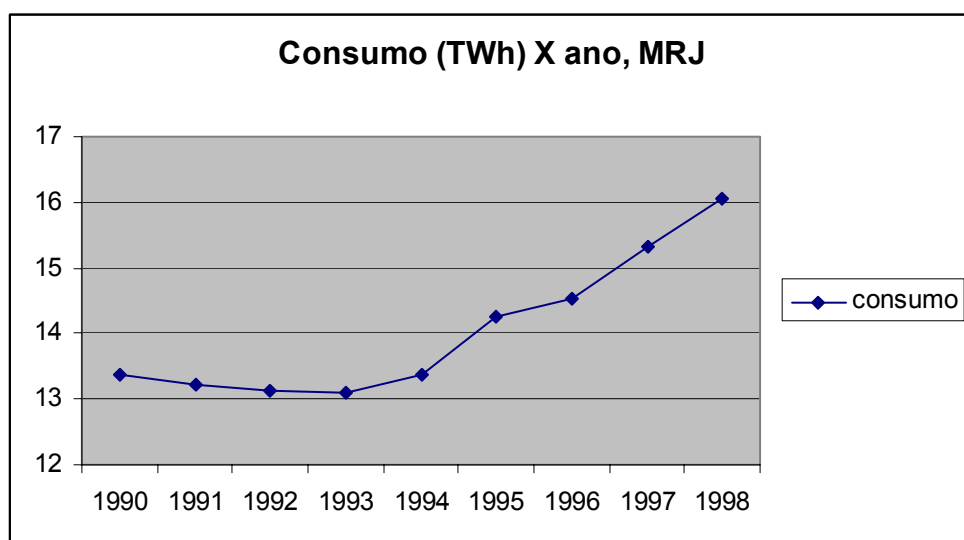


Figura 37 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica

Nota : 1 TWh = 1 bilhão de kWh

Fonte: Elaboração Própria

A energia elétrica distribuída na cidade pela LIGHT provém, em sua maior parte, da interconexão com o sistema elétrico interligado da região Sudeste do país (adquirida de FURNAS e Itaipu), complementada por geração própria da companhia.

A Tabela 24 fornece o consumo de energia elétrica (GWh) do município do Rio de Janeiro atendido pela rede LIGHT, discriminado por classes:

Tabela 24 - Consumo de energia elétrica fornecida pela LIGHT no município do Rio de Janeiro, por classes (GWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Residenc.	4067	4077	4095	4159	4163	4659	4900	5248	5706
Industrial	4415	4247	3977	3871	3963	4075	4017	4030	4002
Comercial	3153	3156	3213	3304	3407	3601	3711	4054	4284
Demais *	1746	1748	1840	1773	1854	1906	1915	1987	2076
Total	13382	13227	13125	13107	13387	14241	14543	15320	16067

*Demais refere-se a: Rural, Poderes Públicos, Iluminação Pública, Serviços Públicos e Consumo Próprio.

Fonte: LIGHT, 1999

A Figura 38 indica a distribuição percentual das diferentes classes de mercados no consumo de energia elétrica suprido pela LIGHT no município do Rio de Janeiro. Pode-se observar uma queda gradativa da participação das indústrias neste consumo: em 1990, respondia por 33%; em 1996, por 27,62%; e em 1998, por 24,91%. Já o mercado residencial aumentou sua participação em 5,11%, e o mercado comercial, em 3,09%, no período entre 1990 e 1998. A perda de espaço da indústria se deve à diminuição da produção industrial até 1994, devido à crise econômica. Após o Plano Real (1994), há uma pequena retomada da indústria, resultando em uma estabilização no seu consumo energético a partir de 1996 em níveis inferiores aos de 1990. A estabilização do consumo de energia elétrica por parte do setor industrial verificada a partir de 1996 deve-se em parte à busca da autoprodução de energia a partir do GN. O consumo do setor residencial cresceu a uma pequena taxa entre 1990 e 1994, disparando após o Plano Real, em que o maior consumo de eletrodomésticos causa uma maior demanda por energia elétrica, consolidando-se este quadro de 1996 em diante. O crescimento da participação do setor comercial reflete o processo de modernização dos estabelecimentos comerciais, a partir da informatização dos serviços e da expansão de empreendimentos de grande porte, como parques temáticos, hipermercados e shopping centers, adquirindo um grande impulso a partir de 1996. Como será visto adiante, é justamente a partir de 1996 que se inicia os empreendimentos de cogeração no município.

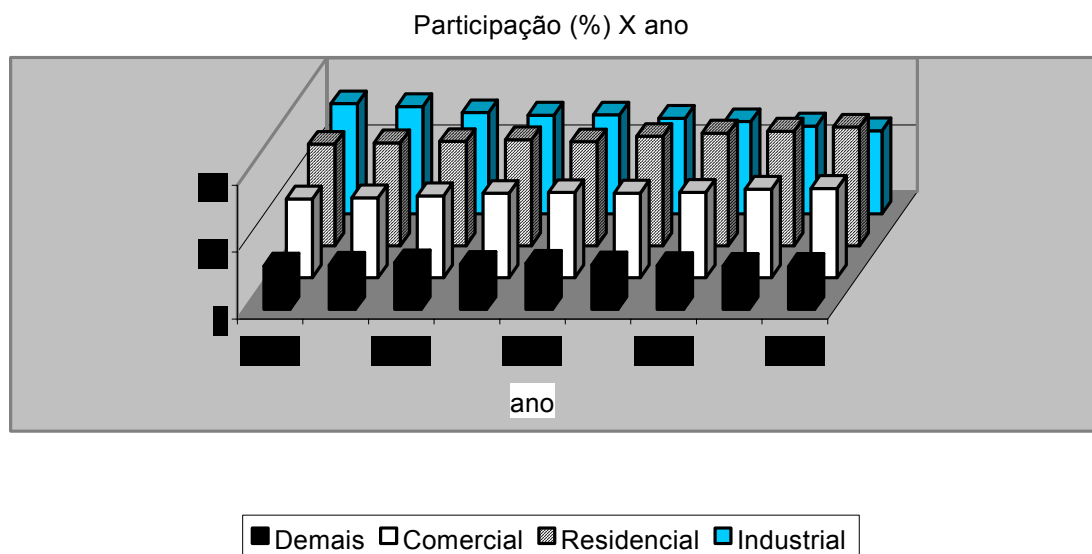


Figura 38: Participação das diferentes classes de mercado no consumo de energia elétrica suprida pela LIGHT no município do Rio de Janeiro

A geração da energia elétrica consumida no município do Rio de Janeiro é preponderantemente de origem hidrelétrica, com uma participação crescente de geração térmica, respondida pela usina termelétrica de Santa Cruz, localizada no próprio município, e outra nuclear (Angra 1), conforme pode ser observado na Tabela 25 a seguir.

Tabela 25-a – Estimativa da origem da energia elétrica consumida no município do Rio de Janeiro (em %)

	1990	1996	1997	1998
HIDRELÉTRICA	89,9 %	84 %	82,3 %	81,9 %
TERMELÉTRICA	1,7 %	7,6 %	7,4 %	7,9 %
TERMONUCLEAR	8,4 %	8,4 %	10,3 %	10,2 %

Fonte : Elaboração Própria (a partir de informações de despacho de energia fornecidas por contato pessoal na ONS, Organização Nacional do Sistema - 2000)

Tabela 25-b – Participação das fontes de geração na energia elétrica distribuída pela LIGHT no município do Rio de Janeiro (em %)

	1990	1996	1997	1998
LIGHT *	17,0 %	17,5 %	14,7 %	14,6 %
FURNAS**	83,0 %	51,7 %	49,2 %	50,7 %
ITAIPU *		30,8 %	36,1 %	34,7 %

* somente hidroeletricidade

** hidroeletricidade, parte da geração termonuclear de Angra I e geração termoelétrica em Santa Cruz (o dado para 1990 se refere a Furnas e Itaipu somadas)

Fonte : LIGHT, 1999

Pela metodologia do IPCC, apenas as termoelétricas emitem gases de efeito estufa. As usinas hidrelétricas, na verdade, emitem gases do efeito estufa, pois a área inundada pelas barragens tem em sua biomassa a ocorrência da decomposição, liberando CO₂ e CH₄ por um determinado período de tempo. A mensuração destes gases é bastante complexa, dependendo de muitas variáveis, como o volume e o tipo de biomassa inundada, a profundidade do reservatório, bem como a decomposição que se daria sem a barragem. Uma vez bem entendida a emissão das hidrelétricas, o IPCC as acrescentará em sua metodologia. No caso do município do Rio de Janeiro, pode-se antecipar que estas emissões não serão significativas, diferentemente das térmicas, devido às características das hidrelétricas responsáveis por seu abastecimento.

No caso do município do Rio de Janeiro, é admitido neste estudo que a única termoelétrica que participa na oferta de eletricidade do Sistema Elétrico é a Usina Termoelétrica de Santa Cruz. Assim, a análise das emissões de CO₂ devidas ao consumo de energia elétrica da rede no município do Rio de Janeiro se concentrará na Termoelétrica de Santa Cruz. Considera-se a aproximação de que toda a energia elétrica gerada no município por esta Usina é consumida no próprio município, pois o seu consumo é muito maior do que a geração desta usina, tendo, portanto, que importar energia elétrica. Ressalta-se que esta é uma aproximação, pois como o Sistema Elétrico é interligado, não há como garantir que a energia elétrica gerada pela Usina de Santa Cruz seja sempre consumida integralmente no município, bem como não há como afirmar que não haja importação ocasional de energia elétrica proveniente de termoelétricas situadas em municípios vizinhos.

Usina Termelétrica de Santa Cruz possui quatro unidades geradoras, com capacidade total instalada de 600 Megawatts. Está localizada à margem direita do Canal de São Francisco, na extremidade oeste do município do Rio de Janeiro, região do Pólo Industrial de Santa Cruz. Sua participação no fornecimento de energia elétrica para o município do RJ é pequena, porém crescente. Os maiores valores do consumo de eletricidade no município, a partir de 1996 (Figura 3), não por acaso são os valores de maior geração na Usina de Santa Cruz, que vem aumentando a sua participação percentual no fornecimento de energia elétrica para o município. Nos primeiros anos da década, entre 1990 e 1995, contribuía com cerca de 2% no fornecimento total, enquanto que no intervalo de 1996 e 1998, sua participação cresceu para cerca de 7%. No entanto, sua participação é muito significativa em termos de emissões de gases do efeito estufa, além de Material Particulado e de Óxidos de Enxofre, por usar ainda, principalmente, o óleo combustível para geração elétrica (usa-se óleo diesel para a partida da caldeira), apesar da tendência de sua substituição gradativa pelo Gás Natural.

O uso do GN como combustível pela Usina de Santa Cruz iniciou-se no ano de 1987, não sendo significativa a sua participação até o ano de 1993. Houve ao longo da década oscilações na geração de energia da usina, iniciando-se, a partir de 1993, uma tendência de aumento desta geração, que por sua vez, deu um salto a partir de 1996, acompanhado de gradativo aumento da participação do GN. De acordo com os planos de Furnas, o GN substituirá definitivamente o óleo combustível, projeto que poderá se viabilizar com a crescente disponibilidade logística do GN, a partir dos investimentos da Petrobrás para o aproveitamento cada vez maior do gás da Bacia de Campos.

A Figura 39 representa a evolução de energia elétrica gerada desde 1990, bem como a contribuição dos combustíveis nesta geração.

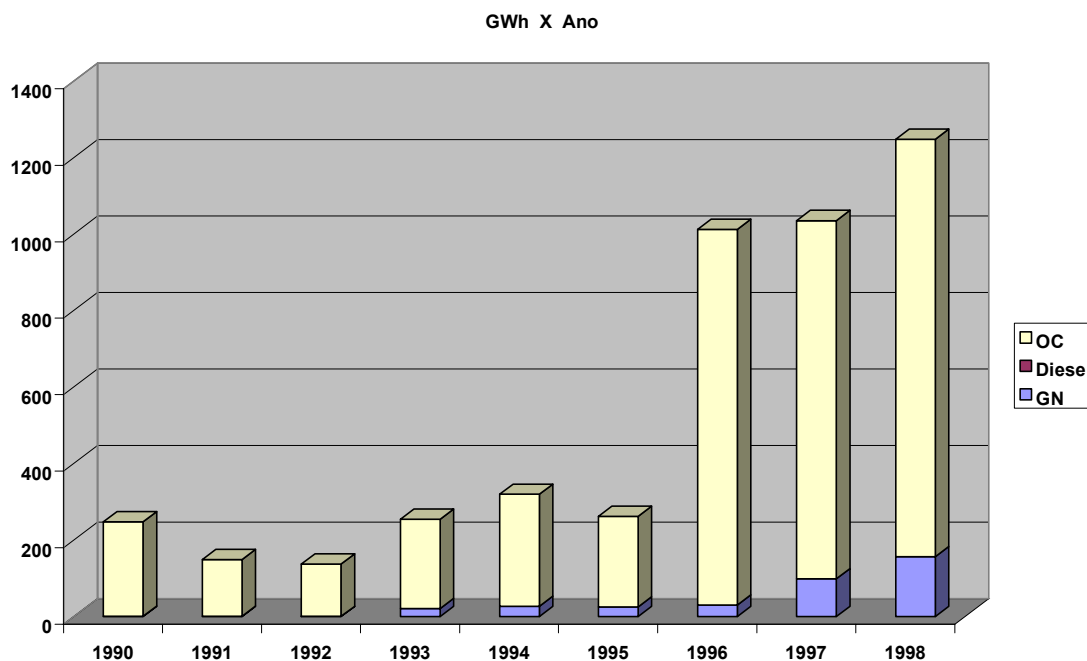


Figura 39: Evolução de energia elétrica gerada pela Usina de Santa Cruz.

Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados fornecidos pela Usina de Santa Cruz, 1999.

A CEG considerou como o consumo do mercado de geração elétrica o volume de Gás Natural que se refere ao abastecimento da Usina Termelétrica de Santa Cruz, pertencente a Furnas. Foram utilizados os dados de vendas fornecidos pela CEG para o período a partir de 1997. O volume de vendas para o mercado de Geração Elétrica no período de 1990 a 1996 foi obtido através de levantamento direto na Usina de Santa Cruz. Os dados passíveis de comparação têm uma diferença máxima de 3%, demonstrando uma alta confiabilidade quanto aos dados de uso de Gás Natural na energia elétrica distribuída pelo Sistema Elétrico (rede) no Município do Rio de Janeiro. O volume de GN envolvido nos empreendimentos de cogeração, referidos pelo Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro, 1980-1997, como Centrais Elétricas Autoprodutoras, estará incluído e será apresentado no item referente ao mercado industrial.

Tabela 26: Consumo de Gás Natural (em 10^6 m^3) para o mercado de Geração Elétrica do Sistema Elétrico no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Consumo*	0,21	0,18	0,05	6,59	8,69	8,08	9,80	30,61	51,32	76,01

Fonte: Furnas, Usina de Santa Cruz (1990 a 1996) e CEG (1997 a 1999)

Tabela 26-b: Consumo de Óleo Combustível (ton) para o mercado de Geração Elétrica do Sistema Elétrico no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Cons.	69969	42051	38661	66182	82724	67006	278012	265388	309039	579265

Fonte: Furnas, Usina de Santa Cruz, 1999

III.3.b - Mercado Automotivo

Quanto ao mercado Automotivo, até o ano de 1999, todo o volume de vendas destina-se ao Município do Rio de Janeiro. Os valores fornecidos pela CEG estão na Tabela 27 a seguir.

Tabela 27: Consumo de Gás Natural (em 10^6 m^3) para o mercado Automotivo no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
consumo	0	0	0	8,65	18,70	19,97	16,15	26,45	58,40	90,65

Fonte: CEG, 2000

III.3.c - Mercado Residencial e Comercial

Segundo estimativas da CEG (comunicação pessoal), a quase totalidade do consumo de Gás Natural pelo setor Residencial na Região Metropolitana está localizada no Município do Rio de Janeiro. O mesmo ocorre no caso do setor Comercial (99,5%). Assim, também nestes mercados, foram considerados para o consumo do Município do Rio de Janeiro os valores fornecidos pela CEG referentes ao consumo da Região Metropolitana.

Tabela 28: Consumo de Gás Natural (em 10^6 m³) para o mercado Residencial e Comercial no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Consumo	5,63	7,53	9,70	12,99	16,04	18,36	22,51	27,34	29,92	35,84

Fonte: CEG, 2000

III.3.d - Mercado Industrial

O único mercado atendido pela CEG na Região Metropolitana que ultrapassa as fronteiras do Município do Rio de Janeiro é o mercado Industrial, justamente o maior consumidor de Gás Natural dentre os mercados existentes.

De posse dos dados das vendas totais de Gás Natural para o Município do Rio de Janeiro (**Tabela 23**), e das estimativas sobre os mercados Automotivo, de Geração Elétrica e Residencial/Comercial para o Município do Rio de Janeiro pode-se, por exclusão, deduzir os valores do total de consumo para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, nos anos de 1998 e 1999 (vide **Tabela 29**).

Tabela 29: Consumo de Gás Natural (em 10^6 m³) para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro.

Ano	1998	1999
Consumo Total	515,71	521,47
mercado de Geração Elétrica	51,32	76,01
mercado Automotivo	58,40	90,65
mercado Residencial/Comercial	29,92	35,84
mercado Industrial	376,07	318,97

Fonte: Elaboração Própria

A ausência do total de vendas, referente ao mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, para o período compreendido entre 1990 e 1997, levou à necessidade de se estimar estes valores, com base nas informações disponíveis e no entendimento da dinâmica do mercado industrial consumidor de Gás Natural tanto na Região

Metropolitana quanto no Município do Rio de Janeiro. Para se obter elementos a respeito do que se passou, entrou-se em contato pessoal com um especialista em energia da FIRJAN e com o Coordenador de Dutos do DTSE-PETROBRAS (Dutos e Terminais do Sudeste), além do contato pessoal da CEG. Na visão destes especialistas, o comportamento das indústrias referente ao consumo de Gás Natural, se manteve regular nesta década, sem grandes perturbações devidas a entrada ou saída de grandes consumidores ou mesmo picos ou quedas significativas no consumo das indústrias existentes.

No caso do mercado Industrial, observou-se (a partir de comunicação pessoal, CEG) para o período compreendido entre 1990 e 1999, que cerca de 93% do volume total de Gás Natural vendido aos grandes consumidores industriais na Região Metropolitana (cujo fornecimento foi transferido da REDUC-DTSE para a CEG, no ano de 1997, como já visto anteriormente), destinaram-se ao Município do Rio de Janeiro. Desta parcela referente ao Município do Rio de Janeiro, cerca de 47% do volume consumido são destinados a outra finalidade (matéria-prima para produção de metanol, como será visto adiante), que não o uso como combustível.

A CEG forneceu, para o intervalo entre 1997 a 1999, além de um valor estimado para o ano de 2000, os dados a respeito do volume de vendas de Gás Natural para estes grandes consumidores, recentemente incorporados como clientes da CEG. O valor estimado para o ano 2000, apesar de situar-se fora do intervalo de estudo, é de grande valia como elemento de referência na construção de projeções.

Tabela 30: Vendas de Gás Natural (em 10^6 m^3) efetuadas pela CEG, destinadas aos clientes industriais incorporados à Companhia, para a Região Metropolitana do RJ.

Ano	1997	1998	1999	2000*
Vendas(10^6 m^3)	229,39	221,68	243,99	252,00

*estimado

Fonte: CEG, 2000

Tabela 31: Estimativa de Vendas de Gás Natural (em 10⁶ m³) efetuadas pela CEG, destinadas aos clientes industriais incorporados à Companhia, para o Município do Rio de Janeiro.

Ano	1997	1998	1999	2000
Vendas*	213,33	206,16	226,91	234,36

* Valores correspondentes a 93% em relação à Região Metropolitana do RJ (Tabela 30)

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 32: Estimativa de Utilizações Distintas do Gás Natural (em 10⁶ m³) pelos clientes industriais incorporados à CEG, referentes ao Município do Rio de Janeiro:

Ano	1997	1998	1999	2000
Combustível*	113,06	109,26	120,26	124,21
Insumo**	100,27	96,90	106,65	110,15

* Valores correspondentes a 53% em relação ao Município do Rio de Janeiro (Tabela 31)

**Valores correspondentes a 47% em relação ao Município do Rio de Janeiro (Tabela 31)

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com a metodologia “*top-down*”, recomendada pelo IPCC (1996b), apresentada anteriormente neste estudo, em relação à Fração de Carbono Fixado (item (C) da metodologia), o GN, quando consumido não energeticamente, apresenta o fator 0,33 de Fração de Carbono Fixado. O único consumidor de GN no Município do RJ para fins não energéticos é a PROSINT Química S. A.. A empresa atua na área petroquímica e dedica-se à fabricação de Metanol, atendendo principalmente ao mercado do sudeste e sul do Brasil, destacando-se como um dos maiores consumidores individuais de GN do país. No entanto, a partir de comunicação pessoal (responsável pelo departamento de vendas, ano 2003) junto a PROSINT, foi informado que para as atuais cerca de 13 mil toneladas mensais de metanol produzidas, apenas aproximadamente 40 ton/mês são destinadas ao Município do Rio de Janeiro, não tendo havido significativas variações deste consumo na cidade ao longo da última década. Isto representa cerca de 0,3% do metanol produzido pela PROSINT. Além disto, o metanol é destinado a uma empresa que o utiliza em seu processo químico, não liberando o carbono para a atmosfera, segundo a mesma comunicação pessoal da empresa.

Assim, de acordo com o exposto, o presente estudo não considera as emissões decorrentes da utilização do GN como matéria-prima para a produção de metanol.

A PROSINT, do Grupo Peixoto de Castro, fica situada no Município do Rio de Janeiro e foi inaugurada em 1971. Apresenta um consumo, ao longo da década de 1990 a 1999 que está em torno de 50% do volume vendido aos clientes industriais incorporados à CEG (comunicação pessoal, CEG, 2000), localizados no Município do Rio de Janeiro. Do total do seu consumo, cerca de 8% destina-se ao uso como combustível, sendo os 92% restantes usados como matéria-prima para a produção de metanol. Assim, o Gás Natural usado como insumo (matéria-prima), tem o seu carbono proveniente do CH₄ realocado para a composição do metanol (CH₃OH), após as devidas reações químicas do processo utilizado. Admitindo que o processo da PROSINT para a obtenção do metanol não libera carbono para a atmosfera, somente no uso combustível do GN é que haverá emissões de GEE.

Para se fazer a estimativa do consumo de Gás Natural relativo ao mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, foi necessário trabalhar com os dados fornecidos pela CEG para a Região Metropolitana, levando-se em conta a distinção entre os intervalos de 1990 a 1996 e 1997 a 1999, referentes à condição de empresa pública e privada, respectivamente, com as devidas implicações quanto à quantidade de clientes envolvidos. Pode-se verificar na Tabela 33, o salto das vendas da CEG no ano de 1997, com um aumento de cerca de 130%, correspondente à entrada dos clientes anteriormente atendidos pela Petrobras.

Tabela 33: Vendas de Gás Natural (em 10⁶ m³) efetuadas pela CEG, para o mercado Industrial na Região Metropolitana do RJ.

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Vendas	222,7	251,2	235,8	214,3	192,0	211,1	206,1	474,3	486,1	521,3

Fonte: CEG, 2000

No intervalo entre 1990 e 1996, observou-se⁷ que cerca de 85% do volume de vendas efetuadas pela CEG, para o mercado Industrial na Região Metropolitana, correspondem às vendas no Município do Rio de Janeiro.

Tabela 34: Estimativa de Vendas de Gás Natural (em 10⁶ m³) destinada aos clientes cativos da CEG, para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro.

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Vendas*	189,3	213,5	200,4	182,2	163,2	179,4	175,2

* Valores correspondentes a 85% em relação à Região Metropolitana do RJ(Tabela 33).

Fonte: Elaboração Própria

Entretanto, além dos clientes industriais atendidos pela CEG, na estimativa dos valores para o Município do Rio de Janeiro é necessária a inclusão, para o período entre 1990 e 1996, do volume estimado de vendas do Gás Natural, relativo ao grupo de grandes consumidores que eram atendidos diretamente pela PETROBRAS (DTSE-REDUC).

→ **Elaboração das Estimativas referentes ao Mercado Industrial para o Município do Rio de Janeiro**

Partindo dos valores de vendas da CEG para os clientes industriais incorporados à Companhia, relativos ao Município do Rio de Janeiro (Tabela 31), montou-se um gráfico (Figura 40) em que se pode visualizar o ajuste de uma função linear para os anos (1990 a 1996) em que não estão disponíveis os dados de vendas de GN.

A partir dos valores conhecidos entre 1997 e 2000 (vide Tabela 31), ajustou-se uma função linear, permitindo uma estimativa para o período entre 1990 e 1996 (vide Tabela 35).

A função linear obtida é a seguinte:

$$Y = 8,384 * X - 16535,234 , \text{ onde:}$$

⁷ CEG, 2000 comunicação pessoal.

X = ano

Y = Volume de Gás Natural em milhões de m³

Os valores estimados para o intervalo entre 1990 e 1996, relativos ao volume de vendas de Gás Natural ao grupo de grandes consumidores industriais, a partir da função linear obtida, são os mostrados na Tabela 35 a seguir:

Tabela 35: Volume Estimado de Vendas de Gás Natural (em 10⁶ m³) ao grupo de grandes consumidores no Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Vendas*	148,9	157,3	165,7	174,1	182,5	190,9	199,2

* Valores obtidos a partir da função $Y = 8,384 * X - 16535,234$

Fonte: Elaboração Própria

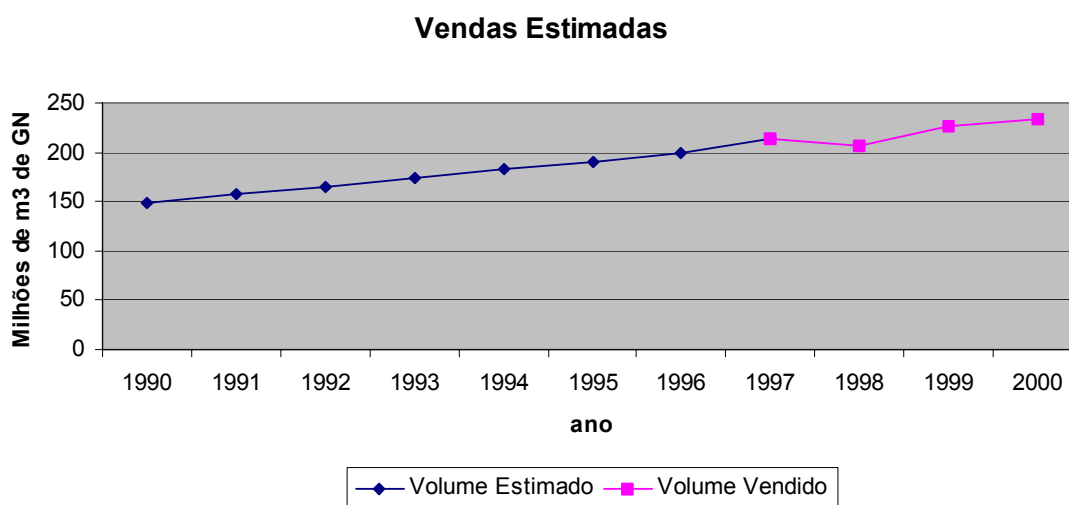


Figura 40: Volume Estimado de Vendas de Gás Natural ao grupo de grandes consumidores industriais no Município do Rio de Janeiro

Os valores expostos na **Tabela 34** representam as estimativas de vendas de Gás Natural efetuadas pela CEG, para os clientes cativos no mercado Industrial do Município do Rio de Janeiro, no período de 1990 a 1996. A partir destes valores, é possível se estimar a evolução do consumo destes mesmos clientes (vide **Figura 41**), para o ano de 1997.

Para os sete anos, compreendidos entre 1990 e 1996 (vide Tabela 34), levantou-se uma aproximação para uma função linear que descrevesse a evolução do consumo, permitindo uma estimativa para o ano de 1997.

A função linear obtida é a seguinte:

$$Y = - 5,2721 * X + 10693,5479$$

X = ano

Y = Volume de Gás Natural em milhões de m³

O volume estimado de vendas de Gás Natural, para o ano de 1997, destinado aos clientes cativos da CEG para o Município do Rio de Janeiro, é de 165,1 milhões de m³. Para os anos de 1998 e 1999, os valores do consumo de Gás Natural para o mercado Industrial, referentes aos clientes cativos da CEG e aos anteriormente atendidos pela Petrobras, foram transportados da Tabela 29.

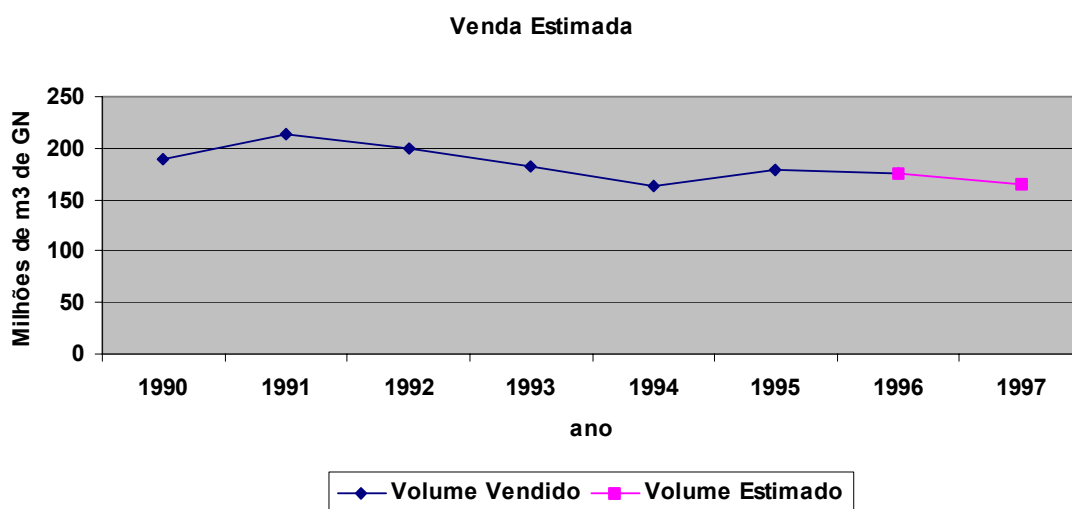


Figura 41: Estimativa da evolução do consumo dos clientes cativos da CEG para o ano de 1997, relativo ao Município do Rio de Janeiro.

Pode-se assim, chegar a uma estimativa do volume total de Gás Natural vendido para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, no período de 1990 a 1997.

No intervalo entre 1990 a 1997, somaram-se os valores dos volumes vendidos (vide **Tabela 31** e **Tabela 35**) aos grandes consumidores, com os valores (vide **Tabela 34** e volume estimado em 1997 = $165,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$) relativos aos clientes cativos, acrescentando-se em seguida os valores da **Tabela 29** para o preenchimento dos anos de 1998 e 1999. Obtém-se assim, a estimativa do mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, apresentada na **Tabela 36**.

Tabela 36a: Estimativa das Vendas de Gás Natural (em 10^6 m^3), para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro.

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Clientes cativos	189,3	213,5	200,4	182,2	163,2	179,4	175,2	165,1	169,9	92,1
Grandes Consumidores	148,9	157,3	165,7	174,1	182,5	190,9	199,2	213,3	206,2	226,9
Mercado Industrial	338,2	370,8	366,1	356,2	345,7	370,3	374,4	378,4	376,1	319,0

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 36b: Estimativa de Utilizações Distintas do Gás Natural (em 10^6 m^3) pelos grandes consumidores industriais incorporados a CEG, referentes ao Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Combustível*	78,9	83,4	87,8	92,3	96,7	101,2	105,6	113,1	109,3	120,3
Insumo**	70,0	73,9	77,9	81,8	85,8	89,7	93,6	100,3	96,9	106,7
Total: Grandes Consumidores	148,9	157,3	165,7	174,1	182,5	190,9	199,2	213,3	206,2	226,9

*Valores correspondentes a 53% em relação aos grandes consumidores

**Valores correspondentes a 47% em relação aos grandes consumidores

Fonte: Elaboração Própria

III.3.e - Consolidação das Estimativas do Consumo de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro por Setores de Consumo

Uma vez concluída, para o período compreendido entre 1990 a 1999 (vide **Tabela 36**), a estimativa dos valores referentes ao consumo de Gás Natural para o mercado Industrial no Município do Rio de Janeiro, chega-se, finalmente, à abrangência de todos os mercados envolvidos, e desta forma, podem-se levantar valores estimados das vendas totais de Gás Natural para o Município do Rio de Janeiro (vide **Tabela 37**), no intervalo de 1990 a 1999.

Tabela 37: Estimativa do Consumo de Gás Natural (em 10^6 m^3) no Município do Rio de Janeiro.

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Geração Elétrica	0,21	0,18	0,05	6,59	8,69	8,08	9,80	30,61	51,32	76,01
Automotivo	0	0	0	8,65	18,70	19,97	16,15	26,45	58,40	90,65
Residencial /Comercial	5,63	7,53	9,70	12,99	16,04	18,36	22,51	27,34	29,92	35,84
Industrial	338,2	370,8	366,1	356,2	345,7	370,3	374,4	378,4	376,1	319,0
Total	344,0	378,5	375,9	384,5	389,1	416,7	422,9	462,8	515,7	521,5

Fonte: Elaboração Própria

Admitindo-se uma extensão das estimativas para os anos de 1998 e 1999, de acordo com os procedimentos adotados para a dedução dos valores no intervalo entre 1990 a 1997 referentes à **Tabela 36**, e a partir daí (dos valores estimados para o mercado industrial para os anos de 1998 e 1999) calcula-se um outro total para a **Tabela 37**. Desta forma, pode-se avaliar o grau de incerteza envolvido nas estimativas realizadas, comparando os valores fornecidos pela CEG com os valores obtidos para as estimativas nesses anos, como pode ser observado na **Tabela 38**.

Tabela 38 - Comparação entre valores estimados com valores fornecidos para 1998 e 1999 (em 10^6 m^3).

Ano	Valor Fornecido	Valor Estimado	Diferença
1998	515,7	505,6	2%
1999	521,5	583,9	11%

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se, pela **Tabela 38**, que a diferença relativa ao ano de 1998 é bastante reduzida. Porém, para o ano de 1999, o erro é um pouco maior, permanecendo, entretanto, dentro de padrões toleráveis. Assim, os valores estimados para o consumo de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro (no período de 1990 a 1997) têm um grau de incerteza aceitável.

III.4 - Análise da evolução do consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro

A observação da evolução do consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro (vide **Figura 42**), permite verificar a participação crescente do Gás Natural no consumo total de Gás. O Gás Manufaturado sofre um declínio, chegando a 1996 com cerca de dois terços do valor apresentado em 1990, alcançando a seguir uma tímida estabilização até o ano de 1999, enquanto o GLP sofre uma queda até o ano de 1992, recuperando-se em seguida até estabilizar-se a partir de 1996, em patamar ainda inferior ao de 1990.

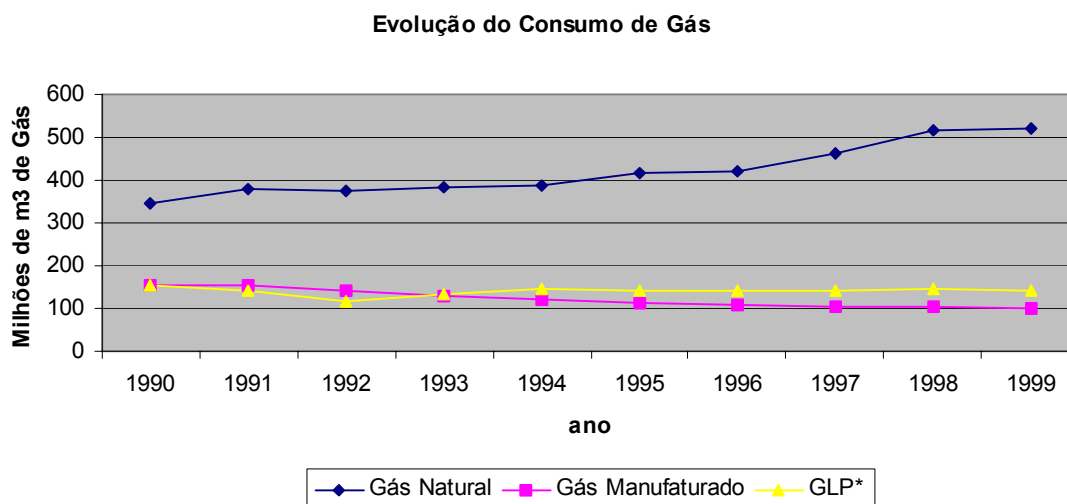


Figura 42: Evolução do Consumo de Gás (*GLP em Milhões de kg)

No decorrer da década de 1990, o Gás Natural passou a ser o tipo de Gás que vem respondendo ao aumento da demanda em todos os mercados, se destacando cada vez mais ao longo da década, inclusive no recente mercado Automotivo, iniciado somente a partir de 1993 (vide **Figura 43**), além de ser também, em seu estado original (úmido), responsável por uma parcela cada vez maior do total de GLP produzido pela Petrobras.

Como se pode observar, a disponibilidade do Gás Natural conquista gradativamente o espaço do GLP e do Gás Manufaturado, principalmente este último.

→ Consumo de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro por Setores

O mercado Industrial é nitidamente o mercado de maior importância no consumo total de Gás Natural no Município do Rio de Janeiro (vide **Figura 43**), principalmente de 1990 a 1996. A partir de 1997, começa a crescer a importância dos outros mercados. O mercado Industrial, apesar de ter tido um aumento de cerca de 9% de 1990 para 1991, apresenta de 1992 a 1994, um decréscimo de consumo explicado pela crise econômica que afetou a produção industrial. A partir de 1994, com o Plano Real, se observou um aumento do consumo industrial de Gás Natural até 1997. A partir de 1998, o retorno a uma situação econômica desfavorável causou um decréscimo do consumo industrial de Gás Natural (vide **Tabela 37**).

Uma oportunidade de utilização do GN cada vez mais atraente é a cogeração, que proporciona uma garantia de fornecimento de energia elétrica, além de ser a forma mais eficiente de uso energético do GN. Na mesma tendência, verificam-se iniciativas de investimentos em climatização.

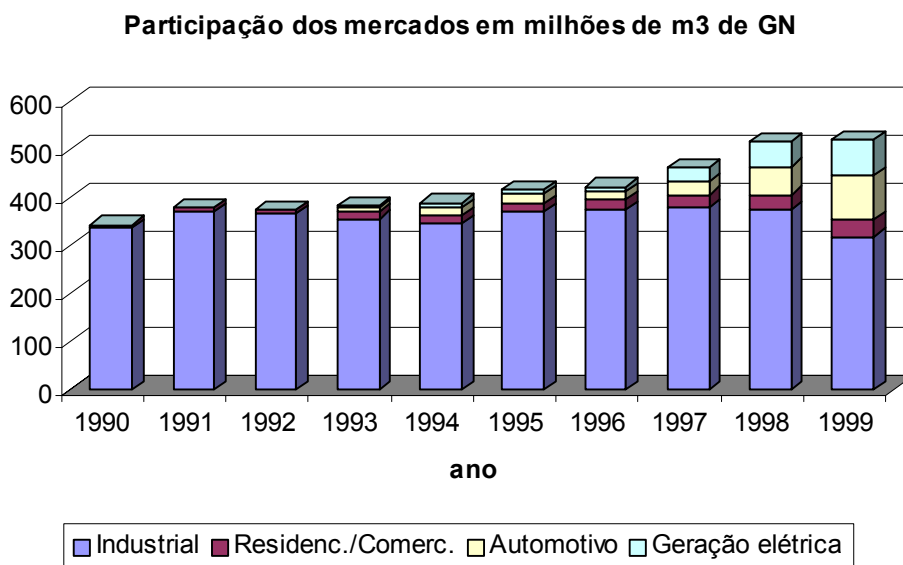


Figura 43: Participação dos mercados no Volume Consumido de Gás Natural (10^6 m^3 de GN) no Município do Rio de Janeiro

Quanto ao mercado Residencial/Comercial, verifica-se um crescimento da sua participação ao longo da década, em taxas flutuantes, devido ao atendimento à demanda crescente de população atendida, somado ao investimento na expansão da rede de distribuição canalizada, representando um aumento de quase cinco vezes do volume consumido, no período compreendido entre 1990 e 1997.

Existe uma cláusula no contrato de licença de distribuição com o governo estadual, onde a CEG assume o compromisso de converter todo o gás canalizado para Gás Natural, no prazo de sete anos após a privatização. Como a privatização foi em 1997, o prazo se esgotaria em 2004. A partir de 1998, se inicia o projeto de conversão de Gás Manufaturado para Gás Natural, apresentando, todavia, problemas operacionais e técnicos, o que resultou em uma paralisação temporária da conversão (CEG, 2003).

Existe a necessidade de adaptação da rede de distribuição para o Gás Natural, pois este opera a uma pressão maior do que a do Gás Manufaturado, ocorrendo, assim, vazamentos antes não verificados. Os problemas operacionais decorrem da necessidade de realização de operações e substituições na rede, onde uma grande parte encontrava-se em más condições, e em operações no interior das residências dos clientes, como a revisão e adaptação dos seus respectivos fogões, fornos, aquecedores e boilers. De

acordo com o Regulamento de Instalações Prediais de Gás do Rio de Janeiro (RIP) e com o Contrato de Concessão, o consumidor é responsável pela manutenção das instalações e canalizações internas de gás do imóvel. Portanto, quando a CEG identifica a necessidade de reparo, cabe aos clientes custear o conserto (CEG, 2003 e 2001).

A conversão foi reiniciada em outubro de 2001, requerendo pela CEG o montante de quase R\$150 milhões, incluindo redes novas e renovação das existentes (CEG, 2001). A nova previsão é a de que até o final de 2006, 435 mil domicílios deverão ser convertidos para o gás natural na cidade, somando-se aos 150 mil que já o recebem. Os problemas ocorridos não evitaram, contudo, um crescimento adicional do volume de consumo do Gás Natural a partir do ano de 1998. Quando todo o processo de conversão estiver concluído, os gasômetros e pontos de armazenamento de gás manufacturado serão desativados. Atualmente, na América Latina, só existe gás manufacturado no Rio de Janeiro e no Chile, e no mundo, só na Índia e na Grécia (CEG, 2003).

O mercado Automotivo para Gás Natural Veicular (GNV), surgiu somente a partir de 1993, ainda restrito ao Município do Rio de Janeiro, com planos de expansão já a partir de 1999 para outros municípios. Apresenta-se como um atraente substituto de outros combustíveis, com um grande potencial para o seu uso em veículos leves. De 1993 a 1995, verifica-se um crescimento em seu consumo, com uma pequena queda em 1996, atingindo, porém, cerca do dobro do valor de 1993. A partir de então é observado um crescimento acelerado do seu consumo, graças aos investimentos em mais postos distribuidores, à oferta de um preço inferior à gasolina convencional e ao álcool, e ao baixo custo da conversão do motor para o funcionamento a GNV. O ano de 1999 atinge um volume de GNV 5,6 vezes superior ao de 1996.

O mercado de Geração Elétrica é destinado a FURNAS, para atender a Usina Termelétrica de Santa Cruz. A participação do Gás Natural em substituição ao óleo combustível é cada vez maior, principalmente a partir de 1996, justificando o aumento de mais de três vezes do seu consumo em 1997, seguido de continuado aumento.

→ Consumo de Gás Manufaturado no Município do Rio de Janeiro por Setores

O consumo de Gás Manufaturado restringe-se aos mercados Industrial e Residencial/Comercial (vide **Tabela 22**), localizando-se apenas no Município do Rio de Janeiro.

Como se observa na **Figura 44**, o mercado Industrial para o Gás Manufaturado apresenta uma participação cada vez mais reduzida. Para o ano de 1996, observa-se uma queda do consumo de quase seis vezes, em relação a 1990. O decréscimo se prolonga por toda a década, atingindo uma redução de mais de três vezes do ano de 1996 a 1999.

O mercado Residencial/Comercial ocupa espaço preponderante, correspondendo no ano de 1990 a 85%, e em 1999 a 99%, do consumo total de Gás Manufaturado neste setor. Como já mencionado, a tendência do Gás Manufaturado é a de ser substituído completamente pelo GN. O setor industrial substituiu o seu consumo de Gás Manufaturado de forma mais acelerada do que o setor Residencial/Comercial, que a partir de 1997 manteve uma certa estabilidade em seu consumo, após ter decréscido cerca de 20% de 1990 a 1996 (vide **Figura 44**).

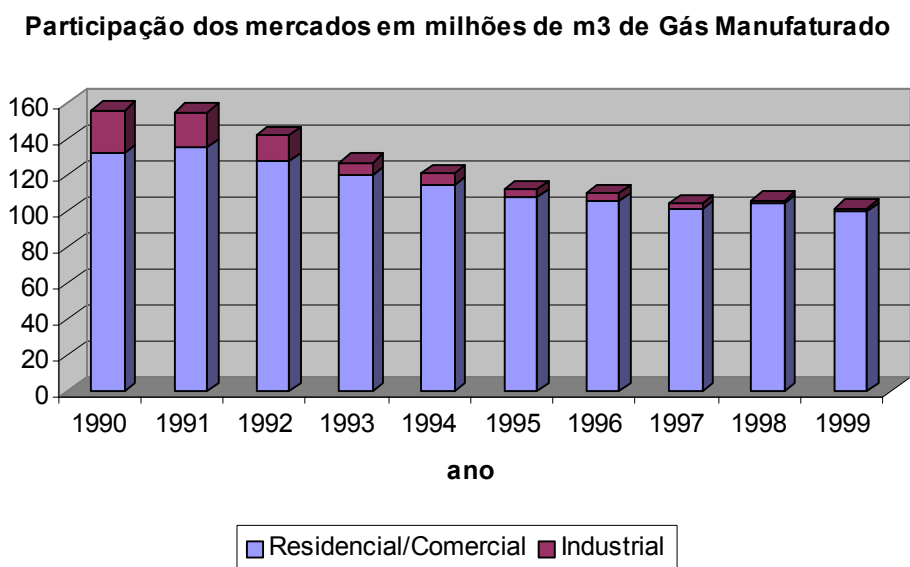


Figura 44: Participação dos mercados no Volume Consumido de Gás Manufaturado (10⁶ m³ de Gás Manufaturado) no Município do Rio de Janeiro

→ Participação do GLP no Município do Rio de Janeiro

O GLP é o Gás que ocupa maior espaço no mercado Residencial/Comercial de energia, superando o Gás Manufaturado neste mercado. O seu uso é principalmente para a cocção de alimentos, sendo usado em pequena escala para o aquecimento d'água, além de usos indevidos no setor de transporte e na indústria. O consumo de GLP no Município do Rio de Janeiro na década de 1990 é apresentado na Tabela 21, considerando-se neste estudo o seu uso exclusivamente no mercado Residencial/Comercial.

III.5 - Emissões de CO₂ devidas ao consumo de gás

Como já visto em profundidade no capítulo anterior, as atividades humanas têm contribuído para o aumento da concentração de gases de efeito estufa-GEE na atmosfera. Em particular o uso da energia no Brasil e no mundo está intimamente associado à emissão de GEE, interferindo no aumento da concentração de GEE na atmosfera à medida que se intensifica o seu uso (ver capítulo II), havendo a possibilidade de alteração deste quadro com a utilização de energias renováveis de maneira sustentável e com o uso adequado e racional do GN, que apresenta um conteúdo menor de carbono em relação aos outros fósseis.

Nos últimos 20 anos a queima de combustíveis fósseis representou de 70 a 90% das emissões antrópicas totais do CO₂. O gás que apresenta a maior influência no forçamento radiativo dos GEE bem misturados é o CO₂, representando 60%, seguido do metano, que apresenta 20% do total. O GN de origem fóssil, além de emitir CO₂ como resultado de sua queima apresenta emissões fugitivas, isto é, devido a cada vez maior utilização do GN, um maior volume deste escapa diretamente para a atmosfera (o GWP do GN é 23 vezes maior do que o do CO₂) (IPCC, 2001).

O CO₂ é o GEE de referência. O GWP é relativo à contribuição ao aquecimento global devido à emissão para a atmosfera de um quilograma de um gás particular de efeito estufa comparado à emissão de um quilograma de dióxido de carbono (como visto no capítulo II). Adotando a mesma orientação, o Protocolo de Quioto, em seu Artigo 3, parágrafo 1, estabelece como unidade de quantificação o CO₂ equivalente: “As Partes

incluídas no Anexo I devem, individual ou conjuntamente, assegurar que suas emissões antrópicas agregadas, expressas em **dióxido de carbono equivalente**, dos gases de efeito estufa...”. A partir do GWP, obtém-se o CO₂ equivalente.

As emissões de CO₂ devidas ao consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro, para o período de 1990 a 1999, são apresentadas na Tabela 39 abaixo. A metodologia “*Top-Down*” e os fatores considerados (de conversão de energia, de conteúdo de carbono, entre outros) para o levantamento das emissões de CO₂ já foram descritos em detalhes anteriormente. Também já foi discutido ao longo do texto que o presente estudo não considerará as emissões provenientes do GN utilizado para fins não energéticos, tendo em vista que o destino petroquímico deste fósil é a produção de metanol, e apenas cerca de 0,3% do metanol produzido é destinado ao Município do Rio de Janeiro, para uma empresa que o utiliza em seu processo químico. Tanto no processo químico desta empresa como no processo de obtenção do metanol admite-se emissão zero de carbono.

Tabela 39: Emissão de CO₂ (Gg CO₂) por tipo de Gás e por mercado, para o período de 1990 a 1999, no Município do Rio de Janeiro.

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gás Natural	Automotivo	0	0	0	16,8	36,4	38,9	31,4	51,5	113,7	176,5
	Industrial	522,1	578,0	561,1	534,2	506,0	546,2	546,6	541,5	543,5	413,3
	Geração Elétrica	0,4	0,3	0,1	12,8	16,9	15,7	19,1	59,6	99,9	148,0
	Residencial /Comercial	11,0	14,7	18,9	25,3	31,2	35,7	43,8	53,2	58,2	69,8
	Total	533,5	593	580,1	589,1	590,5	636,5	640,9	705,8	815,3	807,6
Gás Manufaturado	Industrial	25,8	21,1	15,2	7,8	7,2	5,2	4,4	3,2	1,9	1,4
	Residencial /Comercial	143,0	146,6	138,3	129,9	124,1	116,6	114,6	109,8	112,9	108,5
	Total	168,8	167,7	153,5	137,7	131,3	121,8	119	113	114,8	109,9
GLP	Residencial /Comercial	454,1	411,8	342,3	383,3	424,2	407,6	413,5	409,1	421,1	409,7
Total Geral		1156	1173	1076	1110	1146	1166	1173	1228	1351	1327

Fonte: Elaboração Própria

Como pode se observar na Tabela 39, o Gás Natural tem o mercado Industrial como o maior responsável por suas emissões de CO₂. Entre 1990 e 1992, cerca de 97% do total de emissões devidas ao consumo de Gás Natural correspondem ao mercado Industrial. Em 1996, como mencionado anteriormente, teve início o consumo de GN destinado à cogeração na cidade, representando 3% do consumo e portanto das emissões do mercado industrial para o referido ano (1996). Em 1997, a participação da cogeração saltou para cerca de 10%, mantendo-se em cerca de 13% de participação das emissões do setor industrial referente aos anos de 1998 e 1999. As emissões associadas aos empreendimentos de climatização são desprezíveis, mesmo se for considerado o ano de 2000.

A partir de 1993, surge o mercado Automotivo, apresentando pequenas variações em suas emissões entre os anos de 1994 a 1996, seguido de um crescimento a taxas elevadas a partir de 1997. Atinge em 1999 um valor quase 3,5 vezes maior ao valor verificado em 1997. O mercado de Geração Elétrica, por sua vez, passa a ter uma participação mais significativa nas emissões relativas ao Gás Natural no ano de 1993. Entre 1993 e 1996, as emissões referentes ao mercado de Geração Elétrica crescem 1,5 vezes, e a partir de 1997, apresenta crescimento superior a três vezes, chegando em 1999 com um valor 2,5 vezes maior ao valor apresentado em 1997. O mercado Residencial/Comercial relativo ao Gás Natural, apesar do crescimento em suas emissões de mais de seis vezes no período de 1990 a 1999, permaneceu com modesta participação em relação às emissões totais do Gás Natural, passando a contribuir de cerca de 2% para 8,6% deste total, no mesmo período.

As emissões relativas ao consumo de Gás Manufaturado no setor industrial representaram em 1999 1,3% das emissões totais do Gás Manufaturado e 0,1% das emissões totais de todos os gases. Segue a mesma tendência, porém de forma mais lenta, a participação do mercado Residencial/Comercial (de Gás Manufaturado) no consumo de gás no Município do Rio de Janeiro, com previsão de substituição completa até 2004, segundo a CEG, mas que na prática deve acontecer pelo menos até 2005/2006. Ao longo da década de 1990 observa-se que as emissões do Gás Manufaturado nunca foram muito expressivas, devido à sua sempre baixa participação no consumo total de gases. Em 1990 representava cerca de 15% das emissões totais, caindo para uma participação de 8% destas emissões em 1999.

O GLP continua sendo a principal fonte de energia no mercado Residencial/Comercial, possuindo um uso essencialmente concentrado na cocção de alimentos. Apesar de sua emissão ter se estabilizado a partir de 1996 em cerca de 90% do valor de 1990, o GLP tem uma significativa participação no total das emissões devidas ao consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro, embora o Gás Natural conquiste espaços cada vez maiores. O GLP tem um papel importante no suprimento de Gás em lugares onde não se tem rede de Gás canalizado. A construção de uma rede de distribuição residencial de Gás apresenta custo elevado. Por outro lado, a maior oferta de Gás Natural representa uma maior possibilidade de seu processamento para a produção de GLP.

O mercado Industrial para o Gás Natural completa o ano de 1999 com queda de 34% em suas emissões, aproximando-se das emissões relativas ao consumo de GLP, cuja queda foi de apenas 3%. Demonstra-se, desta maneira, a maior sensibilidade da atividade Industrial frente a uma situação econômica desfavorável, em relação ao impacto sobre o consumo de GLP no mercado Residencial/Comercial, onde é principalmente usado para cocção.

Existe um grande potencial de reservas de Gás Natural na Bacia de Campos, cada vez mais explorado. Este potencial, com sua localização próxima ao mercado consumidor do Município do Rio de Janeiro, aliado às suas crescentes aplicações (mercado Automotivo, Geração Elétrica e Residencial/Comercial), projetam sua maior participação na matriz energética e conseqüentemente apresentará influência sobre as emissões de gases de efeito estufa do Município do Rio de Janeiro.

III.6 - Emissões Fugitivas

As emissões fugitivas são emissões intencionais ou não de gases de atividades antropogênicas que não tem como finalidade a atividade produtiva. Como por exemplo, a queima de gás natural nas tochas (“flares⁸”) das unidades na produção de óleo e gás, que exceda as necessidades técnicas.

⁸ o “flare”, ou tocha, é um dispositivo de segurança que queima gás quando ocorre algum problema durante a produção da Refinaria. Essa tocha fica constantemente acesa e queimando uma certa quantidade de gás.

No caso do Município do Rio de Janeiro essa emissão fugitiva de CO₂ se dá na Refinaria de Manguinhos, durante o refino do petróleo. Esse valor encontra-se dentro do fator de emissão de CO₂ da atividade de refino, não sendo possível separá-lo do total emitido pela refinaria.

→ Emissões Fugitivas de CH₄

As emissões fugitivas de CH₄, em particular, podem surgir da produção, transmissão, processamento e uso dos combustíveis. Incluem as emissões fugitivas no transporte de gás natural e outros combustíveis.

As emissões fugitivas de CH₄ referem-se ao gás canalizado, compreendendo o Gás Natural e o Gás Manufaturado. O GLP possui apenas traços de CH₄, não sendo, portanto, avaliadas as suas emissões fugitivas.

Apesar da Comunicação Nacional (MCT, 1999) e do IPCC (1996b) reportarem-se somente ao Gás Natural canalizado, neste estudo serão consideradas também as emissões fugitivas do Gás Manufaturado canalizado, levando-se em conta a sua composição e o seu Poder Calorífico.

Tabela 40: Composição em Porcentagem Volumar (%):

	Gás Manufaturado	Gás Natural
O ₂	0,20	-
CO	7,05	-
H ₂	37,00	-
CO ₂	8,54	0,43
N ₂	18,30	0,66
CH₄	26,08	87,35
C ₂ H ₆	2,19	9,72
C ₂ H ₄	0,07	-
C ₃ H ₈	0,32	1,84

Fonte: CEG, 2003

A CEG forneceu os dados de perdas de Gás relativas à Transmissão e Distribuição (vide Tabela 41).

Tabela 41: Perdas de Gás (%) na Transmissão e Distribuição:

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Perdas	10,8	6,5	11,1	7,3	7,9	11,5	11,8	7,5	5,1	4,7

Fonte: CEG, 2000

Quanto ao Uso Residencial/Comercial e ao Uso Industrial/Utilidades, foi adotado o default do IPCC (1996b) que oferece um intervalo de valores, devido à incerteza do método. Assumindo o critério da Comunicação Nacional, 2000 o valor do default adotado foi o correspondente ao limite superior do intervalo disponibilizado pelo IPCC (1996). Os valores adotados são os seguintes.

Gás consumido em Uso Residencial/Comercial	87.000 kgCH ₄ /PJ
Gás consumido em Uso Industrial/Utilidades	175.000 kgCH ₄ /PJ

A partir do volume do Gás consumido e do seu Poder Calorífico respectivo, disponibilizado em calor por unidade de volume, calcula-se as emissões fugitivas do Gás consumido em Uso Residencial/Comercial e em Uso Industrial/Utilidades, recorrendo aos fatores mencionados acima.

As emissões fugitivas relativas à Transmissão e Distribuição foram calculadas a partir dos dados de perdas fornecidos pela CEG, 2000. De posse do percentual de CH₄ do Gás Natural e do Gás Manufaturado (vide Tabela 40), obtém-se o volume de perdas do CH₄. A partir da massa específica do CH₄ para a temperatura ambiente e do volume de perdas, calcula-se a massa de CH₄ relativa às emissões fugitivas da Transmissão e Distribuição. As emissões fugitivas de CH₄ devidas ao consumo de Gás no Município do Rio de Janeiro, para o período de 1990 a 1999, são apresentadas na Tabela 42 a seguir.

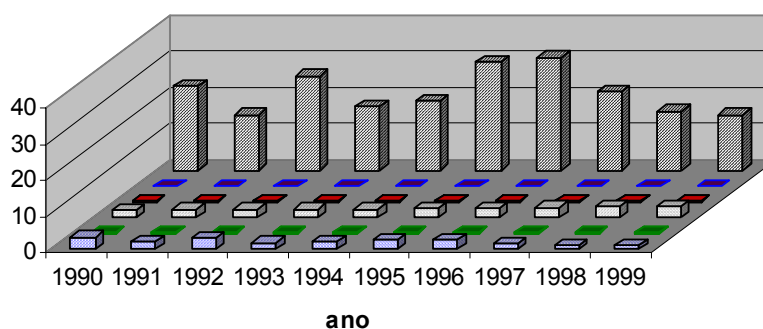
Tabela 42: Emissões Fugitivas de Metano (Gg CH₄), no período de 1990 a 1999:

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Gás Nat.	Uso Residencial/Comercial	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
	Uso Industrial/Utilidades	1,03	1,13	1,12	1,13	1,14	1,22	1,22	1,33	1,48	1,48
	Transmissão e Distribuição	23,24	15,39	26,09	17,56	19,23	29,97	31,21	21,71	16,45	15,33
Gás Manuf.	Uso Residencial/Comercial	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07	0,06
	Uso Industrial/Utilidades	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
	Transmissão e Distribuição	3,14	1,88	2,94	1,73	1,79	2,42	2,42	1,46	1,01	0,89
Total		27,54	18,52	30,26	20,53	22,26	33,71	34,95	24,61	19,06	17,82

Fonte: Elaboração Própria

As emissões fugitivas de CH₄ são devidas principalmente às perdas na Transmissão e Distribuição de Gás Natural (vide Figura 47). Ocorrem, em sua maior parte, através de pequenos vazamentos por juntas existentes nas tubulações e seus componentes. Eventualmente, ocorrem vazamentos por acidente ou por operações de manutenção ou manobra do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Emissões Fugitivas em Gg de CH₄



■ Transmissão e Distribuição (GM)	■ Uso Residencial/Comercial (GN)	■ Uso Industrial/Utilidades (GN)
■ Uso Residencial/Comercial (GM)	■ Uso Industrial/Utilidades (GM)	■ Transmissão e Distribuição (GN)

Figura 45: Emissões Fugitivas de CH₄ (Gg CH₄)

A partir de 1997, ano da privatização da CEG, as perdas de Gás têm diminuído, refletindo esforços em se mitigar estes vazamentos. Foram realizados investimentos de recuperação e renovação das tubulações, além da detecção e localização de vazamentos. O Gás Natural tem uma maior responsabilidade nas emissões fugitivas de CH₄ em relação ao Gás Manufaturado, devido à composição do Gás Natural ser basicamente o CH₄.

III.7 - Emissões de CO₂ de origem fóssil do município do Rio de Janeiro

Os dados de uso de energia no município do Rio de Janeiro, bem como as hipóteses levantadas quanto à metodologia do inventário de emissões, foram levantados a partir do convênio firmado entre a Fundação COPPETEC e a Secretaria Municipal de Meio Ambiente em Agosto de 1999.

Para permitir uma visão abrangente e contextualizada do uso do GN no Município do Rio de Janeiro, bem como do uso do Gás Manufaturado e do GLP, será apresentado o uso da energia na cidade contemplando todo o consumo de combustíveis fósseis líquidos e gasosos e combustíveis de biomassa (álcool anidro e hidratado). A partir deste consumo de energia foram calculadas as emissões de CO₂ relativas a cada combustível.

No caso dos combustíveis de biomassa renovável, não há emissões de CO₂ associadas, pois o seu balanço líquido é próximo a zero (não é zero caso haja a contabilização dos combustíveis fósseis consumidos pelos veículos, equipamentos e maquinários usados no plantio e na distribuição do energético), pois todo o carbono emitido na queima do combustível é recapturado da atmosfera pela fotossíntese da biomassa (no caso do álcool etílico brasileiro, a cana-de-açúcar) que é novamente plantada. Optou-se por considerar as emissões zero no município, mesmo não havendo aqui todo o ciclo do álcool etílico. A rigor, o município que planta a cana-de-açúcar teria o sequestro de carbono e o município que utiliza o álcool o queima a uma taxa de emissão de 14,81 tC/TJ. Os combustíveis de biomassa (álcool etílico anidro e hidratado) serão alocados nos setores relacionados, no entanto, as emissões de CO₂ da biomassa não serão

mostradas nos totais de emissão de responsabilidade do município. Esses combustíveis são contabilizados para mostrar a sua contribuição no consumo energético da cidade.

Os combustíveis como carvão metalúrgico, alcatrão e coque não foram considerados neste estudo, pois não são utilizados no município do Rio de Janeiro, segundo informações da Agência Nacional de Petróleo (ANP, 1999). Verificou-se ainda que alguns combustíveis (por exemplo carvão sub-betuminoso, linhita, antracito e turfa) apresentados pela metodologia do IPCC (1996b) não constam no Balanço Energético Nacional, 2000. Assim, os mesmos também foram desconsiderados neste estudo.

Em relação ao uso da lenha como fonte de energia, verifica-se que no Estado do Rio de Janeiro a origem deste energético é proveniente basicamente da exploração predatória das florestas nativas remanescentes. O consumo de lenha no Estado concentra-se nos setores residenciais, principalmente sob a forma de cocção nas áreas rurais e industriais, sendo que neste último predomina o consumo da indústria de cerâmica vermelha e, em menor quantidade, nos setores de papel, química e têxtil. Com isso, é desconsiderado o uso de lenha como fonte de energia no município do Rio de Janeiro, pois essas atividades se localizam fora da área da cidade. Para o carvão vegetal a situação é similar, pois o mercado consumidor desta fonte de energia é composto pela indústria siderúrgica e pela indústria cimenteira, que se encontram fora do município do Rio de Janeiro (NUSEG, 1997).

Os dados de querosene foram desagregados em querosene de aviação e querosene iluminante de acordo com a metodologia do IPCC (1996b) e da Comunicação Nacional (MCT, 1999).

Além dos dados de consumo do GN e do Gás Manufaturado fornecidos pela CEG, 2000, para a elaboração do Inventário foi necessária a disponibilização dos dados de consumo dos derivados de petróleo no município do Rio de Janeiro, que foram fornecidos pela ANP (1999). No caso específico do município foram considerados o asfalto e os lubrificantes como produtos não energéticos derivados de petróleo, cujo consumo foi conseguido junto à Petrobras S/A (PETROBRAS, 1999). Os dados de petróleo bruto processado de 1990 até 1998 foram recebidos da Refinaria de

Manguinhos, pois a ANP possuía esses dados desagregados por refinaria apenas a partir de 1997 (MANGUINHOS, 1999 e ANP, 1999).

Neste estudo foi adotado que a alocação espacial das emissões é em função do critério da responsabilidade política. A responsabilidade política considera tanto a utilização dos limites político-administrativos, que inclui as emissões realizadas no interior das fronteiras geográficas do município, como considera também as emissões induzidas pelo município, quer estejam ocorrendo em seu território ou não. Por exemplo, no caso dos transportes de passageiros intermunicipais, são as atividades sócio-econômicas realizadas no município do Rio de Janeiro que induzem muitos deslocamentos da população de cidades vizinhas da região metropolitana. Assim, ao invés de considerar o local de emplacamento do veículo, torna-se mais apropriado considerar para efeito do inventário das emissões municipais todo o consumo de combustível comercializado dentro da cidade do Rio de Janeiro.

Foram obtidos dados para o consumo municipal dos seguintes combustíveis fósseis: óleo cru (petróleo bruto), gasolina, querosene de aviação, gasolina de aviação, querosene iluminante, óleo diesel, óleo combustível, GLP, gás natural, gás manufacturado responsáveis pela emissão de CO₂ por ocasião da sua queima e para os usos não energéticos: matéria-prima, lubrificante e asfalto. Lubrificante e asfalto não são utilizados como fontes de energia. No caso do lubrificante, considera-se que 50% do carbono nele contido é emitido durante o seu uso. Já no caso do uso de asfalto, nenhum carbono é emitido, como pode ser observado na descrição da metodologia top down já apresentada. O GN utilizado como matéria prima para produção de metanol, no caso do município do Rio de Janeiro, apresenta emissão de CO₂ considerada zero, de acordo com o que já foi discutido neste estudo.

O consumo total de combustíveis da Cidade do Rio de Janeiro de 1990 até 1998 não considera os consumos dos *bunkers* internacionais. Entende-se por *bunker* internacional o consumo de combustíveis usados para aviação e navegação internacional. No caso do Município do Rio de Janeiro o consumo *bunker* é relativo a querosene de aviação utilizada para a aviação internacional⁹. O restante de querosene de aviação e a gasolina

⁹ Para o ano 1999, segundo informações da Gerência de Aeroporto Rio de Janeiro (responsável pelo abastecimento dos vôos internacionais), os vôos internacionais que abastecem no Município do Rio de

de aviação consumidos no município foram contabilizados na emissão total do mesmo de acordo com o princípio da responsabilidade política adotado pelo IPCC (1996b).

A Figura 46 a seguir apresenta os resultados obtidos no cálculo da quantidade de energia destes combustíveis (em TJ) desde 1990 até 1998.

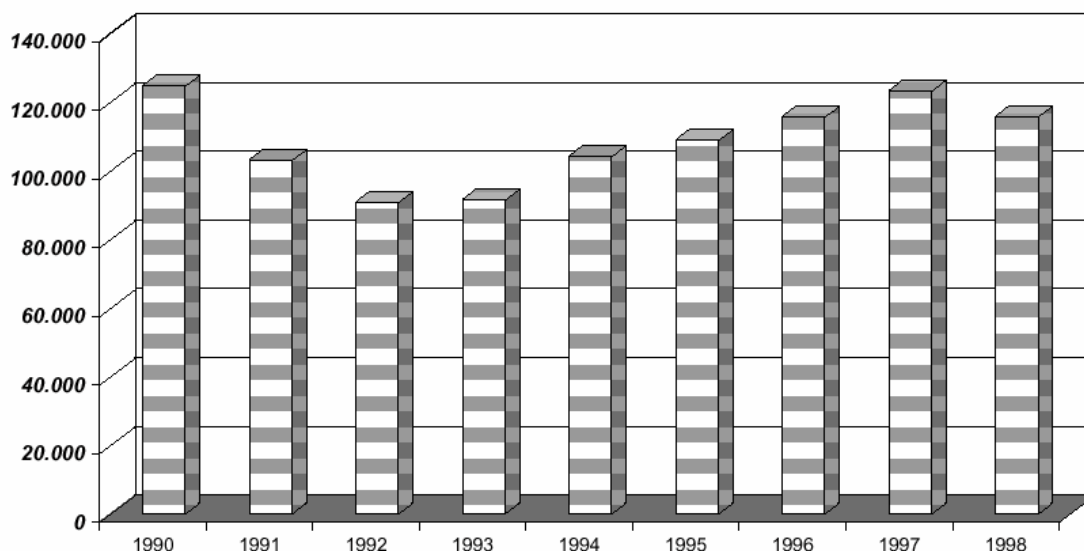


Figura 46 – Consumo de Combustíveis* no Município do Rio de Janeiro de 1990 até 1998, excluindo-se *bunkers* (em TJ).

* Combustíveis considerados: óleo cru, gasolina, querosene de aviação, gasolina de aviação, querosene iluminante, óleo diesel, óleo combustível, GLP, lubrificante, asfalto, gás natural, gás manufacturado, álcool etílico hidratado e álcool etílico anidro.

Percebe-se que o início da década de 1990 representou um período recessivo na economia municipal que depois iniciou a sua recuperação na segunda metade da década. Concomitante à recuperação econômica, iniciou-se em 1993 o uso do GNV no setor automobilístico, conquistando espaço de forma cada vez mais acelerada e contribuindo para a diminuição da intensidade energética deste setor.

As quantidades de energia correspondentes ao consumo municipal dos combustíveis considerados são apresentadas na Tabela 43 a seguir, desagregadas por combustível.

Janeiro consumiram 336.052 m³ querosene de aviação. Na falta de outros dados de consumo de vôos internacionais para os anos do inventário, esse valor foi tomado como referência para os anos de 1990 a

Tabela 43 – Quantidade de Energia Gasta (TJ) por Combustível de 1990 até 1998

Consumo Total (sem bunkers)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Óleo Cru	1.441	1.231	1.427	1.549	1.424	1.506	1.443	1.449	1.475
Gasolina *	18.757	20.041	18.268	20.292	22.107	25.656	29.159	30.879	27.659
Querosene de Aviação	23.125	12.034	8.633	5.316	12.440	13.934	11.829	15.587	12.063
Gasolina de Aviação	173	78	55	46	33	36	39	56	41
Querosene Iluminante	782	658	424	284	234	235	164	85	41
Óleo Diesel	23.033	21.373	18.457	20.073	21.401	19.304	19.401	23.694	24.570
Óleo Combustível	14.805	6.396	5.882	6.577	8.034	9.487	14.752	13.749	15.628
GLP	7.279	6.600	5.487	6.144	6.801	6.532	6.624	6.558	6.757
Asfalto**	692	692	996	848	1.116	950	1.313	1.035	ND***
Lubrificantes**	1.818	1.818	1.662	1.489	1.783	1.887	2.010	1.956	ND***
Gás Natural "Seco"****	9.557	10.623	10.392	10.555	10.580	11.404	11.482	12.644	14.607
Gás Manufaturado	2.290	2.275	2.083	1.868	1.782	1.653	1.614	1.533	1.558
Álcool Etílico Anidro	3.568	3.812	3.475	3.860	4.205	4.881	5.547	5.874	5.891
Álcool Etílico Hidratado	17.409	15.370	13.591	12.557	12.244	11.453	10.278	8.186	5.480
Somatório dos Consumos Totais (sem bunkers)	124.728	103.002	90.831	91.459	104.184	108.917	115.656	123.284	115.769
Consumo Bunker									
Querosene de Aviação	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707
Somatório Consumo bunkers	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707	11.707

* Gasolina sem a mistura com o álcool anidro

** Lubrificantes e Asfalto **não são utilizados para obtenção de energia**, mas como no Balanço Energético, optou-se por contabilizar a energia contida nesses produtos não energéticos derivados de petróleo.

*** Dados Não Disponíveis.

****Uso Combustível

Fonte: “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000” a partir de dados da ANP, Petrobrás, CEG, 1999.

1998, ou seja a quantidade de 336.052 m³ de querosene de aviação foi considerada como *bunker*

A Tabela 44 apresenta os resultados do cálculo das emissões de CO₂ devidas à queima e ao uso de combustíveis fósseis no município no período de 1990 a 1998, realizado pela aplicação dos fatores de emissão aos dados de consumo para uso combustível, de acordo com a metodologia do IPCC, 1996b.

Tabela 44 – Emissões de CO₂ (Gg CO₂) por Combustível de 1990 até 1998

Emissão	Sem	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Bunker										
Óleo Cru		105	89	104	112	103	109	105	105	107
Gasolina*		1.287	1.375	1.253	1.392	1.517	1.760	2.001	2.118	1.898
Querosene de Aviação		1.637	852	611	376	881	986	837	1.103	854
Gasolina de Aviação		12	5	4	3	2	2	3	4	3
Querosene Iluminante		56	47	30	20	17	17	12	6	3
Óleo Diesel		1.689	1.567	1.353	1.472	1.569	1.415	1.423	1.737	1.802
Óleo Combustível		1.134	490	451	504	615	727	1.130	1.053	1.197
GLP		454	412	343	384	425	408	414	409	422
Asfalto		0	0	0	0	0	0	0	0	**
Lubrificantes		67	66	60	54	65	68	73	71	**
Gás Natural "Seco"		533	593	580	589	591	637	641	706	815
Gás Manufaturado		169	168	153	138	131	122	119	113	115
Álcool Etílico Anidro		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Álcool Etílico Hidratado		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emissões Totais (sem bunkers)		7.143	5.664	4.942	5.044	5.915	6.252	6.756	7.427	7.215
Emissões Bunkers		829	829	829	829	829	829	829	829	829

* - Gasolina sem a mistura com o álcool anidro

** - Dados não disponíveis

Fonte: “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”.

No total de emissões de CO₂ do município do Rio de Janeiro, a participação do óleo diesel, do querosene de aviação e da gasolina, são nesta ordem as mais significativas. Para as biomassas líquidas renováveis (álcool etílico anidro e hidratado) a emissão de CO₂ é zero, como foi discutido anteriormente. O GN representou em 1990 cerca de

internacional para os referidos anos.

7,5% das emissões totais (sem *bunkers*). Já em 1998, o GN alcançou mais de 11% destas emissões totais, demonstrando uma crescente penetração na matriz energética da cidade, conquistando cada vez mais importância. O Gás Manufaturado segue uma tendência contrária, uma vez que está sendo gradativamente substituído pelo GN. Em 1990 o Gás Manufaturado representou cerca de 2,4% das emissões totais, e no final da década caiu para apenas 1,6% de participação deste total. No caso do GLP, houve uma certa estabilidade em sua participação em relação ao total de emissões da cidade, indo de 6,4% para 5,8%, nos anos de 1990 a 1998, respectivamente. Este pequeno decréscimo de participação do GLP pode ser atribuído pela ampliação do atendimento residencial do gás canalizado, em virtude dos investimentos em extensão da rede de distribuição, que passou de 2200 km em 1996 para 2246 km em 1998, alcançando em 2001 2349 km (Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980/1997 e CEG, 2003). Importante observar que a projeção da CEG é a de que o gás canalizado seja exclusivo de GN já em 2004, como foi comentado anteriormente.

É interessante notar inicialmente o efeito da crise econômica no início da década, acarretando uma queda das emissões. A recuperação econômica a partir de 1994 foi acompanhada por um aumento das emissões de CO₂, puxadas inicialmente pelo óleo diesel (em 1994) e depois pela gasolina (entre 1995 e 1998).

A Figura 47 a seguir permite visualizar as emissões de CO₂ no Município do Rio de Janeiro (descontando-se os *bunkers*), desde 1990 até 1998, devidas ao uso da energia no município.

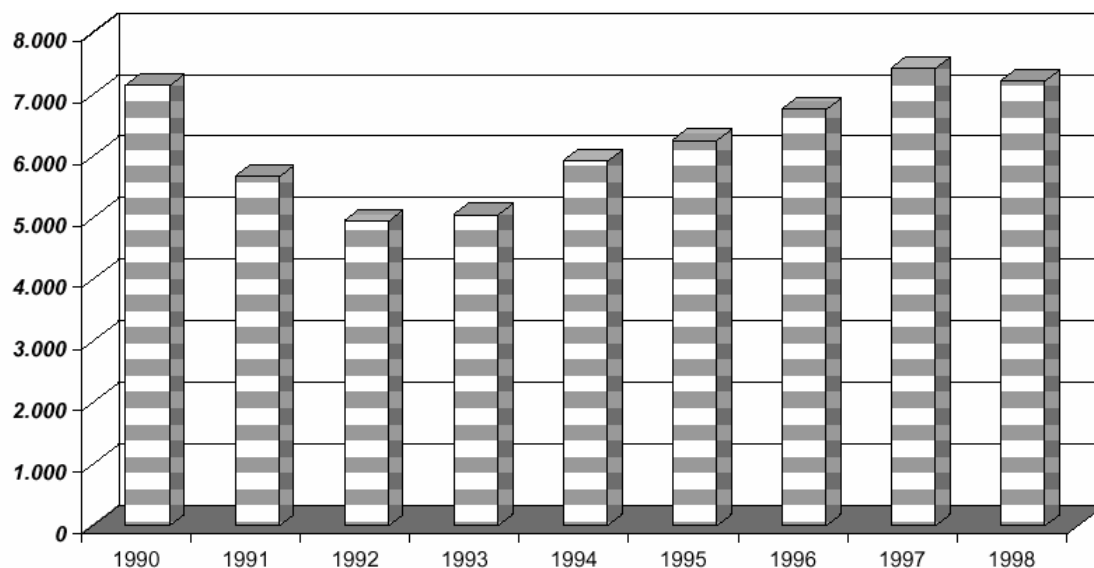


Figura 47 – Emissões de CO₂ (Gg CO₂) devidas à queima de combustíveis* no Município do Rio de Janeiro (Sem *Bunkers*)

* combustíveis considerados : óleo cru, gasolina, querosene de aviação, gasolina de aviação, querosene iluminante, óleo diesel, óleo combustível, GLP, lubrificantes (uso não energético), gás natural e gás manufacturado.

Com essas informações foi elaborado um gráfico mostrando como se comportaram, no período em estudo, as emissões de CO₂ por unidade de energia consumida. Esse coeficiente é importante para se observar a variação da intensidade das emissões com relação ao consumo de energia. Os coeficientes de emissões de CO₂ por unidade de energia consumida podem ser observados na Figura 48, lembrando que tanto as emissões dos *bunkers* quanto a energia consumida por esse setor não estão contabilizadas nesta Figura.

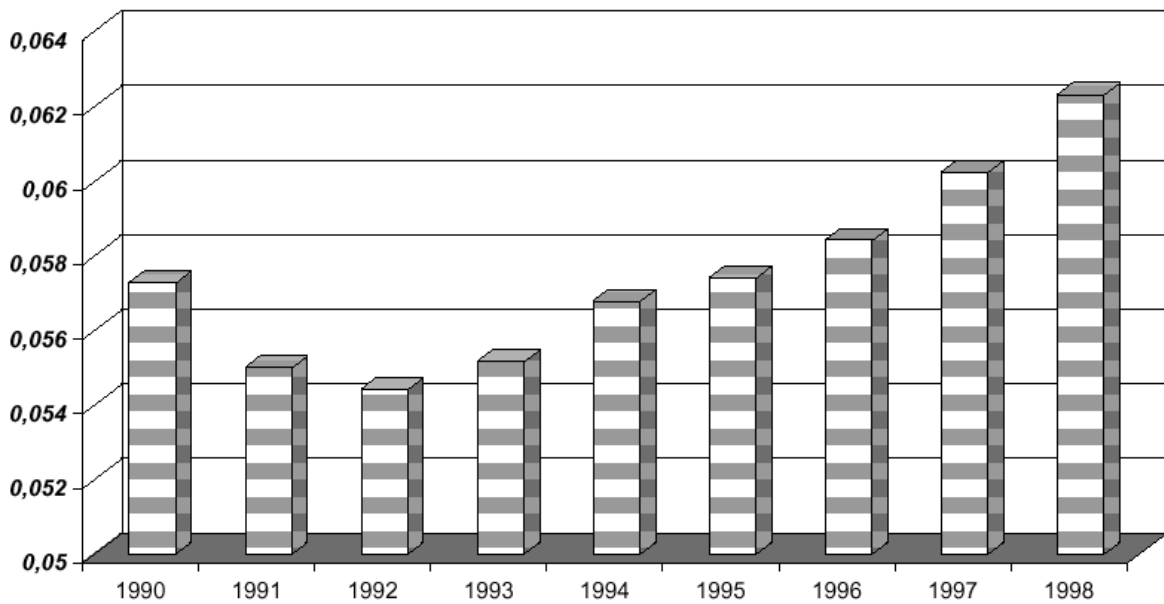


Figura 48 – Emissão de CO₂ por Energia Consumida (Gg CO₂/TJ)

A Figura 48 mostra que a intensidade de emissão de CO₂ por unidade de energia consumida cresceu de 1992 para 1998. Isso pode ser justificado, principalmente, pela diminuição no consumo de biomassa líquida, ou seja, o álcool etílico hidratado. O consumo total de álcool etílico hidratado caiu de 817.098 m³ em 1990 para 257.189 m³ em 1998. Por outro lado, a intensidade de emissão de CO₂ por unidade de energia consumida poderia ser maior ainda, e não o é pela maior participação do GN (notadamente de menor intensidade de carbono do que os outros energéticos) na matriz energética da cidade, que passou de 344 milhões de m³ em 1990 para 515,7 milhões de m³ em 1998.

Os derivados de petróleo e o gás natural são usados em diferentes setores da economia com a finalidade de gerar eletricidade (termelétricas e cogeração na indústria), calor (processos industriais e residências), força motriz (transportes) e matéria-prima (utilização petroquímica). A partir da diversidade de setores que utilizam os combustíveis fósseis e também de biomassa, pode-se estabelecer o papel que cada um desempenha no setor que o utiliza, no que diz respeito ao consumo e às emissões. Assim, foi feita uma estimativa de desagregação das emissões de CO₂ no município do Rio de Janeiro pelos seguintes setores de uso final de combustíveis: geração elétrica, industrial, transporte rodoviário individual, transporte rodoviário coletivo e de cargas, residencial e comercial, refino de petróleo, transporte aeroviário e outros. A alocação por setores de uso final foi realizada a partir dos seguintes critérios:

- Geração Elétrica – consumo de óleo diesel (pequena quantidade para a partida da caldeira), óleo combustível e gás natural da Usina Termelétrica de Santa Cruz.
- Industrial - consumo de óleo combustível usado em caldeiras e fornos industriais (total do município menos o utilizado para geração elétrica), parte do consumo de gás natural e gás manufacturado.
- Transporte Rodoviário Individual - consumo de gasolina, álcool etílico hidratado, álcool etílico anidro e gás natural veicular (em veículos de passeio particulares e táxis).
- Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas – quase a totalidade de óleo diesel (utilizado em sua quase totalidade nos ônibus, vans e caminhões).
- Transporte Aeroviário – querosene de aviação consumida em vôos domésticos e a gasolina de aviação consumida no município (querosene de aviação dos vôos internacionais está contabilizada nos *bunkers* internacionais).
 - Residencial e Comercial – todo o consumo de GLP e de querosene iluminante, parte do total de gás natural e gás manufacturado (cocção, aquecimento de água e iluminação).
- Refino de petróleo - total de energia gasta nos processos da refinaria de Manguinhos em uso de óleo cru equivalente. A emissão no refino de petróleo foi calculada utilizando-se o fator de emissão fornecido pela Petrobras, de 0,224t CO₂/tEP refinado. O fator de emissão foi calculado pela Petrobras como média de emissão de CO₂ nas refinarias brasileiras para cada tEP de petróleo refinado.
- Outros – contabiliza o consumo de lubrificantes e asfalto. Observa-se que lubrificante e asfalto não são utilizados como fontes de energia. No caso do lubrificante, considera-se que 50% do carbono nele contido é emitido durante o seu uso e no caso do uso de asfalto, nenhum carbono é emitido, conforme mencionado no início desta seção.

As tabelas abaixo mostram os resultados obtidos para o consumo de combustíveis e as emissões de CO₂ pela divisão setorial estabelecida de uso final de combustíveis nos anos de 1990, 1996 e 1998. As figuras também apresentadas mostram as participações percentuais de cada setor no consumo de energia e nas emissões correspondentes de CO₂. Estas Tabelas e Figuras foram extraídas do “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”.

Tabela 45 - Desagregação* Por Setores Aproximada - Consumo de Combustíveis em TJ - Ano de 1990

Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						1441			1.441
Gasolina			18.757						18.757
Querosene de Aviação							23.125		23.125
Gasolina de Aviação							173		173
Querosene Iluminante					782				782
Óleo Diesel	27			23.006					23.033
Óleo Combustível	2.807	11998							14.805
GLP					7.279				7.279
Asfalto								692	692
Lubrificantes								1.818	1.818
Gás Natural "Seco"	7	9353****	0		196				9.557
Gás Manufaturado		350			1.941				2.291
Álcool Etílico Anidro			3.568						3.568
Álcool Etílico Hidratado			17.409						17.409
Total Grandes Subsetores	2.841	21.701	39.734	23.006	10.198	1.441	23.299	2.509	124.729

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

*** - Lubrificantes e Asfalto são utilizados para fins não energéticos

**** - Uso combustível

Figura 49– Participação % de cada Setor no Consumo de Energia – Ano 1990 (com base na Tabela 45)

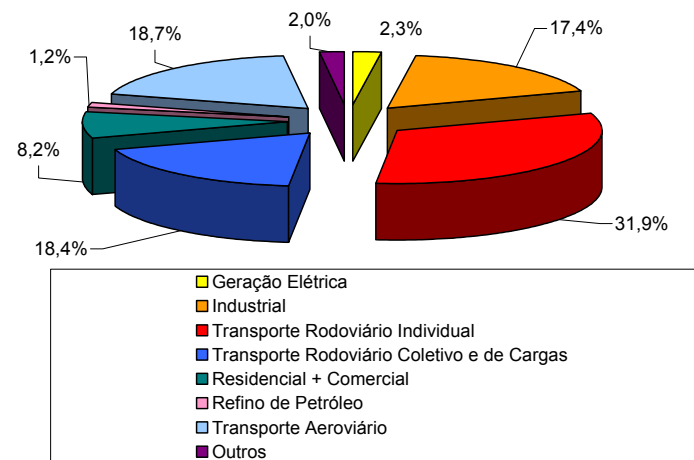


Tabela 46 - Desagregação* Por Setores Aproximada - emissões de CO₂ em Gg de CO₂- Ano de 1990

Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						105			105
Gasolina			1.287						1.287
Querosene de Aviação							1.637		1.637
Gasolina de Aviação							12		12
Querosene Iluminante					56				56
Óleo Diesel	2			1.687					1.689
Óleo Combustível	215	919							1.134
GLP					454				454
Asfalto								0	0
Lubrificantes								67	67
Gás Natural "Seco"	0,4	522	0		11				533
Gás Manufaturado		26			143				169
Álcool Etílico Anidro			0						0
Álcool Etílico Hidratado			0						0
Total Grandes Subsetores	217	1.467	1.287	1.687	664	105	1.649	67	7.143

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

Figura 50 – Participação % de cada Setor nas emissões de CO₂ – Ano 1990 (com base na Tabela 46)

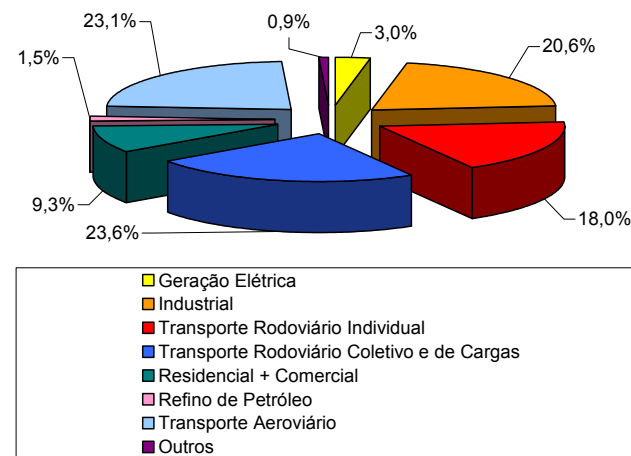


Tabela 47 - Desagregação* Por Setores Aproximada - Consumo de Combustíveis em TJ - Ano de 1996

Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						1443			1.443
Gasolina			29.159						29.159
Querosene de Aviação							11.829		11.829
Gasolina de Aviação							39		39
Querosene Iluminante					164				164
Óleo Diesel	65			19.336					19.401
Óleo Combustível	11.154	3.598							14.752
GLP					6.624				6.624
Asfalto								1.313	1.313
Lubrificantes								2.010	2.010
Gás Natural "Seco"	342	9.792****	563		785				11.482
Gás Manufaturado		60			1.555				1.615
Álcool Etílico Anidro			5.547						5.547
Álcool Etílico Hidratado			10.278						10.278
Total Grandes Subsetores	11.561	13.450	45.548	19.336	9.128	1.443	11.868	3.323	115.657

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

*** - Lubrificantes e Asfalto são utilizados para fins não energéticos

**** - Uso combustível

Figura 51 – Participação % de cada Setor no Consumo de Energia – Ano 1996 (com base na Tabela 47)

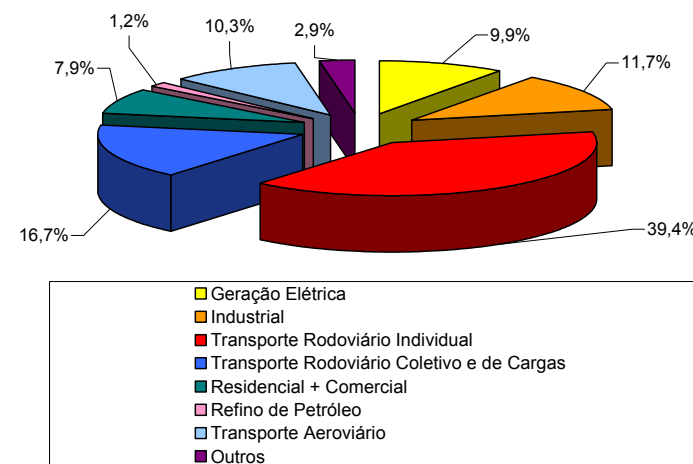


Tabela 48 - Desagregação* Por Setores Aproximada - emissões de CO₂ em Gg de CO₂- Ano de 1996

Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						105			105
Gasolina			2.001						2.001
Querosene de Aviação							837		837
Gasolina de Aviação							3		3
Querosene Iluminante					12				12
Óleo Diesel	5			1.418					1.423
Óleo Combustível	854	276							1.130
GLP					414				414
Asfalto								0	0
Lubrificantes								73	73
Gás Natural "Seco"	19	547	31		44				641
Gás Manufaturado		4			115				119
Álcool Etílico Anidro			0						0
Álcool Etílico Hidratado			0						0
Total Grandes Subsetores	878	827	2.032	1.418	584	105	840	73	6.756

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

Figura 52 – Participação % de cada Setor nas emissões de CO₂ - Ano 1996 (com base na Tabela 48)

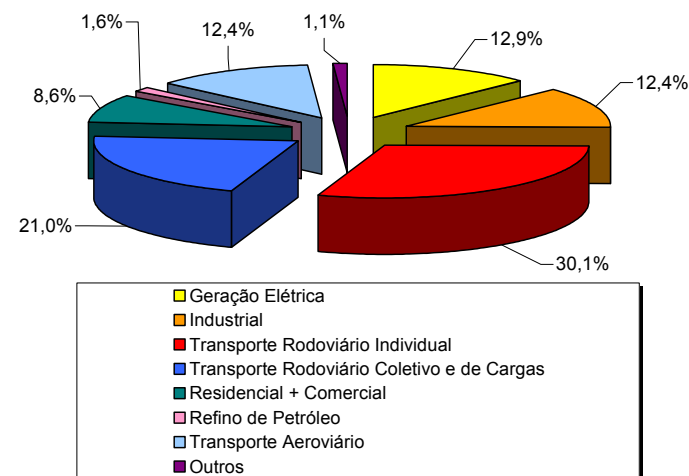


Tabela 49 - Desagregação* Por Setores Aproximada - Consumo de Combustíveis em TJ - Ano de 1998

Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						1475			1.475
Gasolina			27.659						27.659
Querosene de Aviação							12.063		12.063
Gasolina de Aviação							41		41
Querosene Iluminante					41				41
Óleo Diesel	91			24.479					24.570
Óleo Combustível	12.399	3.229							15.628
GLP					6.757				6.757
Asfalto								0	0
Lubrificantes								0	0
Gás Natural "Seco"	1.790	9.736****	2.037		1.044				14.607
Gás Manufaturado		26			1.532				1.558
Álcool Etílico Anidro			5.891						5.891
Álcool Etílico Hidratado			5.480						5.480
Total Grandes Subsetores	14.280	12991	41.067	24.479	9.373	1.475	12.104	0	115.770

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

****Uso combustível

Figura 53 – Participação % de cada Setor no Consumo de Energia – Ano 1998 (com base na Tabela 49)

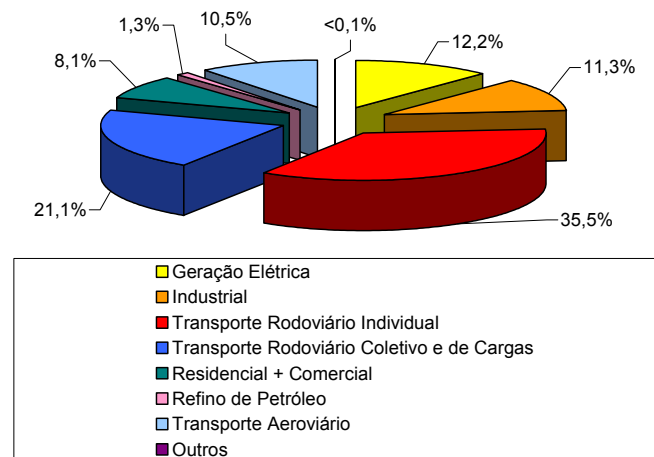


Tabela 50 - Desagregação* Por Setores Aproximada - emissões de CO₂ em Gg de CO₂- Ano de 1998

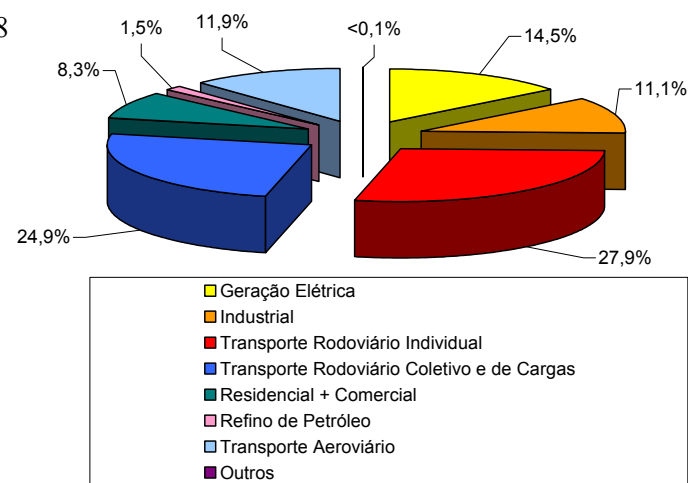
Combustíveis**	Geração Elétrica	Industrial	Transporte Rodoviário Individual	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	Residencial + Comercial	Refino de Petróleo	Transporte Aeroviário	Outros	Total
Óleo Cru						107			107
Gasolina			1.898						1.898
Querosene de Aviação							854		854
Gasolina de Aviação							3		3
Querosene Iluminante					3				3
Óleo Diesel	7			1.795					1.802
Óleo Combustível	949	248							1.197
GLP					422				422
Asfalto								0	0
Lubrificantes								0	0
Gás Natural "Seco"	100	543	114		58				815
Gás Manufaturado		2			113				115
Álcool Etílico Anidro			0						0
Álcool Etílico Hidratado			0						0
Total Grandes Subsetores	1.056	793	2.011	1.795	596	107	857	0	7.215

* - Desagregação feita com base no consumo de combustíveis

** - Totais de combustíveis já descontado o consumo bunker

*** - Os dados para o consumo de lubrificantes não estava disponível para o ano de 1998

Figura 54 – Participação % de cada Setor nas emissões de CO₂ - Ano 1998 (com base na Tabela 50)



A análise da evolução de 1990 a 1998 permite registrar algumas mudanças estruturais e oscilações na participação dos grandes setores de uso final ao longo desta década.

Em 1990, o setor de transporte rodoviário individual consumia a maior quantidade de energia entre todos os setores. Entretanto, graças à magnitude de seu uso de álcool anidro e principalmente o hidratado (44% do consumo de energia do setor) cedia a liderança nas emissões de CO₂ ao setor de transporte coletivo e de cargas. Já em 1996, a redução na participação do álcool na movimentação da frota, em relação à gasolina, fez com que o setor de transporte rodoviário individual liderasse tanto o consumo de combustíveis quanto as emissões de CO₂. Em 1998, registra-se uma queda no consumo de gasolina e um crescimento no consumo de óleo diesel, em relação a 1996, fazendo com que as emissões de CO₂ do setor de transporte rodoviário coletivo e de carga voltassem a ser quase da mesma magnitude que as emissões do transporte rodoviário individual.

O GN já no início da década apresentava uma significativa participação no consumo energético do setor industrial, representando 43% em 1990, ano em a liderança pertencia ao óleo combustível, que participava com 55%. O Gás Manufaturado, por sua vez, mesmo em 1990 já não apresentava expressividade, contribuindo com apenas 1,6% do setor industrial, decrescendo ainda mais ao longo da década. A economia do município sofreu uma desaceleração, resultado da crise econômica ocorrida no país no início da década de 1990. O produto interno bruto municipal sofreu uma redução a partir de 1990 até 1992. A recuperação econômica só se deu a partir de 1993 (IPP, 2000), não sendo suficiente para o re-erguimento do setor industrial, que sofreu uma queda de 38% do seu consumo do ano de 1990 para 1996, se estabilizando um pouco até 1998. No período de 1990 a 1996, o GN cresceu aceleradamente a sua participação, passando a 73% em 1996. No entanto, esta maior participação não representou maior consumo de GN, que cresceu menos do que 5% neste intervalo, enquanto que o óleo combustível teve uma queda de 70% do seu consumo neste setor (industrial), atingindo pouco menos do que 27% de participação em 1996. Para o ano de 1996 a 1998, a contribuição dos combustíveis no setor industrial se altera pouco.

Devido à liderança energética do GN no setor industrial ser muito mais preponderante em 1996 e 1998 do que quando o óleo combustível o era em 1990, a emissão de CO₂ por energia consumida (Gg CO₂/TJ) do setor industrial diminuiu cerca de 10% no período entre 1990 a 1998, passando de 0,068 para 0,061 Gg CO₂/TJ, respectivamente. Por outro lado, este indicador cresceu em relação ao consumo energético municipal como um todo em cerca de 9%, passando de 0,057 para 0,062 Gg CO₂/TJ no referido período. Assim, a maior participação do GN no setor industrial fez com que a intensidade de carbono do setor industrial fosse menor do que esta intensidade no consumo total de energia na cidade do Rio de Janeiro.

O setor de geração elétrica passou de quinto maior emissor de CO₂ em 1990 para terceiro em 1996 e 1998, devido à expansão do fator de utilização da usina de Santa Cruz. No entanto, as suas emissões seriam ainda maiores caso o GN não tivesse aumentado a sua participação energética no consumo do setor de menos do que 1% em 1990 para cerca de 13% em 1998.

O Gás Natural Veicular (iniciado no ano de 1993), embora ainda não muito representativo em relação ao consumo total do setor de transporte rodoviário individual, apresenta um acelerado crescimento, atingindo em 2 anos quase 5 vezes, passando de 1,2% para cerca de 5% de participação, do ano de 1996 a 1998.

O setor Residencial e Comercial, que consome tanto o GN quanto o Gás Manufaturado e principalmente o GLP, apresenta uma pequena importância em relação ao consumo e às emissões de CO₂ da cidade do Rio de Janeiro. No ano de 1990 estava na quinta posição, passando para a sexta em 1996 e 1998, ficando à frente somente do setor de refino de petróleo e do setor de lubrificantes e asfalto. Nota-se que também neste setor, similarmente ao setor de transporte rodoviário individual, o GN apresenta participação cada vez maior, passando de cerca de 2% para cerca de 11% do consumo energético, enquanto o GLP mantém folgada liderança em torno de 71,5% durante todo o período analisado.

III.8 - Emissões fugitivas e emissões totais de metano do município do Rio de Janeiro

Como pode ser observado, a Tabela 51 apresenta um panorama da participação das emissões fugitivas devidas ao uso de combustível fóssil, principalmente o Gás Natural e em muito menor importância o Gás Manufaturado, em relação às emissões totais de metano do município do Rio de Janeiro, para os anos de 1990, 1996 e 1998. Em seqüência, será apresentada uma visão integrada das emissões de gases de efeito estufa a partir do CO₂ equivalente considerando o GWP. Além das emissões fugitivas dos usos energéticos, os setores que emitem metano são a agropecuária, o esgoto doméstico e residencial e os resíduos sólidos.

Como foi discutido, o presente estudo adotou que a alocação espacial das emissões é em função do critério da responsabilidade política. Assim, as emissões do aterro de Gramacho, situado no município de Duque de Caxias, está contabilizada como emissão do município do Rio de Janeiro, já que boa parte dos resíduos sólidos urbanos desta cidade é direcionada há muitos anos para o referido aterro. Em Gramacho é o lugar onde ocorrem fisicamente as emanações de metano correspondentes à fermentação anaeróbica destes resíduos.

Verifica-se na Tabela 51 abaixo que a fermentação anaeróbia dos resíduos sólidos é a principal responsável pela emissão de CH₄, correspondendo a cerca de 80 % do total contabilizado em 1990, chegando a 91% em 1998. O aumento das emissões dos resíduos sólidos é decorrente principalmente do aumento na produção, coleta e disposição de lixo em aterros. Em segundo lugar estão as emissões fugitivas de CH₄ referentes ao uso e distribuição do gás canalizado, compreendendo majoritariamente o Gás Natural e em menor participação o Gás Manufaturado. Nota-se que as emissões fugitivas estão muito acima das emissões da agropecuária e dos esgotos domésticos e comerciais, sendo que todos estes setores reduziram a sua participação entre 1990 e 1998. Devido aos investimentos na recuperação e renovação das tubulações, as emissões fugitivas reduziram a sua participação nas emissões totais de metano de 17,13% em 1990 para 7,80% em 1998.

Tabela 51 – Emissões de Metano (Gg CH₄)

	1990		1996		1998		
	Gg	%	Gg	%	Gg	%	
Agropecuária	1,07	0,67	0,52	0,20	0,62	0,25	
Resíduos Sólidos	130	80,87	219,1	85,33	222,5	91,05	
Esgotos Domésticos e Comerciais	2,15	1,34	2,19	0,85	2,20	0,90	
Emissões Fugitivas	GN	24,28	15,10	32,46	12,64	17,97	7,35
	GM	3,25	2,03	2,50	0,97	1,08	0,44
	Total	27,54	17,13	34,95	13,61	19,06	7,80
TOTAL	160,76	100	256,76	100	244,38	100	

Fonte: Elaboração Própria a partir do “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”

III.9 - Emissões totais de CH₄ e CO₂, expressas em CO₂ equivalente, para o Município do Rio de Janeiro

De acordo com o exposto no capítulo I, o Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC publicado em 2001 apresenta como 23 o valor do GWP do CH₄ referente aos próximos 100 anos.

O resultado das emissões totais de CH₄ e CO₂, expressas em CO₂ eq, são apresentadas na Tabela 52. Registra-se desde o início da década um aumento da importância do CH₄ em relação ao CO₂, com ligeira queda entre 1996 e 1998. Apesar das emissões de CH₄ jamais terem superado as emissões de CO₂ no total, o principal emissor sempre foi a disposição de Resíduos Sólidos.

Ao considerar-se o setor de Transportes como único, ou seja, abrangendo os três itens na tabela (Rodoviário coletivo e de cargas, o Rodoviário individual e o Aeroviário), este seria o principal emissor em 1990, seguido dos Resíduos Sólidos. No decorrer da década estas posições foram alteradas. Quanto ao setor de transporte rodoviário

individual, a expectativa é a de uma participação cada vez mais significativa do GNV, o que contribuiria para reduzir a intensidade de carbono em seu consumo energético.

Os setores que compreendem o uso do gás (Gás Natural, Gás Manufaturado e GLP) no município são principalmente o setor Residencial e Comercial, que praticamente só utiliza o gás canalizado e o GLP, seguido do setor industrial, que em 1998 tinha 75% do seu consumo energético sob responsabilidade do gás. No ano de 1990 o setor industrial emitiu 13% das emissões totais da cidade, e devido aos reflexos da crise econômica foi o setor mais afetado, apresentando um decréscimo de mais de 50% de suas emissões, atingindo 1998 com 6% das emissões totais. O setor Residencial e Comercial manteve uma participação quase inalterada, apresentando 6% em 1990 e 5% em 1998. O setor de geração elétrica apresentou em 1998 cerca de 13% do seu consumo respondido pelo Gás Natural, e as perspectivas futuras é a de substituição completa do óleo combustível pelo GN. A maior participação do GN na geração elétrica acompanha a expansão da geração térmica no município, induzindo ao crescimento de suas emissões, que passaram de 2% em 1990 para 8% em 1998, em relação ao total de emissões. As emissões fugitivas apresentaram uma queda em sua participação nas emissões totais, de 6% em 1990 caiu para 3% em 1998.

Tabela 52 – Emissões Totais Usando GWP (CO₂ Eq)

		1990		1996		1998	
		Gg	%	Gg	%	Gg	%
DE EMISSIONES METANO	Agropecuária	25	0,2	12	0,1	14	0,1
	Resíduos Sólidos	2.990	26,5	5.039	38,6	5.118	38,5
	Efluentes Domésticos e Comerciais	49	0,4	50	0,4	51	0,4
	Emissões Fugitivas	633	5,6	804	6,2	438	3,3
	SUBTOTAL	3.698	32,7	5.906	45,3	5.621	42,3
EMISSIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	Geração Elétrica	217	1,9	878	6,7	1.056	7,9
	Industrial	1.467	13,0	827	6,3	793	6,0
	Transporte Rodoviário Individual	1.287	11,4	2.032	15,6	2.011	15,1
	Transporte Rodoviário Coletivo e de Cargas	1.687	14,9	1.418	10,9	1.795	13,5
	Residencial + Comercial	664	5,9	584	4,5	596	4,5
	Refino de Petróleo	105	0,9	105	0,8	107	0,8
	Transporte Aeroviário	1.649	14,6	840	6,4	857	6,4
	Outros Grandes Setores	67	0,6	73	0,6	-	0,0
	Uso do Solo	90	0,8	191	1,5	256	1,9
	Efluentes Industriais	174	1,5	174	1,3	174	1,3
	Resíduos Sólidos	189	1,7	21	0,2	21	0,2
	SUBTOTAL	7.596	67,3	7.143	54,7	7.666	57,7
	TOTAL	11.294	100	13.049	100	13.287	100

Fonte: “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”, com os dados recalculados do CO₂ equivalente para o GWP de 23.

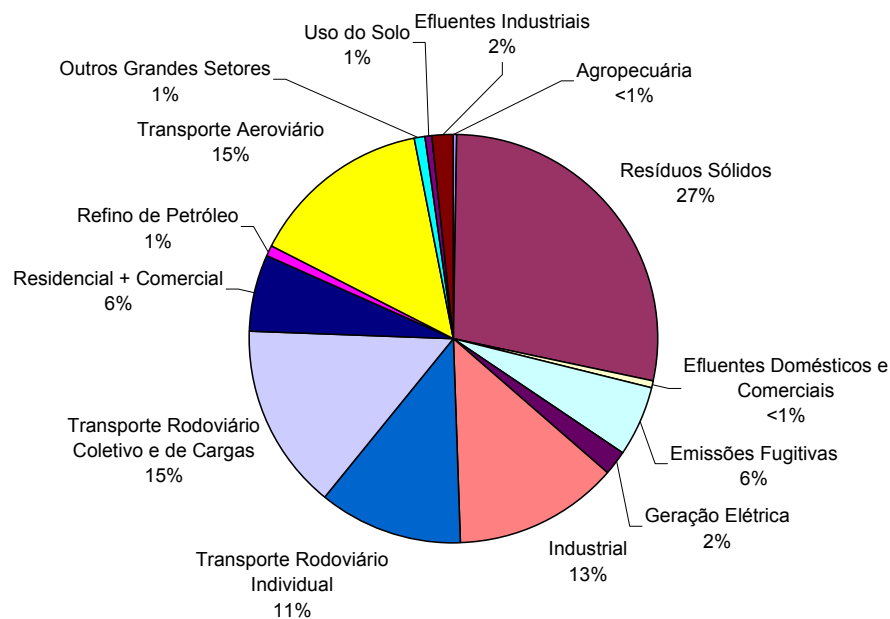


Figura 55 – Emissões de CO₂ e CH₄ em GWP – Participação Setorial – 1990

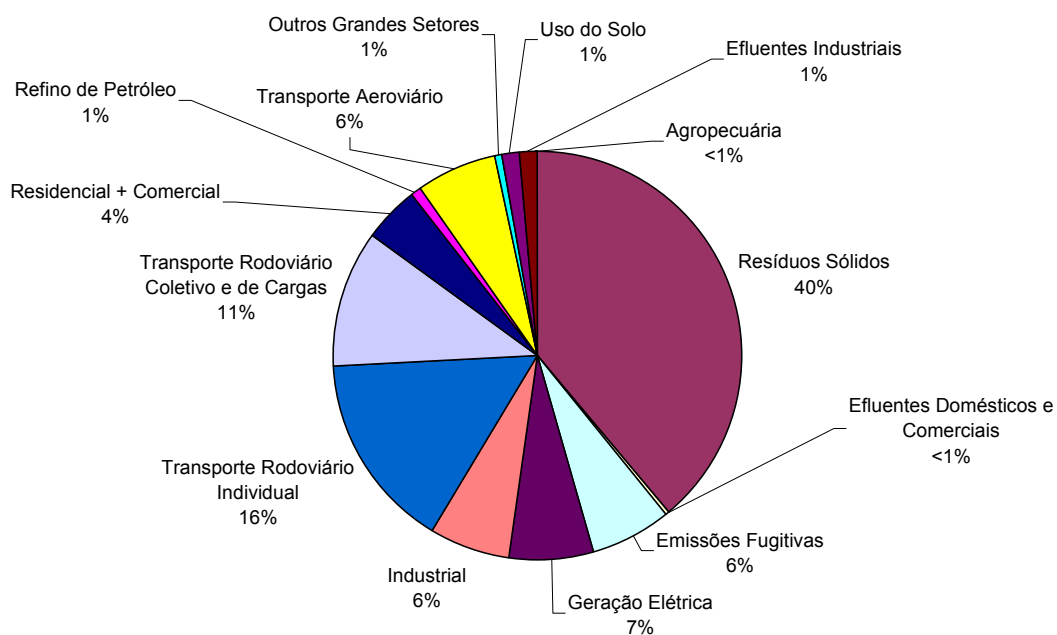


Figura 56 – Emissões de CO₂ e CH₄ em GWP – Participação Setorial – 1996

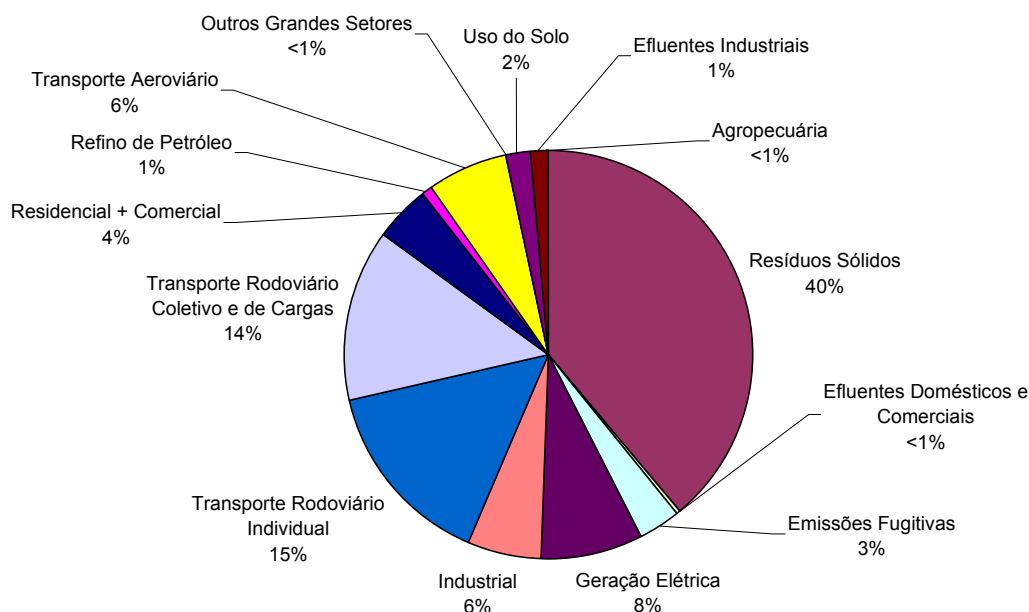


Figura 57 – Emissões de CO₂ e CH₄ em GWP – Participação Setorial – 1998

Tabela 53 – Emissões totais de CO₂ e CH₄ em GWP

		1990		1996		1998	
		Gg CO ₂ eq	%	Gg CO ₂ eq	%	Gg CO ₂ eq	%
Total CH ₄	GN	558	4,9%	747	5,7%	413	3,1%
	Demais	3140	27,8%	5159	4,0%	5208	39,2%
	SubTotal	3.698	32,7%	5.906	45,3%	5.621	42,3%
Total CO ₂	GN	533	4,7%	641	4,9%	815	6,1%
	Demais	7063	62,5%	6502	49,8%	6851	51,6%
	SubTotal	7.596	67,3%	7.143	54,7%	7.666	57,7%
Total Geral		11.294	100%	13.049	100%	13.287	100%

Fonte: Elaboração Própria a partir do “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”.

Assim como ocorre para o planeta como um todo, também no caso do município do Rio de Janeiro o CO₂ é o principal gás de efeito estufa emitido, em termos de contribuição para o aquecimento global. As emissões de CO₂ na cidade mantiveram-se estáveis entre

1990 e 1998. Ao longo da década de 90, porém, as emissões de CH₄ da cidade vem crescendo, tendo sua contribuição passado de 31% do total, em 1990, para 40%, em 1998, como pode ser visto na Tabela 53. A participação do GN no total de emissões de CO₂ equivalente é em torna de 10% ao longo da década de 1990. A manutenção deste patamar pode ser entendida devido ao fato de que o impacto que a redução das perdas da distribuição de GN poderia causar foi compensado pelo aumento do consumo do GN. No entanto, em termos absolutos, as emissões devidas ao uso do GN cresceram cerca de 13% no período entre 1990 e 1998, enquanto que o total das emissões cresceram cerca de 18% no mesmo período. Caso se mantivesse o mesmo índice de perdas do início da década, as emissões decorrentes do uso do GN alcançariam uma participação muito maior do que a verificada.

Enfim, a Tabela 54 mostra as taxas geométricas de crescimento médio anual nos períodos 1990-96 e 1996-98 para as emissões de CO₂, das emissões de CH₄ e de sua soma utilizando-se o GWP (em CO₂ Eq). Verifica-se uma reversão de tendências no período 1996-98, com a aceleração do crescimento das emissões de CO₂ e uma desaceleração no crescimento das emissões de CH₄. No total, as emissões de CH₄ e de CO₂ apresentaram uma queda na taxa anual de crescimento do período 1990-1996, que foi de aproximadamente 2,3% ao ano, para uma taxa anual de crescimento da ordem de 1,0 % ao ano, no período de 1996-1998.

Tabela 54 – Taxas Geométricas de Crescimento Médio Anual (% a.a.)

	1990/96	1996/98
Emissão de Metano	8,12	-2,44
Emissão de Dióxido de Carbono	-1,02	3,60
Emissões Totais Usando GWP	2,25	1,04

Fonte: “Inventário de Emissões de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro, 2000”

IV - PROJEÇÃO DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA DE CONSUMO E DAS EMISSÕES RELACIONADAS AO USO DO GÁS NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO

O cenário é a configuração de um sistema ou situação que se deseja conhecer, sempre vinculada a um período de tempo. Serão apresentadas as hipóteses que fundamentaram a projeção e os resultados finais obtidos a partir do desenvolvimento dessas hipóteses. Primeiramente é apresentado o cenário socioeconômico que serviu de base para as estimativas que serão apresentadas. Pretende-se fazer uma projeção do consumo e das respectivas emissões de gás da cidade até o ano de 2020. Os cenários devem ser considerados como caminhos possíveis em direção ao futuro e uma forma de aumentar a compreensão das conseqüências de eventos potenciais e políticas de longo prazo, em um determinado nível. Neste contexto, haverá uma análise das implicações quanto à contribuição ao efeito estufa devido ao crescimento da participação do GN na matriz energética do município do Rio de Janeiro.

→ Cenário sócio-econômico

O desenvolvimento quantitativo do cenário de consumo de gás na cidade será realizado a partir do cenário socioeconômico específico para o município do Rio de Janeiro, elaborado pelo Instituto Municipal de Urbanismo Pereira Passos (IPP, 2000). No caso da projeção do consumo de GN do setor de geração elétrica, a referida estimativa será em função do planejamento de expansão e substituição energética fornecido pela própria Usina de Santa Cruz, pertencente a Furnas, além da verificação da sua situação atual através do Banco de Informações de Geração – BIG (ANEEL, 2003) e do Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (SFG, ANEEL, 2003). A partir destas duas últimas fontes referentes a Aneel, 2003, foi possível diagnosticar a situação dos empreendimentos de Autoprodução de Energia e de Produção Independente de Energia no Município do Rio de Janeiro.

Na Tabela 55 abaixo se pode observar a população residente estimada no município do Rio de Janeiro de 1990 até 2000, de acordo com a estimativa do IPP (2000).

Tabela 55 – População Estimada para o Município do Rio de Janeiro de 1990 – 2000.

ANO	População (nº habitantes)
1990	5.444.105
1991	5.480.768
1992	5.494.849
1993	5.508.967
1994	5.523.121
1995	5.537.311
1996	5.551.538
1997	5.565.801
1998	5.579.357
1999	5.607.023
2000	5.608.983

Fonte: IPP, 2000.

Crescimento Populacional

O Município do Rio de Janeiro apresentou uma baixa taxa de crescimento populacional no decorrer da década de 1990. Na tabela 58 a seguir pode-se observar a projeção feita pelo Instituto Municipal de Urbanismo Pereira Passos (IPP, 2000) para o crescimento da população entre os anos 2000 e 2020.

Tabela 56 – População Projetada para o Município do Rio de Janeiro de 2000 a 2020

ANO	População (nº habitantes)
2000	5.608.983
2001	5.623.567
2002	5.638.188
2003	5.652.847
2004	5.667.545
2005	5.682.280
2006	5.697.054
2007	5.711.867
2008	5.726.717
2009	5.741.607
2010	5.756.535
2011	5.771.502
2012	5.786.508
2013	5.801.553
2014	5.816.637
2015	5.831.760
2016	5.846.923
2017	5.862.125
2018	5.877.366
2019	5.892.647
2020	5.907.968

Fonte: IPP, 2000.

Crescimento do PIB

Para o crescimento do PIB, segundo estudo realizado pelo IPP, foi analisado o comportamento desde o ano de 1985 até 1999 e a partir desta análise foi observada a tendência para estimar os níveis nos anos de 2010 e 2020. O modelo utilizado para gerar as estimativas foi o seguinte:

$$\text{PIB} = 106,11 + 0,43 t$$

Nesta equação o PIB é dado em números-índices e t varia de 1 a 15, ou seja desde 1985 a 1999. Aos números-índices encontrados para os anos 2010 e 2020, foram acrescentadas as variações médias acumulada da inflação esperada. Na Tabela 57 podem-se observar os valores de PIB estimados para os anos de 1990 a 2020, em valores de real de 1999.

Tabela 57 - Valores estimados e projetados para o PIB carioca para os anos de 1990 a 2020 em valores reais de 1999.

ANO	PIB Valores Reais (R\$ bilhões 1999)	Estimativas da participação dos setores econômicos no Produto Interno Bruto total (%)		
		Agropecuária	Indústria	Serviços
1990	66,397	0,59	31,38	68,03
1991	65,906	0,44	29,14	70,42
1992	63,963	0,51	29,06	70,43
1993	64,911	0,51	29,33	70,16
1994	65,480	0,42	26,60	72,98
1995	67,858	0,39	26,58	73,03
1996	68,668	0,24	24,59	75,16
1997	68,174	0,27	22,11	77,62
1998	68,535	0,24	21,79	77,97
1999	67,738	0,23	21,43	78,34
2000	68,675	0,22	21,39	78,39
2001	68,937	0,22	21,34	78,44
2002	69,198	0,22	21,29	78,49
2003	69,460	0,21	21,24	78,54
2004	69,721	0,21	21,19	78,59
2005	69,982	0,21	21,15	78,64
2006	70,243	0,21	21,10	78,70
2007	70,504	0,20	21,05	78,75
2008	70,766	0,20	21,00	78,80
2009	71,028	0,20	20,95	78,85

ANO	PIB Valores Reais (R\$ bilhões 1999)	Estimativas da participação dos setores econômicos no Produto Interno Bruto total (%)		
		Agropecuária	Indústria	Serviços
2010	71,289	0,20	20,90	78,90
2011	71,550	0,19	20,90	78,91
2012	71,811	0,17	20,91	78,92
2013	72,072	0,16	20,91	78,93
2014	72,334	0,15	20,91	78,94
2015	72,596	0,14	20,91	78,94
2016	72,856	0,13	20,91	78,95
2017	73,118	0,12	20,91	78,96
2018	73,379	0,11	20,91	78,97
2019	73,641	0,11	20,91	78,98
2020	73,902	0,10	20,91	78,99

Fonte: IPP, 2000.

As premissas nas quais são baseadas as projeções, incluindo o cenário socioeconômico elaborado pelo IPP, têm o seu grau de incerteza decorrente da impossibilidade de se mensurar todas as variáveis que podem influenciar a sua evolução. A renda e o crescimento vegetativo da população são variáveis importantes que afetam o consumo. A própria sensação de insegurança pública, motiva a população a permanecer em suas casas, influenciando nas taxas de consumo. Assim, são importantes as discussões sobre as premissas e suposições adotadas na elaboração dos cenários, tornando imprescindíveis a participação dos especialistas nesta discussão.

Os cenários de referência da evolução do consumo de gás canalizado (Gás Natural e Manufaturado) e do gás de botijão (GLP; gás liquefeito de petróleo) foram elaborados separadamente, de acordo com as particularidades contextuais de cada um destes tipos, assim como o comportamento específico de cada mercado de consumo. Os respectivos cenários de referência são apresentados a seguir:

IV.1 - Cenário de Referência Setor Elétrico

O Estado do Rio de Janeiro possui atualmente 14 Usinas Termelétricas em operação, totalizando uma potência de 2.270,6 MW, das quais 2.201,83 MW, ou seja, quase 97% correspondem ao GN como combustível. Do total de Usinas operadas a GN no Estado, seis encontram-se no município do Rio de Janeiro. Destas seis, somente a Usina de Santa Cruz (que atualmente opera parcialmente a GN, completando o consumo com óleo combustível) apresenta como destino da energia o serviço público. As restantes têm como destino da energia a Autoprodução de Energia ou a Produção Independente de Energia, ambas modalidades configurando-se ou não como co-geração (ANEEL, 2003).

Existem ainda mais quatro Usinas em construção, todas serão operadas a GN, sendo que duas estão localizadas na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, a RioGen, de 531,8 MW (Fase 1), em Seropédica-RJ, e a TermoRio, de 1.162,8 MW, sediada em Duque de Caxias-RJ. As duas restantes são a Norte Fluminense, de 765 MW, localizada na formosa cidade de Macaé-RJ, e a São Gonçalo, de 172 MW, construída no município de mesmo nome (ANEEL, 2003). Configura-se pelo exposto a grande penetração do GN no Estado do Rio de Janeiro. Entretanto, apesar da energia elétrica gerada por estas térmicas em construção ser destinada a rede elétrica (Sistema Interligado), o presente estudo não considera a sua participação na oferta de energia elétrica para o município do Rio de Janeiro.

A projeção do cenário do setor elétrico considerará somente as Usinas que apresentarem como destino da energia o serviço público. Esta consideração possibilita uma compatibilização dos cenários com a divisão de mercados já apresentada referentes ao consumo de gás na cidade para o período entre 1990 e 1999, resultado do tratamento dos dados fornecidos pela CEG (2000). Portanto, em relação aos demais destinos da energia, estes estarão sendo considerados e comentados inseridos no setor industrial.

Assim, o cenário do setor elétrico se concentrará na Usina Termelétrica de Santa Cruz. A partir de informações sobre o planejamento de expansão e substituição energética fornecidas pela própria Usina de Santa Cruz associado à análise do Banco de Informações de Geração – BIG (ANEEL, 2003) e do Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (SFG, ANEEL, 2003), foi elaborada uma estimativa do cronograma de expansão da Usina, bem como do crescimento do consumo de GN pela térmica em questão. Segundo o BIG (ANEEL, 2003), consta que a Usina de Santa Cruz é um empreendimento em operação de 600 MW de potência. No entanto, no Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (SFG, ANEEL, 2003), no que se refere às Usinas Termelétricas autorizadas pela Aneel e acompanhadas pela fiscalização, a Usina de Santa Cruz apresenta 400 MW que para o ano de 2003 não existem restrições para a sua entrada em operação, de acordo com a Resolução GCE nº 109.

Furnas já investiu em 2002 US\$ 84,7 milhões na compra de dois turbogeradores da Siemens para a repotencialização da Usina de Santa Cruz. O primeiro conjunto conta com uma das turbinas e dois geradores, e já foi entregue à empresa. A segunda turbina está para ser entregue até o início de 2003. O aumento da capacidade acontecerá com a conclusão do ciclo aberto, que acontece em agosto de 2003. Está prevista para outubro de 2004 a implementação de ciclo combinado, com a instalação de uma nova caldeira (JORNAL DO COMMERCIO, 11/12/2002).

Em conformidade com o exposto, a Tabela 58 apresenta a magnitude da expansão e o respectivo cronograma de execução que foi considerado para a elaboração do cenário futuro do setor elétrico.

Tabela 58 – Usina Termelétrica de Santa Cruz, os critérios foram baseados em informações da direção da própria usina e da Aneel, 2003.

Ano	Potência MW	Fator de Carga	Combust.	Eficiência*	Energia Gerada GWh
2000/2003	600	70%	GN/O C	32%	3679,2
2004	1000	70%	GN/O C	32%	6132,0
2005/2010	1700	80%	GN	52%	11913,6
2011/2020	1700	90%	GN	52%	13402,8

*eficiência do ciclo aberto é de 32% e a do ciclo combinado é de 52%

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com informações da própria empresa (Usina Termelétrica de Santa Cruz) em relação ao seu consumo de combustíveis, houve um abandono do uso do óleo diesel e há uma substituição gradativa do óleo combustível pelo GN. O consumo do óleo combustível permanecerá constante enquanto o consumo do GN se amplia, até que no ano de 2005 seja definitivamente abandonado o óleo combustível e seja inaugurado o ciclo combinado na Usina, como pode ser observado na Tabela 59. O consumo dos respectivos combustíveis e as suas emissões correspondentes estão apresentados na Tabela 59 abaixo.

Tabela 59: Estimativa de Consumo de Combustíveis e emissões de CO₂ da Usina Termelétrica de Santa Cruz

Ano	GN (10 ⁶ M3)	Óleo Combustível (ton)	Emissões do setor elétrico		
			O Comb. Gg CO ₂	GN. Gg CO ₂	Total Gg CO ₂
2000/2003	121,6	935384,6	2874,4	236,7	3111,1
2004	912,7	935384,6	2874,4	1776,8	4651,2
2005/2010	2364,8	0	0	4603,7	4603,7
2011/2020	2660,5	0	0	5179,4	5179,4

Fonte: Elaboração Própria

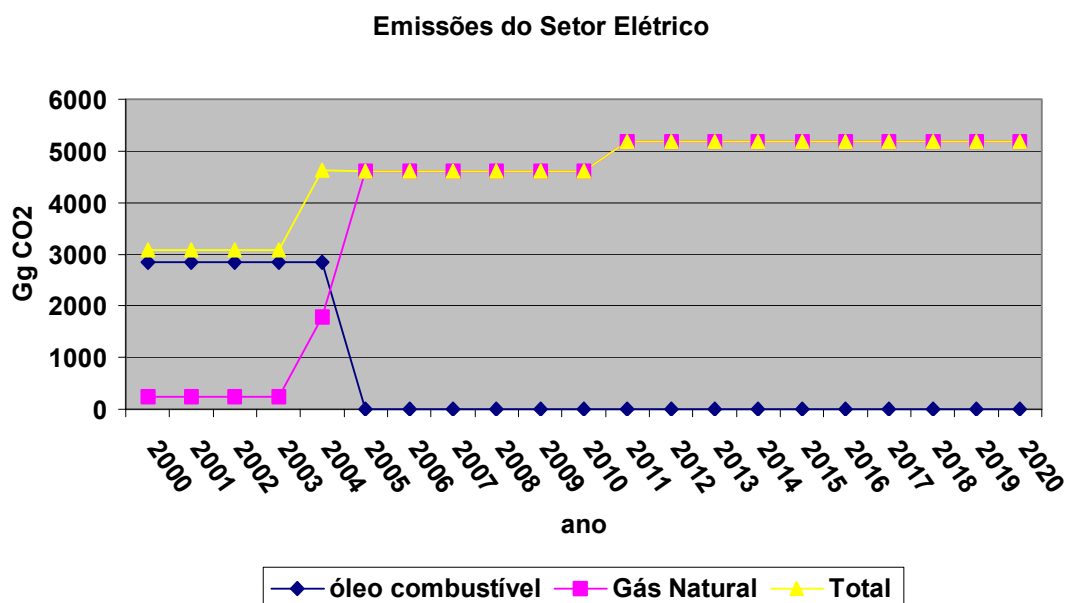


Figura 58 – Projeção da Evolução das emissões de CO₂ (Gg CO₂) no município do Rio de Janeiro referentes ao Setor Elétrico

IV.2 - Cenário de Referência Setor Residencial/Comercial

→ GLP

O GLP é o gás de botijão, um gás liqüefeito de petróleo, de uso essencialmente residencial e em menor participação no uso comercial em pequenos estabelecimentos. O comportamento previsto para a evolução do seu consumo foi o de vinculá-lo ao crescimento vegetativo da população, já que se espera uma saturação do seu crescimento de consumo individual.

Admitiu-se para a elaboração do cenário a manutenção do consumo per capita de 1998, projetando o consumo total ano a ano até 2020, em função das estimativas do crescimento populacional fornecidas pelo IPP (2000). O consumo de GLP no Município do Rio de Janeiro em 1998 foi de $144,3 \cdot 10^3$ ton.

Observa-se que existe uma parcela do consumo de GLP que está sendo substituída pelo gás canalizado devido à expansão da rede de distribuição. No entanto, os volumes envolvidos nesta substituição são pouco significativos em vista da majoritária participação do GLP no consumo do Setor Residencial/Comercial, onde o mesmo representou mais de 70% do total do Setor em 1998.

O consumo per capita adotado foi o de 1998, pois se optou pelo último dado real disponível, e não a estimativa do consumo anual de GLP para o ano de 1999. O consumo per capita de 1998 é de **25,9 kg de GLP/hab.**

Tabela 60 – Projeção do consumo e das emissões de GLP referentes exclusivamente ao mercado Residencial/Comercial

Ano	Projeção do consumo de GLP 10³ ton	Emissão de CO₂ Gg CO₂
2000	145,3	423,898
2001	145,7	425,000
2002	146,0	426,105
2003	146,4	427,213
2004	146,8	428,324
2005	147,2	429,437
2006	147,6	430,554
2007	147,9	431,673
2008	148,3	432,796
2009	148,7	433,921
2010	149,1	435,049
2011	149,5	436,180
2012	149,9	437,314
2013	150,3	438,451
2014	150,7	439,591
2015	151,0	440,734
2016	151,4	441,880
2017	151,8	443,029
2018	152,2	444,181
2019	152,6	445,336
2020	153,0	446,494

Fonte: Elaboração Própria

→ Gás Natural e Manufaturado

Conforme já apresentado, a concessão de distribuição do gás canalizado (Gás Natural e Manufaturado) no Município do Rio de Janeiro está a cargo da CEG, privatizada em 1997. Existe uma cláusula no contrato de licença de distribuição com o governo estadual, onde a CEG assume o compromisso de converter todo o gás canalizado para Gás Natural, no prazo de sete anos após a privatização, o que deveria ocorrer em 2004. No entanto, após dificuldades nas operações de conversão, a estimativa é a de que a conversão completa deva se finalizar ao longo de 2006, e somente em 2007 o gás canalizado será completamente de GN.

A infra-estrutura de distribuição necessária para o efetivo crescimento do mercado ainda está sendo construída, como demonstra os investimentos da CEG em expansão da rede de distribuição de gás canalizado, que foram responsáveis pela ampliação de 2246 km de rede em 1998 para 2349 km em 2001 (CEG, 2003). Para o ano de 2002, o investimento da CEG relacionado à renovação e à expansão da rede alcançou R\$140,6 milhões (ANP, 2002c).

A partir do consumo de gás canalizado para o mercado Residencial/Comercial em unidade de energia, para o período compreendido entre 1990 e 1999, foi calculada a sua respectiva taxa de crescimento. Na elaboração do cenário futuro, admitiu-se uma evolução do consumo total a uma taxa constante de 1990 até o ano de 2006, em unidade de energia, considerando que estão sendo realizados investimentos na expansão da rede de distribuição do gás canalizado. À medida que a expansão da rede prossegue, mais consumidores de GLP o substituem pelo gás canalizado. Como reflexo desta expansão, a CEG iniciou a campanha "Com Muito Gás 2000". A iniciativa é voltada para qualquer residência que ainda não utiliza o gás canalizado no município do Rio de Janeiro ou em Resende. A campanha permite uma linha direta de comunicação entre os domicílios que queiram solicitar a instalação do gás canalizado e a companhia (CEG, 2003).

A partir de 2007 adotou-se uma evolução do consumo em função do crescimento vegetativo da população, considerando o consumo per capita de 2007 de Gás Natural, prevendo que para este ano já terá havido a conversão total do gás canalizado para o Gás Natural. Importante observar que apenas uma parcela da população é atendida pelo gás canalizado. Assim, o consumo per capita neste caso é um instrumento usado para se estimar a projeção do consumo total de gás canalizado vinculado à taxa de crescimento populacional, não representando de fato o consumo individual, já que a maior parte da população não é atendida pela rede de distribuição.

Tabela 61 – Evolução do consumo total do mercado Residencial/Comercial, em unidade de energia, do município do Rio de Janeiro

		Consumo em TJ	Total TJ
1990	Gás Natural	196,35	2137,00
	Gás Manufaturado	1940,65	
1999	Gás Natural	1249,99	2722,71
	Gás Manufaturado	1472,72	
Taxa geométrica 1990/1999 (%)		2,7%	

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 62 abaixo apresenta as estimativas de consumo de gás canalizado em unidade de energia para o período compreendido entre os anos de 2000 a 2007, calculados a partir da taxa geométrica de 2,7% de crescimento. Foi considerada uma substituição gradativa do Gás Manufaturado pelo Gás Natural, prevendo-se para os últimos anos um ritmo um pouco mais lento na conversão.

Tabela 62: Consumo de Gás Canalizado em unidade de energia (TJ), para os anos de 2000 a 2007

Ano	Consumo total de gás canalizado (TJ)	Participação (%) do GN	Consumo GN (TJ)	Consumo GM (TJ)
2000	2796,22	50	1398,11	1398,11
2001	2871,72	60	1723,03	1148,69
2002	2949,26	70	2064,48	884,78
2003	3028,88	80	2423,10	605,78
2004	3110,67	85	2644,07	466,60
2005	3194,66	90	2875,19	319,47
2006	3280,91	95	3116,86	164,05
2007	3369,50	100	3369,50	0,00

Fonte: Elaboração Própria

O consumo de gás canalizado em TJ para o ano de 2007, utilizando a taxa geométrica de 2,7%, é de 3369,50 TJ (vide Tabela 62), que corresponde a $96,61 \cdot 10^6$ m³ de GN. Assim, o consumo per capita em 2007 é de 16,915 m³ de GN/hab, para o mercado Residencial/comercial. Em função do consumo per capita é calculada a projeção de consumo para o período de 2008 a 2020. A Tabela 63 abaixo apresenta a estimativa do consumo de gás canalizado e as suas respectivas emissões, para os anos de 2000 a 2020.

Tabela 63 –Projeção do consumo e das emissões devidas ao consumo de gás canalizado (GN e GM) para o mercado Residencial/Comercial

Ano	GN (10 ⁶ M3)	GM (10 ⁶ M3)	Emissões do setor Residencial e Comercial referente ao gás canalizado		
			GN Gg CO ₂	GM Gg CO ₂	Total Gg CO ₂
2000	40,088	95,135	78,042	103,036	181,078
2001	49,405	78,163	96,179	84,654	180,833
2002	59,195	60,205	115,238	65,205	180,443
2003	69,478	41,220	135,256	44,643	179,899
2004	75,813	31,750	147,591	34,387	181,978
2005	82,440	21,738	160,492	23,543	184,035
2006	89,370	11,163	173,982	12,090	186,072
2007	96,614	0,000	188,084	0,000	188,084
2008	96,867	0,000	188,578	0,000	188,578
2009	97,119	0,000	189,068	0,000	189,068
2010	97,372	0,000	189,560	0,000	189,560
2011	97,625	0,000	190,052	0,000	190,052
2012	97,879	0,000	190,547	0,000	190,547
2013	98,133	0,000	191,042	0,000	191,042
2014	98,388	0,000	191,539	0,000	191,539
2015	98,644	0,000	192,037	0,000	192,037
2016	98,901	0,000	192,536	0,000	192,536
2017	99,158	0,000	193,037	0,000	193,037
2018	99,416	0,000	193,538	0,000	193,538
2019	99,674	0,000	194,042	0,000	194,042
2020	99,933	0,000	194,546	0,000	194,546

Fonte: Elaboração Própria

→ Emissões Totais do Setor Residencial e Comercial

As emissões totais do Setor Residencial e Comercial do Município do Rio de Janeiro devido ao consumo de gás canalizado e de botijão estão apresentadas na Tabela 64 abaixo. Verifica-se uma certa estabilidade das emissões totais de gás no município neste setor, pois este consumo está fortemente vinculado ao crescimento vegetativo da população, que ocorre a uma taxa lenta. Pela Figura 59 pode-se observar que a estimativa do consumo de GLP é preponderante no setor residencial e comercial, embora o GN conquiste uma participação bastante significativa, crescendo a sua participação até 2007 e depois alcançando uma estabilidade.

Tabela 64: Estimativa das Emissões Totais do Setor Residencial e Comercial do Município do Rio de Janeiro para os anos de 2000 a 2020, compreendendo o GN, o GM e o GLP

Ano	Total das Emissões de CO₂ Gg CO₂
2000	604,976
2001	605,833
2002	606,548
2003	607,112
2004	610,302
2005	613,472
2006	616,626
2007	619,757
2008	621,374
2009	622,989
2010	624,609
2011	626,232
2012	627,861

Ano	Total das Emissões de CO ₂ Gg CO ₂
2013	629,493
2014	631,130
2015	632,771
2016	634,416
2017	636,066
2018	637,719
2019	639,378
2020	641,040

Fonte: Elaboração Própria

Emissões do Setor Residencial e Comercial

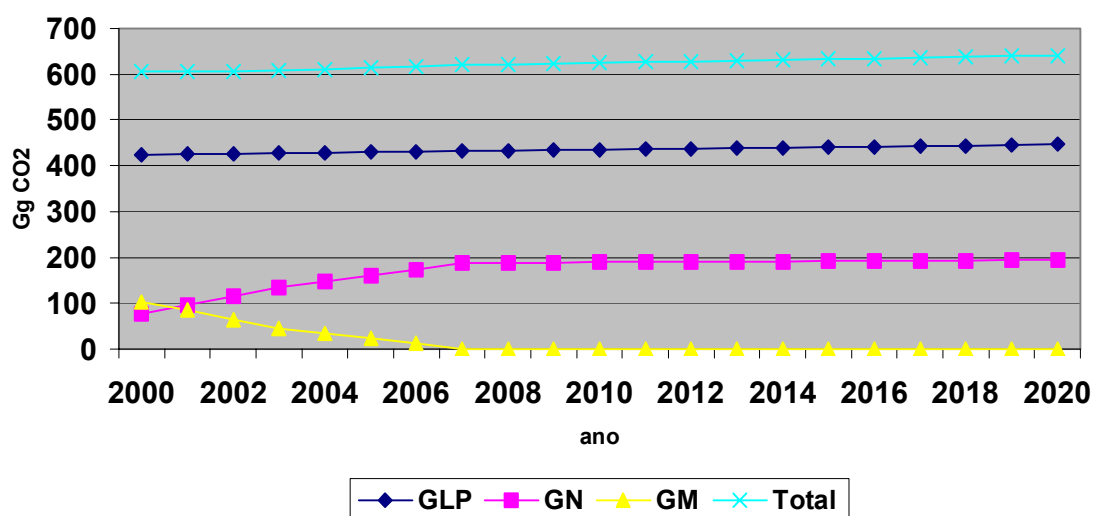


Figura 59: Estimativa de Emissões de CO₂ (Gg CO₂) do Setor Residencial e Comercial, 2000-2020.

IV.3 - Cenário de Referência Setor Industrial

→ Gás Natural e Manufaturado

O consumo de gás na Indústria para o município do Rio de Janeiro pode ser dividido em duas partes, uma para fins de uso combustível e uma outra utilizada como insumo para a Indústria petroquímica, mais especificamente a PROSINT QUÍMICA SA (produtora de metanol), que é um dos maiores consumidores individuais de gás natural do Estado do Rio de Janeiro. Conforme já foi discutido, o presente estudo não considera as emissões decorrentes da utilização petroquímica do GN na cidade, visto que o carbono proveniente do CH₄ é realocado para a composição do metanol (CH₃OH), após as devidas reações químicas do processo. Além disto, somente 0,3% do metanol produzido é destinado ao Município do Rio de Janeiro, sendo consumido por uma empresa que o utiliza em seu processo químico, não liberando o carbono para a atmosfera.

Quanto ao Gás manufaturado, este apresentou uma pequena participação na Indústria somente no começo da década de 1990, decrescendo a sua contribuição até um valor inexpressivo em 1999.

De acordo com a Tabela 65 abaixo, verifica-se que o consumo de GN para uso combustível referente ao ano de 1999 é menor do que para o ano de 1990, apresentando os valores de 212,3 10⁶ m³ e 268,2 10⁶ m³, respectivamente. No ano de 1998, o consumo para fins energéticos do GN apresentou o volume de 279,2 10⁶ m³, cerca de 32% maior do que o valor referente ao ano de 1999. Quanto aos demais decréscimos de consumo observados na década de 1990, o segundo maior foi o referente ao ano de 1993 que era 5,57% maior do que o consumo de 1994. Assim, pode-se perceber que o ano de 1999 apresentou um comportamento anômalo quanto ao consumo para uso combustível do GN no Setor Industrial. Além disto, na elaboração das projeções concluiu-se que seria necessário se recorrer ao consumo energético total da indústria, incluindo GN, Gás Manufaturado e o Óleo Combustível, sendo que este último apresenta valores disponíveis somente para o ano de 1998.

Tabela 65: Estimativa de Consumo para uso combustível e para uso petroquímico do Gás Natural (em 10^6 m^3) pelo Setor Industrial do Município do Rio de Janeiro:

Ano	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
combustível	268,2	296,9	288,2	274,4	259,9	280,6	280,8	278,1	279,2	212,3
Insumo (matéria prima)	70	73,9	77,9	81,8	85,8	89,7	93,6	100,3	96,9	106,7
Total	338,2	370,8	366,1	356,2	345,7	370,3	374,4	378,4	376,1	319

Fonte: Elaboração Própria

Em função do exposto acima, o intervalo assumido na elaboração do cenário futuro do Setor Industrial é o compreendido entre os anos de 1990 e 1998, desconsiderando para esta projeção o ano de 1999.

O consumo Industrial de Gás Natural teve um crescimento significativo na parte referente ao seu uso petroquímico, apresentando uma taxa de 4,1% no período de 1990/1998. No volume relativo ao consumo para uso combustível, manteve-se praticamente estável, com uma taxa de crescimento de 0,5%. Entretanto, esta pequena taxa não reflete a sua importância na participação térmica da Indústria, onde conquista cada vez mais espaço em função da redução do consumo de óleo combustível. O consumo de óleo combustível apresentou em 1998 menos do que um terço do seu consumo em 1990. Este decréscimo do consumo do óleo combustível permitiu que o GN aumentasse a sua participação como fonte térmica industrial de 43% em 1990 para 75% em 1998.

Na década de 1990, verificou-se uma taxa decrescente do PIB Industrial, alcançando uma redução à taxa de - 4,1% entre 1990 e 1998. O consumo de energia térmica na Indústria apresentou em 1998 cerca de 60% do consumo de 1990.

Usou-se uma metodologia diferenciada para a projeção do consumo Industrial de gás, admitindo que a obtenção de energia térmica na Indústria baseia-se no consumo (para uso combustível) de Gás Natural, Gás Manufaturado (no início da década de 1990) e Óleo Combustível.

A partir do consumo total do município do Rio de Janeiro de Óleo Combustível, desconta-se a parte devida à geração elétrica (Usina Termelétrica de Santa Cruz), e o restante considera-se usado como combustível na Indústria.

Uma vez obtida a taxa de variação da energia térmica total usada na Indústria, para o período de 1990 a 1998, e fazendo uso da taxa de variação do PIB Industrial para o mesmo período, é possível se obter a Elasticidade-Renda deste consumo de energia térmica para a Indústria. Mantendo constante a Elasticidade-Renda até o ano de 2020, e de posse dos valores futuros da projeção do PIB Industrial (ver Tabela 66), pode-se estimar a taxa geométrica do consumo de energia térmica projetada para o ano de 2020. Mantém-se a razão de 75% de participação de Gás Natural e de 25% de participação do Óleo Combustível para as projeções até o ano 2020.

O Gás Natural utilizado como matéria-prima (insumo) Industrial apresentou para o período entre 1990 e 1998 uma taxa de consumo cerca de oito vezes maior do que a taxa de consumo industrial do GN para fins comburentes. Como o PIB Industrial decresceu na década de 1990 e o consumo para uso petroquímico do GN cresceu muito acima do consumo para uso combustível, optou-se pela sua (uso petroquímico) desvinculação da variação do PIB Industrial. Considerou-se, para a projeção até 2010, uma taxa de crescimento do seu consumo igual a 2%, que corresponde à metade de sua taxa de crescimento do período 1990/1998. Para o período entre 2010 e 2020, a taxa de crescimento considerada foi de 1%, pois se admite uma gradual saturação da demanda futura do mercado de metanol.

Tabela 66 – Variação do consumo de energia Térmica Total (TJ) na Indústria para o município do Rio de Janeiro (uso combustível do GN)

	O C (TJ)	GN (TJ)	GM (TJ)	Total(TJ)
1990	11998	9353	350	21701
1998	3229	9736	26	12991
Taxa de variação anual da Energia Térmica para o período 1990/1998			-6,2%	
Taxa de variação anual do PIB Industrial para o período 1990/1998			-4,1%	
Elasticidade-Renda do consumo térmico Industrial para o período 1990/1998			1,51%	

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 67: Taxas geométricas de crescimento das estimativas do PIB Industrial e os respectivos períodos considerados no estudo:

Período	Taxa de variação (% ao ano)	
	PIB do Setor Industrial*	Consumo Térmico do Setor Industrial**
1998/2000	-0,82	-1,24
2000/2005	0,15	0,23
2005/2010	0,13	0,20
2010/2015	0,37	0,56
2015/2020	0,36	0,54

Fonte: Elaboração Própria

*a partir da tabela Tabela 59

**a partir do produto entre a elasticidade renda de 1,51 mantida constante e as variações anuais do PIB do Setor Industrial para cada período

Tabela 68: Projeção do consumo de Gás Natural e de Óleo Combustível no Setor Industrial do Município do Rio de Janeiro para o período entre 2000 e 2020

Ano	Óleo Combustível (ton)	Consumo de GN do Setor Industrial (10 ⁶ m3)		
		Uso Petroquímico	Uso Combustível.	Total
2000	78955,764	108,834	272,483	381,317
2001	79137,363	111,011	273,110	384,121
2002	79319,379	113,231	273,738	386,969
2003	79501,813	115,496	274,367	389,863
2004	79684,665	117,805	274,998	392,803
2005	79867,940	120,162	275,631	395,793
2006	80027,673	122,565	276,182	398,747
2007	80187,731	125,016	276,735	401,751
2008	80348,106	127,516	277,288	404,804
2009	80508,805	130,067	277,843	407,910
2010	80669,822	132,668	278,398	411,066
2011	81121,573	133,995	279,957	413,952
2012	81575,854	135,335	281,525	416,860
2013	82032,677	136,688	283,102	419,790
2014	82492,061	138,055	284,687	422,742
2015	82954,019	139,435	286,281	425,716
2016	83401,969	140,830	287,827	428,657
2017	83852,343	142,238	289,381	431,619
2018	84305,147	143,660	290,944	434,604
2019	84760,394	145,097	292,515	437,612
2020	85218,096	146,548	294,095	440,643

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 69: Estimativa das Emissões do Setor Industrial do Município do Rio de Janeiro para os anos de 2000 a 2020, compreendendo o GN e o Óleo Combustível

Ano	Emissões do Setor Industrial (Gg CO ₂)		
	Óleo Combustível	GN	Total
2000	242,624	530,459	773,083
2001	243,182	531,679	774,861
2002	243,741	532,902	776,643
2003	244,302	534,128	778,430
2004	244,864	535,356	780,220
2005	245,427	536,588	782,015
2006	245,918	537,661	783,579
2007	246,410	538,736	785,146
2008	246,903	539,814	786,717
2009	247,396	540,893	788,289
2010	247,891	541,975	789,866
2011	249,279	545,010	794,289
2012	250,675	548,062	798,737
2013	252,079	551,131	803,210
2014	253,491	554,218	807,709
2015	254,910	557,321	812,231
2016	256,287	560,331	816,618
2017	257,671	563,357	821,028
2018	259,062	566,399	825,461
2019	260,461	569,457	829,918
2020	261,868	572,532	834,400

Fonte: Elaboração Própria

Pela Tabela 68 verifica-se que o consumo de GN para uso petroquímico mantém uma participação expressiva na estimativa do consumo total de GN para o Setor Industrial,

passando de cerca de 29% no ano de 2000 para 33% em 2020. No entanto, as estimativas do consumo de GN para uso combustível crescem a uma taxa modesta (Tabela 66), devido às perspectivas de crescimento do PIB do Setor Industrial apresentarem-se igualmente baixas.

Como pode ser observado pela Figura 60 abaixo, as estimativas das emissões devidas ao uso do GN pelo Setor Industrial são superiores às do óleo combustível, pois já no final da década de 1990 o GN vem a ser o principal energético consumido no Setor Industrial.

Emissões do Setor Industrial

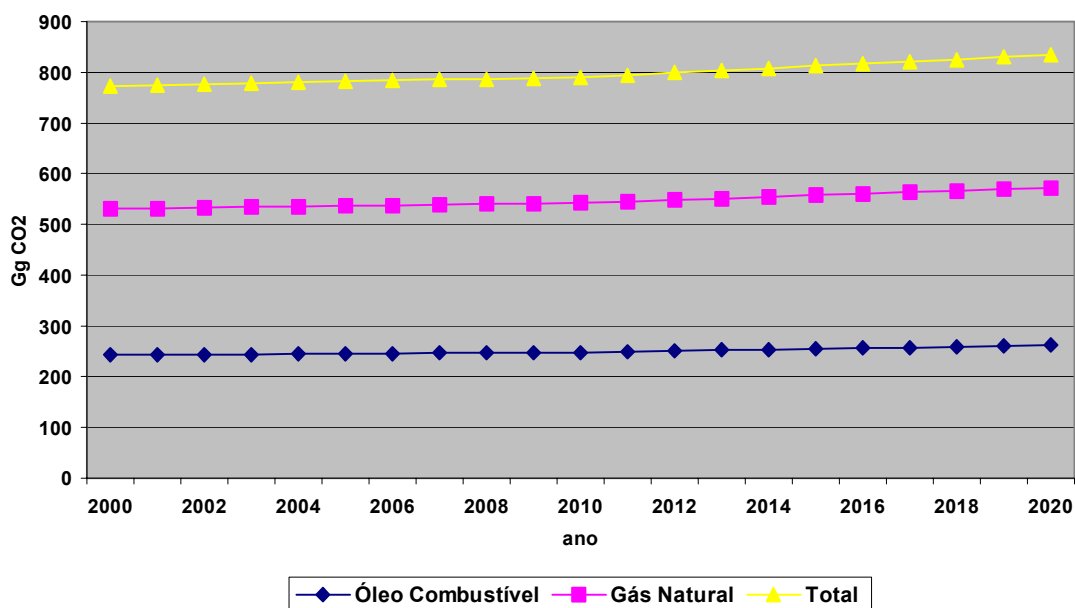


Figura 60: Estimativa de Emissões de CO₂ (Gg CO₂) do Setor Industrial, 2000-2020.

IV.4 – Cenário de Referência Setor Automotivo

O uso do Gás Natural Veicular-GNV no Estado do Rio de Janeiro dispõe de dois incentivos econômicos, um deles é o IPVA reduzido com relação à gasolina e o outro é o financiamento dos kits de conversão para os táxis pela Caixa Econômica Federal. Além dos referidos incentivos econômicos, a relação quilômetro rodado pelo veículo por preço de combustível gasto, no caso do GNV apresenta-se mais atrativo do que quando comparado à gasolina e mesmo ao álcool. Tomando como referência um veículo que roda 100 Kms por dia e a partir do preço médio da gasolina na data de 27/11/2001 R\$1,80 o litro, e o de GNV no valor do dia 27/11/2001 R\$0,75 m³, a Gás Brasil (2002) elaborou a seguinte comparação:

Tabela 70: Comparação econômica GNV X gasolina (em Reais de 27/11/2001)

Veículo	Economia Dia	Economia mês	Economia ano
Popular	12,24	367,20	4.404,00
Kombi	16,49	494,70	5.936,40
F 1000/C20	22,01	660,30	7.923,60
S-10/Ranger	20,62	618,60	7.423,30
Vectra/Santana	15,00	450,00	5.400,00
Auto 6 cil.	24,34	730,20	8.762,40

Fonte: Gás Brasil, 2002

Ainda segundo os valores de 27/11/2001, para cada R\$50,00 gastos com GNV ou gasolina, para o primeiro o veículo percorre cerca de 800 kms, e no caso do veículo a gasolina, este percorre cerca de 300 kms (GAS BRASIL, 2002). Somado a isto está a crescente disponibilidade do GNV a partir do aumento acelerado da quantidade de postos de Abastecimento de GNV no Município. No ano de 2002 o Município do Rio de Janeiro apresentou 101 postos de abastecimento em 56 bairros da cidade, valores obtidos a partir da relação de postos de Abastecimento de GNV da Gás Brasil (GAS BRASIL, 2002). A Tabela 71 abaixo apresenta como foi a evolução da quantidade de Postos de Abastecimento e de veículos convertidos no Município do Rio de Janeiro, em

que se pode verificar que o GN utilizado no Setor Automotivo conquistou e conquistará um papel cada vez mais expressivo.

Tabela 71: Evolução do GNV no Município do Rio de Janeiro

Ano	Veículos Convertidos	Postos de Abastecimento
1993	4000	9
1994	8000	12
1995	6400	21
1996	4800	21
1997	9200	21
1998	27200	23
1999	45200	28
2000	63200	60

Fonte: RIBEIRO, 2001

A estimativa do consumo de GNV no Município do Rio de Janeiro foi fornecida pela diretoria de planejamento da CEG, para os anos de 2000 a 2005, e pode ser observado na Tabela 72 abaixo.

Tabela 72: Estimativa do Consumo de GNV (10^6 m³) no Município do Rio de Janeiro para os anos de 2000 a 2005

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consumo	146,7	209,7	254,7	306,9	353,7	396,0
Taxa de crescimento		43%	21%	20%	15%	12%

Fonte: CEG, 2000

A taxa de crescimento para o período entre 2000 e 2005 foi de 22%. No entanto, como pode ser observado na Tabela 72, as taxas de crescimento ano após ano apresentam uma tendência declinante, pois é um mercado que tem espaço para crescer, porém não suporta um crescimento a taxas altas por um longo período.

Assim, aplicou-se por hipótese uma taxa de 6% de crescimento ao ano no consumo de GNV de 2005 a 2015, ou seja, metade da taxa apresentada de 2004 para 2005. Para o período entre 2015 e 2020, optou-se por uma taxa de crescimento anual do consumo de 3%. Os valores estimados de consumo de GNV para 2005 e 2020 podem ser observados na Tabela 73 a seguir.

Tabela 73: Estimativas do consumo e das emissões de Gás Natural do Setor Automotivo do Município do Rio de Janeiro para o período entre 2000 e 2020

Ano	Consumo de GNV do Setor Automotivo (10⁶ m3)	Emissões do Setor Automotivo de GNV (Gg CO₂)
2000	146,700	285,590
2001	209,700	408,236
2002	254,700	495,840
2003	306,900	597,461
2004	353,700	688,569
2005	396,000	770,917
2006	419,760	817,172
2007	444,946	866,203
2008	471,642	918,174
2009	499,941	973,266
2010	529,937	1031,661
2011	561,734	1093,562
2012	595,438	1159,175
2013	631,164	1228,725
2014	669,034	1302,449
2015	709,176	1380,596
2016	730,451	1422,013
2017	752,365	1464,675
2018	774,936	1508,615
2019	798,184	1553,873
2020	822,129	1600,489

Fonte: Elaboração Própria

Pelas estimativas de evolução das emissões apresentadas na Tabela 73 para o período compreendido entre 2000 e 2020 observa-se que estas emissões crescerão cerca de 5,6 vezes, refletindo uma importância cada vez maior do uso do GNV no Município do Rio de Janeiro.

IV.5 – Cenário de Referência Emissões Fugitivas

Como já visto, as emissões fugitivas de CH₄ podem surgir da produção, transmissão, processamento e uso do GN e do GM. Como pode ser observado pela Tabela 74 abaixo, o GM apresenta uma participação desprezível nas estimativas de emissões fugitivas de metano do Cenário de Referência, pois se considera uma progressiva redução do seu consumo até o completo abandono em 2007. Foi adotado como estimativa de emissões fugitivas o valor de 4% do consumo total de todos os Setores para o período entre 2000 e 2010 e de 2% para os anos de 2011 a 2020, para ambos os gases. Os valores de 4% e 2% foram adotados em função da programação de investimentos futuros pela CEG na rede de gás canalizado, e também devido às intervenções contra vazamentos realizadas na ponta do consumo.

A Tabela 74 a seguir apresenta as estimativas das emissões fugitivas de CH₄ do Município do Rio de Janeiro para o período entre 2000 e 2020, elaborada a partir da projeção total de consumo de GN e de GM na cidade para o mesmo período. Foram adotados os valores disponibilizados pela CEG referentes à composição em volume de CH₄, sendo 87,35% para o GN e de 26,08% para o GM (CEG, 2003). A massa específica do CH₄ adotada é de 0,716 kg/m³.

Tabela 74: Estimativa do Cenário de Referência das emissões fugitivas de Metano (Gg CH₄) do Município do Rio de Janeiro para o período entre 2000 e 2020:

Ano	Emissões de Metano devido ao uso do GM (Gg CH₄)	Emissões de Metano devido ao uso do GN (Gg CH₄)	Emissões Fugitivas de Metano do Cenário de Referência (Gg CH₄)
2000	0,71	17,25	17,96
2001	0,58	19,13	19,72
2002	0,45	20,58	21,03
2003	0,31	22,21	22,52
2004	0,24	43,40	43,64
2005	0,16	81,03	81,19
2006	0,08	81,87	81,96
2007	0,00	82,76	82,76
2008	0,00	83,51	83,51
2009	0,00	84,30	84,30
2010	0,00	85,14	85,14
2011	0,00	46,70	46,70
2012	0,00	47,17	47,17
2013	0,00	47,65	47,65
2014	0,00	48,17	48,17
2015	0,00	48,71	48,71
2016	0,00	49,01	49,01
2017	0,00	49,33	49,33
2018	0,00	49,65	49,65
2019	0,00	49,98	49,98
2020	0,00	50,32	50,32

Fonte: Elaboração Própria

V - BALANÇO DA CONTRIBUIÇÃO AO EFEITO ESTUFA DECORRENTE DA PENETRAÇÃO DO GN NO MUNICÍPIO DO RIO DE JANEIRO

O objetivo deste capítulo é o de calcular o balanço líquido em relação às emissões de CO₂ devido à penetração do GN na matriz energética do Município do Rio de Janeiro. Pretende-se investigar, através de hipóteses e premissas plausíveis, se o uso do GN contribui ou não à mitigação do efeito estufa. A partir do estudo de caso em questão, almeja-se entender e traçar paralelos no contexto nacional. O presente estudo, apesar de não apresentar a pretensão de uma simples extrapolação direta para o Brasil, sem dúvida proporcionará elementos importantes para a análise do uso do GN e os seus reais impactos.

Como já foi apresentado, o gás canalizado teve início em 1851 no Rio de Janeiro, com a instalação de uma fábrica de gás manufacturado a partir do carvão. Em 1967, se inicia o craqueamento catalítico do nafta, sendo abandonado o uso do carvão como matéria-prima para o gás manufacturado. Em 1937 o Brasil começa a importação de GLP e no ano de 1955 tem início a produção de GLP nacional através do refino do petróleo. A partir do início da década de 1980 o GN se introduz na matriz energética e passa a ser utilizado para a produção do Gás Manufacturado e do GLP, além de começar a ser consumido diretamente pelo Setor Industrial, e posteriormente para os Setores Elétrico, Residencial/Comercial e Automotivo.

Assim, o presente estudo se propõe a calcular a influência efetiva ao efeito estufa decorrente do consumo do GN na cidade, que se apresenta muito recente. O período considerado é o correspondente aos anos entre 1990 a 2020, no qual já foram apresentadas as estimativas de consumo da matriz energética do município, tanto para o período passado de 1990 a 2000, como as projeções futuras para o intervalo de 2000 a 2020. A partir destas referidas estimativas de consumo do GN e do seu concorrente o óleo combustível, além dos volumes envolvidos em relação ao gás manufacturado, constituiu-se um cenário de referência, o qual desempenhará um papel fundamental dentro das hipóteses de ausência de GN que serão apresentadas a seguir.

Para ambas as hipóteses de ausência do uso do GN, o estudo assume que nestes exercícios o Brasil não tenha tido a penetração do GN em sua matriz energética. Assim, nas duas hipóteses não há a participação de termelétricas a GN no fornecimento de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil como um todo. Em todos os cenários deste trabalho é considerada somente a Usina Termelétrica de Santa Cruz como participante termelétrico da energia elétrica consumida da rede no Município do Rio de Janeiro.

Cenário Hipótese A

Recorrendo ao critério da equivalência energética, a Hipótese A constará de uma mesma evolução do consumo energético para todos os Setores apresentada no cenário de referência, mas sem a presença do GN. Assim, o estudo poderá comparar o comportamento das emissões com e sem a presença do GN para um mesmo modelo de consumo e dinâmica das atividades.

Para o Setor Residencial/Comercial, o cenário hipotético substituirá o GN pelo Gás Manufaturado. No Setor Elétrico o GN será substituído pelo óleo combustível. Em relação ao Setor Automotivo, o respectivo consumo de GN será substituído pelo gasool (mistura de álcool a gasolina). Quanto ao Setor Industrial, o GN será inteiramente substituído pelo óleo combustível.

Cenário Hipótese B

Esta hipótese considera que a disponibilidade do GN proporcionou uma oportunidade de sua utilização, levando à implementação de determinados empreendimentos que não existiriam na ausência do GN. A Hipótese B assume que os serviços fornecidos por estes empreendimentos permaneceriam sendo atendidos a partir da energia elétrica da rede (Sistema Elétrico interligado), caso não houvesse a oportunidade oferecida pelo GN.

O Plano Decenal de Expansão, 2001-2010 considerou que atualmente o planejamento do setor elétrico necessita de estudos prospectivos mais elaborados para energéticos como o Gás Natural, carvão, biomassa, energia eólica, etc., a fim de garantir a consistência e a confiabilidade deste planejamento (BAJAY & BADANHAN, 2002). Assim, observa-se que a dinâmica da geração de energia elétrica por fonte termelétrica é perturbada pela presença do GN. Isto sugere que a sua ausência corresponderia a uma diferente característica da expansão da capacidade de geração de energia elétrica do País, não podendo ser mantidas as mesmas projeções de maior participação térmica com a simples substituição do GN pelo óleo combustível.

De acordo com o exposto acima, a Hipótese B admite que a indisponibilidade do GN e a conseqüente ausência de programas governamentais e estímulos logísticos para a expansão da geração elétrica a partir do GN resultariam na não existência do plano de expansão da capacidade instalada da Usina Termelétrica de Santa Cruz, incluída no Cenário de Referência do Setor Elétrico (Tabela 58). Portanto, a Hipótese B considera a manutenção de uma capacidade instalada de 600 MW pela Usina, com consumo exclusivo de óleo combustível (com exceção do óleo diesel consumido para a partida da caldeira).

A Hipótese B, a partir da análise das características dos empreendimentos de cogeração no município, adotou algumas aproximações. Esta hipótese considera que estes empreendimentos, bem como os de climatização, não ocorreriam na ausência do GN. Na Hipótese B o Setor Industrial e o Residencial/Comercial descontam do seu consumo o volume correspondente à cogeração e à climatização, respectivamente. O volume de GN remanescente nestes Setores é substituído pelo óleo combustível (Setor Industrial) e pelo gás manufacturado (Setor Residencial/Comercial).

Como será discutido abaixo, conclui-se que a quase totalidade dos empreendimentos de cogeração na cidade consome o GN para geração de energia elétrica e para o atendimento energético dos chillers de absorção usados nas centrais de refrigeração de ambiente. Em função desta observação, foi considerado que os empreendimentos de cogeração e climatização apresentaram a sua implementação motivada pelas

oportunidades oferecidas pelo GN, em detrimento da utilização da energia elétrica da rede (Sistema Elétrico) para a obtenção da própria energia elétrica e a partir daí, da refrigeração por motores de compressão elétricos.

Os empreendimentos de cogeração no Município do Rio de Janeiro são recentes, com início no ano de 1996 (vide Tabela 75). Neste ano (1996) a cogeração representou pouco mais de 3% do consumo total do Setor Industrial. Já em 1998, a cogeração representou significativos 13% do consumo de GN do mercado industrial, mantendo esta mesma participação percentual em 1999. Os empreendimentos exclusivamente de climatização, sem geração de energia elétrica, são ainda mais recentes, com o seu início em dezembro de 1999, com a implementação deste sistema num posto de GNV da própria CEG. Os empreendimentos de climatização que se seguiram foram inaugurados ao longo do ano de 2000 (vide Tabela 76). O volume de GN consumido nos empreendimentos de climatização não é muito significativo, sendo contabilizado no Setor Residencial/Comercial.

A Tabela 75 e 76 abaixo apresenta o consumo de GN em cogeração e climatização

Tabela 75: Vendas de Gás Natural (em mil m³) para os empreendimentos de cogeração no Município do Rio de Janeiro:

Ramo de atuação		1996	1997	1998	1999	2000
Ind. de bebidas	Brahma	11358,1	36234,6	43631,9	35412,8	43196,9
Shopping Center	Norte Shopping	417,8	2675,7	3312,1	2571,9	3496,7
	Ilha Plaza	862,9	1790,2	1914,5	1913,9	1650,9
Televisão	Projac*	-	-	-	-	2344,5
Total		12638,8	40700,5	48858,5	39898,6	48344,5

*implementou a cogeração em setembro de 2000

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CEG, 2000 e 2001

Tabela 76: Vendas de Gás Natural (em mil m³) para os empreendimentos de climatização no Município do Rio de Janeiro:

Ramo de atuação		Início de operação em 2000	1999	2000
CONDOMÍNIO	Paskin	Maio	-	10,17
COMERCIO	Audi	Março	-	108,83
SERVIÇOS	Prédio CEG	Novembro	-	3,10
SERVIÇOS	Posto GNV CEG	Dezembro de 1999	1,34	16,08
Hiper-mercado	Bon Marché	Dezembro	-	78,33
TOTAL			1,34	216,51

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CEG, 2001

O Shopping Center Fashion Mall implementou um sistema de climatização em janeiro de 2001, e neste mesmo mês consumiu 104,02 mil m³ de GN, verificando-se um consumo expressivo em relação aos outros empreendimentos de climatização. No entanto, constata-se uma tendência maior pela adoção de cogeração nos Shopping Centers, como a adotada pelo Norte Shopping, Ilha Plaza e o Carioca Shopping, inaugurado em maio de 2001, sendo este último o único shopping do Município do Rio de Janeiro totalmente auto-suficiente em relação à energia elétrica, através de sua central de cogeração a partir do GN.

A Diretoria de Planejamento da CEG forneceu as estimativas de consumo para cogeração e climatização do Município do Rio de Janeiro para o período entre 2001 e 2005, que estão apresentadas na Tabela 77 a seguir, juntamente com os valores reais de 2000 já apresentados.

Tabela 77: Estimativa do consumo de GN (10⁶ m³) referentes à co-geração e à climatização no Município do Rio de Janeiro, 2001-2005:

Ano	2000*	2001	2002	2003	2004	2005
Co-geração	48,3445	71,0000	81,6500	93,8975	112,23568	128,62209
Climatização	0,2165	3,4000	4,4200	5,2480	5,5104	5,78592

*valores reais, Fonte: CEG, 2001

A partir do Banco de Informações de Geração – BIG da Aneel, 2003 e do Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (SFG, ANEEL, 2003), serão apresentadas as iniciativas de geração de energia elétrica no município do Rio de Janeiro que apresentam como destino da energia a Autoprodução de Energia ou a Produção Independente de Energia, associadas ou não à co-geração e que utilizam como combustível o GN.

Tabela 78: Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica em operação no Município do Rio de Janeiro em 2002

Usina	Potência (KW)	Destino da Energia
Brahma	13080	PIE
Projac-Central Globo de Produção*	4.950	APE
Carioca Shopping*	3200	APE
Latasa Santa Cruz	2240	APE

*Co-geração, PIE - Produção Independente de Energia; APE - Autoprodução de Energia

Fonte: Aneel, 2003

Tabela 79: Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Outorgados pela Aneel entre 1998 e 2002 e que não iniciaram sua construção a ser localizada no Município do Rio de Janeiro

Usina	Potência (KW)	Destino da Energia
Rio de Janeiro Refrescos Coca-Cola*	4.800	APE
CEG	4.984	APE
Cenpes Petrobrás*	3.200	APE

*Co-geração, PIE - Produção Independente de Energia; APE - Autoprodução de Energia

Fonte: Aneel, 2003

Nos empreendimentos reportados pela Aneel, 2003 não constam o Ilha Plaza Shopping e o Norte Shopping, que pelo Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980-1997 apresentam 4 e 1 MW de potência, respectivamente. Pelos dados fornecidos pela CEG (2000 e de 2001) referentes até janeiro de 2001, estes dois Shoppings são empreendimentos de co-geração no Município do Rio de Janeiro, bem como a cervejaria Brahma, que diferentemente do considerado pela CEG, a Aneel (2003) não a classifica como empreendimento de co-geração, e sim somente como Usina Termelétrica.

Assim, permite-se supor que a Brahma utiliza o GN exclusivamente para geração de energia elétrica. A Latasa Santa Cruz (fábrica de latas de alumínio), por sua vez, utiliza o GN para ser queimado nos fornos que fazem a secagem da tinta e verniz aplicados às latas, e a partir do início do ano de 2002 implementou geradores de energia elétrica em suas instalações que operam a GN, permitindo uma autonomia de 50% em relação ao consumo da rede. A motivação para os investimentos na auto-produção de energia elétrica foi o da economia obtida pelo menor consumo de eletricidade da rede. (BRASIL ENERGIA, 01/02/2002). Importante ressaltar que os volumes de GN destinados aos fornos consumidos pela Latasa Santa Cruz não estão incluídos nos volumes de GN envolvidos na geração de energia elétrica. O Projac-Central Globo de Produção e os Shoppings Carioca Shopping, Ilha Plaza Shopping e o Norte Shopping empregam a cogeração para geração de energia elétrica e para as suas respectivas centrais de refrigeração. Os Empreendimentos de Co-geração de Energia Elétrica Outorgados pela Aneel e que apresentam perspectivas em curto prazo de implementação na cidade são os referentes à Rio de Janeiro Refrescos Coca-Cola e ao Cenpes Petrobrás, somados à CEG que pretende construir uma autogeração de eletricidade.

Assim, uma característica verificada é a de que os empreendimentos citados acima optaram pelo uso do GN em substituição aos serviços que a rede do Sistema Elétrico proporcionava, como principalmente o fornecimento de energia elétrica concomitante ou não a um sistema de refrigeração, inclusive a Rio de Janeiro Refrescos Coca-Cola. Este último afirma que a viabilidade econômica da sua co-geração depende do custo da

energia elétrica no mercado (FIRJAN, 2002). Além da energia elétrica e da água gelada para a refrigeração, a co-geração do Rio de Janeiro Refrescos Coca-Cola propiciará vapor para utilidades e futuramente prevê ainda a possibilidade de geração de gás carbônico. No entanto, a motivação do empreendimento é a garantia do fornecimento de energia elétrica ininterrupto, mais importante do que a própria economia financeira alcançada. A fábrica é alimentada por duas linhas independentes da concessionária de energia e eventualmente ocorrem falhas no fornecimento. Dependendo da parada, a produção não pode ser retomada imediatamente após o retorno do abastecimento (REVISTA ELO, 2002).

V.1 - Resultados Setoriais do Balanço das Emissões

A contribuição efetiva do GN ao efeito estufa será estimada a partir da diferença de emissões de CO₂ entre cada cenário (Hipótese A e B) hipotético de ausência de GN e o cenário de referência (Capítulo V).

Caso a diferença entre os cenários de ausência de GN e o cenário de referência resulte em um valor acima de zero, significa que esta diferença corresponde a emissões evitadas pelo uso do GN, ou seja, nesta situação o uso do GN está contribuindo para a mitigação do efeito estufa. Caso esta diferença seja um valor menor que zero (apresente um valor de sinal negativo(-)), significa que nesta situação o uso do GN está contribuindo para o aumento do efeito estufa.

V.1.a – Setor Elétrico

O Setor Elétrico foi assumindo um destacado papel na participação das emissões totais do MRJ ao longo da década de 1990, passando de 3% no início da década (1990) para cerca de 13% em 1996 e 15% em 1998 (vide Tabelas 46, 48 e 50). Isto se deveu ao aumento do Fator de Carga da Usina Termelétrica de Santa Cruz (vide Figura 39) principalmente a partir do ano de 1996. O óleo combustível foi o energético preponderante em toda a década de 1990, fazendo com que as emissões do Cenário de Referência praticamente não se distingam das emissões dos Cenários Hipóteses A e B até o ano de 2003. De acordo com o planejamento da própria Usina, a expansão da

Capacidade Instalada e do Fator de Carga será baseada no uso exclusivo do GN (vide Tabela 58). Assim, o Cenário de Referência prevê que em 2004 a Usina não consuma mais o óleo combustível, e como a Hipótese A considera que esta expansão (da Capacidade da Usina) ocorreria mesmo num cenário de ausência de GN, obviamente as emissões do Cenário Hipótese A (uso exclusivo do óleo combustível) são muito superiores ao Cenário de Referência (uso exclusivo de GN) a partir do ano de 2004, apresentando um valor de cerca de 37% maior ao longo dos anos entre 2005 a 2020.

Já o Cenário Hipótese B apresenta emissões significativamente menores às relativas ao Cenário de Referência, atingindo de 2004 a 2010 cerca de 30% de redução, e no intervalo entre 2011 a 2020 alcança uma redução de cerca de 38%. Esta Hipótese B, como já discutido, mantém a mesma Capacidade Instalada de 600 MW até o ano de 2020. A expansão da Usina no Cenário de Referência atingirá 1700 MW, que apesar do consumo ser exclusivo a GN, apresenta emissões maiores do que se a mesma Usina permanecesse operando somente a óleo combustível e com 600 MW de potência. Nas circunstâncias previstas pela Hipótese B, a partir de 2004 o uso do GN pelo Cenário de Referência do Setor Elétrico contribuiria para o aumento da concentração de GEE na atmosfera, favorecendo a intensificação do efeito estufa.

Tabela 80: Balanço das Emissões do Setor Elétrico, 1990-2020

Ano	Setor Elétrico: Cenário de Referência Gg CO₂	Setor Elétrico: Cenário Hipótese A Gg CO₂	Setor Elétrico: Cenário Hipótese B Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência (Gg CO₂)
1990	217,41	217,55	217,55	0,14	0,14
1991	133,59	133,71	133,71	0,12	0,12
1992	122,65	122,67	122,67	0,02	0,02
1993	219,81	224,57	224,57	4,76	4,76
1994	274,88	281,18	281,18	6,30	6,30
1995	225,22	231,08	231,08	5,86	5,86
1996	878,12	885,22	885,22	7,10	7,10
1997	883,94	906,86	906,86	22,92	22,92
1998	1056,24	1093,42	1093,42	37,18	37,18
1999	1934,68	1989,75	1989,75	55,07	55,07

Ano	Setor Elétrico: Cenário de Referência Gg CO ₂	Setor Elétrico: Cenário Hipótese A Gg CO ₂	Setor Elétrico: Cenário Hipótese B Gg CO ₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência (Gg CO ₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência (Gg CO ₂)
2000/2003	3111,10	3199,18	3199,18	88,08	88,08
2004	4651,20	5312,41	3199,18	661,21	-1452,02
2005/2010	4603,70	6316,99	3199,18	1713,29	-1404,52
2011/2020	5179,40	7106,88	3199,18	1927,48	-1980,22

Fonte: Elaboração Própria

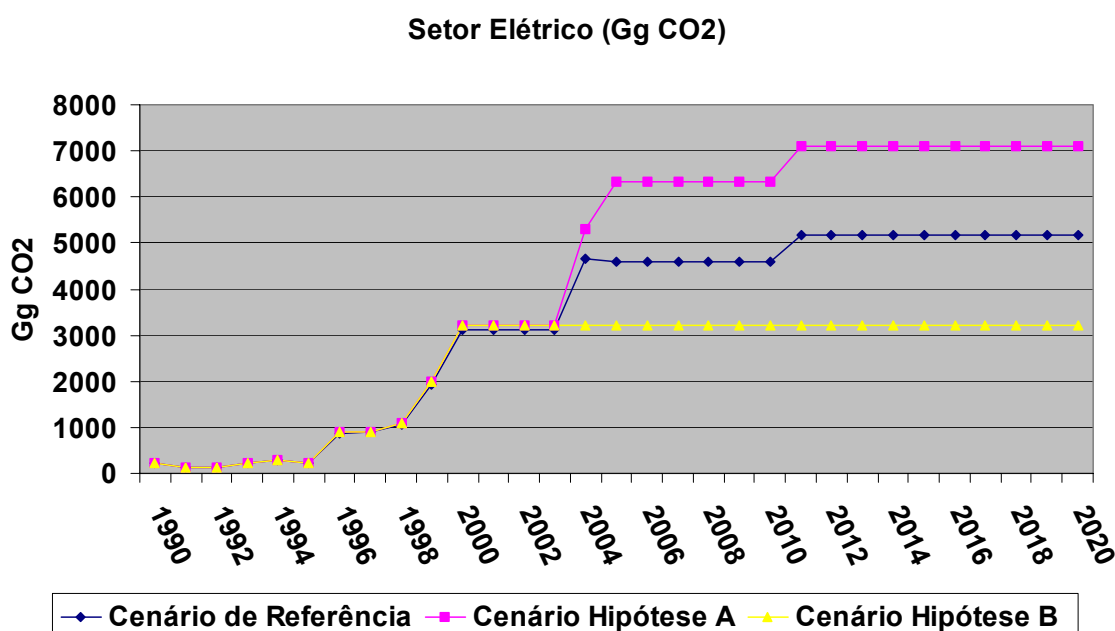


Figura 61: Balanço das Emissões do Setor Elétrico, 1990-2020

V.1.b - Setor Residencial/Comercial

A análise e as respectivas considerações são referentes ao consumo de gás canalizado do Setor Residencial/Comercial, não incluindo, portanto, o GLP (gás de botijão).

Neste Setor, ambos os Cenários Hipóteses A e B emitem mais do que o Cenário de Referência, indicando que os volumes envolvidos na Climatização e que são descontados da Hipótese B não são suficientes para tornar o uso do GN pelo Cenário de Referência indesejável sob o ponto de vista do efeito estufa, pelo menos para o intervalo

estudado. Até o ano de 2000, as emissões das Hipóteses A e B são as mesmas, pois apesar de o primeiro empreendimento de Climatização na cidade do Rio de Janeiro ter sido inaugurado em dezembro de 1999, os volumes de GN envolvidos com a Climatização só apresentaram alguma significância a partir de 2001 (vide Tabela 81). Observa-se também que a substituição por unidade de energia do GM pelo GN resulta em uma redução de emissões de 24%, sendo bastante positiva a gradual eliminação do uso do GM pelo Cenário de Referência.

O consumo estimado de GN dos empreendimentos de Climatização para os anos entre 2000 e 2005 está apresentado na Tabela 77. A partir da relação entre os valores apresentados na Tabela 75 e a estimativa de consumo de GN do Setor Residencial/Comercial do Cenário de Referência apresentada na Tabela 61, obtém-se o seguinte:

Tabela 81: Percentagem do consumo de GN na Climatização em relação ao consumo total de GN do Cenário de Referência do Setor Residencial/Comercial

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006/201*	2011/202*
Climatiz.	0,5%	6,9%	7,5%	7,5%	7,3%	7,0%	7,0%	10,0%

*Estimativa assumida neste estudo

Fonte: Elaboração Própria

A Hipótese B descontou do consumo de GN apresentado na Tabela 61 (Cenário de Referência do Setor Residencial/Comercial) o consumo de GN da Climatização, obtido a partir da Tabela 81 acima. Feito isto, substituiu-se o GN pelo GM e daí foi calculada as emissões do Cenário Hipótese B. Quanto ao Cenário Hipótese A, substituiu-se o GN apresentado no Cenário de Referência pelo GM.

Tabela 82: Balanço das Emissões do Setor Residencial / Comercial: 1990-2020

Ano	Setor Residencial / Comercial: Cenário de Referência Gg CO₂	Setor Residencial / Comercial: Cenário Hipótese A Gg CO₂	Setor Residencial / Comercial: Cenário Hipótese B Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência (Gg CO₂)
1990	154,00	157,49	157,49	3,49	3,49
1991	161,30	165,94	165,94	4,64	4,64
1992	157,20	163,21	163,21	6,01	6,01
1993	155,20	163,34	163,34	8,14	8,14
1994	155,30	165,33	165,33	10,03	10,03
1995	152,30	163,84	163,84	11,54	11,54
1996	158,40	172,45	172,45	14,05	14,05
1997	163,00	180,01	180,01	17,01	17,01
1998	171,10	189,81	189,81	18,71	18,71
1999	178,30	200,65	200,65	22,35	22,35
2000	181,08	206,07	206,07	24,99	24,99
2001	180,83	211,64	202,87	30,80	22,04
2002	180,44	217,35	205,94	36,91	25,50
2003	179,90	223,22	209,82	43,32	29,93
2004	181,98	229,24	215,02	47,27	33,04
2005	184,04	235,43	220,60	51,40	36,57
2006	186,07	241,79	225,71	55,72	39,64
2007	188,08	248,32	230,94	60,24	42,85
2008	188,58	248,97	231,54	60,39	42,97
2009	189,07	249,62	232,15	60,55	43,08
2010	189,56	250,27	232,75	60,71	43,19
2011	190,05	250,92	225,83	60,87	35,78
2012	190,55	251,57	226,41	61,02	35,87
2013	191,04	252,23	227,00	61,18	35,96
2014	191,54	252,88	227,59	61,34	36,05
2015	192,04	253,54	228,18	61,50	36,15
2016	192,54	254,20	228,78	61,66	36,24
2017	193,04	254,86	229,37	61,82	36,34
2018	193,54	255,52	229,97	61,98	36,43
2019	194,04	256,19	230,57	62,14	36,53
2020	194,55	256,85	231,17	62,31	36,62

Fonte: Elaboração Própria

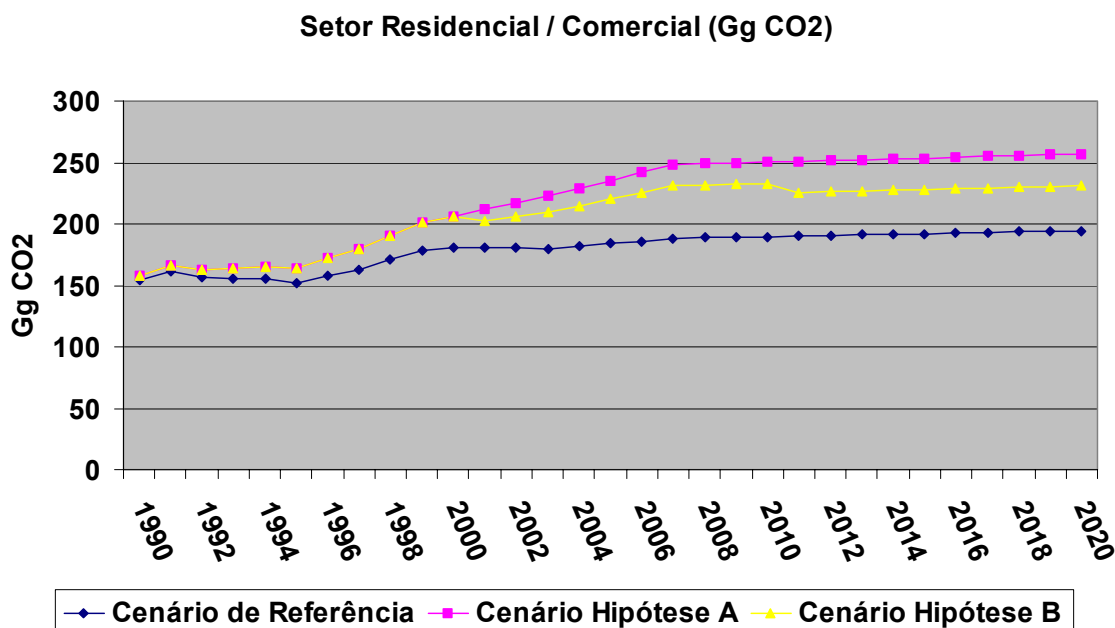


Figura 62: Balanço das Emissões do Setor Residencial / Comercial: 1990-2020

V.1.c - Setor Industrial

As emissões dos Cenários Hipóteses A e B são as mesmas até o ano de 1995. Em 1996 inicia-se o consumo de GN para cogeração (vide Tabela 75), o que resulta numa redução das emissões do Cenário Hipótese B em relação à Hipótese A. O comportamento declinante das emissões da Hipótese B a conduzem para emissões menores do que as do Cenário de Referência a partir do ano de 2002, refletindo uma trajetória ascendente da participação da cogeração no consumo total de GN pelo Setor Industrial. Assim, verifica-se que pela Hipótese B, do ano de 2002 a 2020, o uso do GN pelo Cenário de Referência do Setor Industrial é desfavorável à mitigação do efeito estufa. A partir de 2005 as emissões dos três cenários seguem praticamente em paralelo, com a trajetória do Cenário de Referência apresentando valores que se aproximam da média aritmética das emissões das Hipóteses A e B. De acordo com o comentado anteriormente, a Hipótese A simplesmente substitui pelo óleo combustível, por unidade de energia, o GN usado como combustível no Cenário de Referência do Setor Industrial (vide Tabela 36 e Tabela 66). A Hipótese B, por sua vez, subtrai o volume de GN associado à cogeração do consumo total de GN de uso combustível do Cenário de Referência do Setor Industrial, e em seguida substitui este GN remanescente por óleo combustível.

A Hipótese B, para os anos entre 1996 e 2000, considerou o consumo de GN dos empreendimentos de cogeração apresentados na Tabela 75. Para os anos compreendidos entre 2001 e 2005, foram utilizadas as estimativas de consumo em cogeração fornecidas pela própria CEG, e que estão apresentadas na Tabela 77. A partir da relação entre o consumo e a estimativa de consumo dos empreendimentos de Co-geração fornecido pela CEG para os anos de 1996 a 2005 e o consumo e a estimativa do consumo Industrial de GN para uso combustível (vide Tabela 36 e Tabela 66), obtém-se o seguinte:

Tabela 83: Percentagem do consumo de GN na Cogeração em relação ao consumo total de GN do Cenário de Referência do Setor Industrial

Ano	Cogeração
1996	4,5%
1997	14,6%
1998	17,5%
1999	18,8%
2000	17,7%
2001	26,0%
2002	30,0%
2003	34,2%
2004	40,8%
2005	47,0%
2006 / 2010*	47,0%
2011 / 2020*	50,0%

*Estimativa assumida neste estudo

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 84: Balanço das Emissões do Setor Industrial: 1990-2020

Ano	Setor Industrial: Cenário de Referência Gg CO₂	Setor Industrial: Cenário Hipótese A Gg CO₂	Setor Industrial: Cenário Hipótese B Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência (Gg CO₂)
1990	1466,90	1661,22	1661,22	194,32	194,32
1991	959,74	1174,82	1174,82	215,08	215,08
1992	908,06	1116,87	1116,87	208,82	208,82
1993	842,49	1041,35	1041,35	198,85	198,85
1994	874,40	1062,71	1062,71	188,31	188,31
1995	1072,19	1275,47	1275,47	203,28	203,28
1996	826,60	1030,02	996,27	203,42	169,67
1997	782,30	983,82	875,34	201,52	93,04
1998	792,78	995,05	864,54	202,27	71,76
1999	659,76	813,61	706,97	153,85	47,21
2000	773,08	970,50	839,48	197,41	66,40
2001	774,86	972,73	783,05	197,87	8,18
2002	776,64	974,97	755,60	198,32	-21,05
2003	778,43	977,21	728,02	198,78	-50,41
2004	780,22	979,46	678,27	199,24	-101,95
2005	782,01	981,71	635,66	199,69	-146,36
2006	783,58	983,67	636,93	200,09	-146,65
2007	785,15	985,64	638,20	200,49	-146,94
2008	786,72	987,61	639,48	200,89	-147,24
2009	788,29	989,59	640,76	201,30	-147,53
2010	789,87	991,56	642,04	201,70	-147,83
2011	794,29	997,12	623,20	202,83	-171,09
2012	798,74	1002,70	626,69	203,96	-172,05
2013	803,21	1008,32	630,20	205,11	-173,01
2014	807,71	1013,96	633,73	206,25	-173,98
2015	812,23	1019,64	637,28	207,41	-174,96
2016	816,62	1025,15	640,72	208,53	-175,90
2017	821,03	1030,68	644,18	209,66	-176,85
2018	825,46	1036,25	647,66	210,79	-177,81
2019	829,92	1041,84	651,15	211,93	-178,77
2020	834,40	1047,47	654,67	213,07	-179,73

Fonte: Elaboração Própria

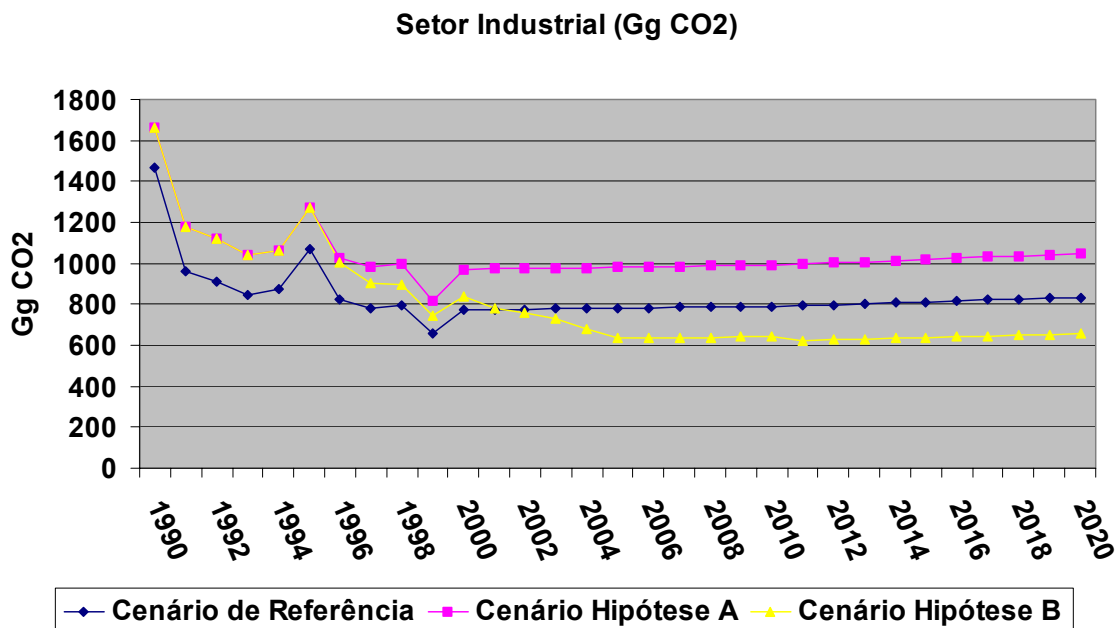


Figura 63: Balanço das Emissões do Setor Industrial: 1990-2020

V.1.d - Setor Automotivo

Este Setor apresenta apenas um Cenário Hipotético, que é o relativo à substituição do GNV do Cenário de Referência pelo gasool, que é o combustível distribuído no Brasil desde 1982 e que é composto por uma mistura de gasolina e álcool anidro.

No período entre 1993 e 1997, a mistura do gasool foi de 22% de álcool anidro e 78% de gasolina, em percentagem volumar. Esta mistura sofreu aumento do teor de álcool anidro para 24% em volume, no período entre 1998 a 2001 (CETESB, 2000). Em 2002 o teor de álcool passou para 25%, e em 2003 foi reduzido para 20%.

O gasool é único no mundo e os veículos fabricados no Brasil são regulados para operarem com um teor de álcool anidro a 22% em volume. No cálculo das emissões do Cenário Hipotético será considerada para todo o período estudado uma mistura gasool de 22% de álcool etílico anidro para 78% de gasolina em percentagem volumar (CETESB, 2000).

Para a substituição do GNV para o gasool foi considerado o seguinte:

Álcool Etílico Anidro = 0,02234 TJ/m³

Gasolina = 0,03312 TJ/m³

Gasool = (0,22 * 0,02234 TJ/m³) + (0,78 * 0,03312 TJ/m³) = 0,03075 TJ/m³

A partir do consumo e da estimativa de consumo de GNV do Cenário de Referência (Tabela 27 e Tabela 73) obtém-se a energia do GNV para cada ano (GNV = 0,000034876 TJ/m³). A partir desta energia, calcula-se o volume de gasool correspondente (Gasool = 0,03075 TJ/m³). De posse do volume de gasool é subtraído o volume de 22% de álcool etílico anidro presente na mistura. Assim, obtém-se o volume correspondente a 78% do gasool, que se constitui como gasolina pura, responsável pelas emissões decorrentes do gasool que substitui o GNV, já que as emissões do álcool etílico não são consideradas na contribuição ao efeito estufa.

O Transporte Rodoviário Individual no Município do Rio de Janeiro é o segmento de maior expressão tanto no consumo energético como nas emissões de dióxido de carbono do total dos combustíveis fósseis consumidos na cidade. A participação do GNV ainda é muito modesta, apresentando em 1998 cerca de 5% de participação no consumo energético e de cerca de 5,8% das emissões deste segmento. A previsão é a de que o GNV conquiste cada vez mais espaço no consumo total do Transporte Rodoviário Individual.

No entanto, como pode ser observado, o Cenário de Referência emite um pouco menos do que o Cenário Hipotético, confirmando a importância do benefício da existência de um teor de álcool anidro presente na gasolina. Por outro lado, o cenário Hipotético de ausência de GNV indica que as emissões de dióxido de carbono estariam apenas cerca de 3,3% maiores do que as emissões com o uso do GNV, para o caso de um gasool a 22% em volume de álcool anidro.

Tabela 85: Balanço das Emissões do Setor Automotivo: 1990-2020

Ano	Setor Automotivo: Cenário de Referência (GNV) Gg CO₂	Setor Automotivo: Cenário Hipotético, Emissão da gasolina presente no gasool que substitui o GNV Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipotético e o Cenário de Referência (Gg CO₂)
1993	16,83	17,39	0,56
1994	36,40	37,59	1,19
1995	38,88	40,14	1,26
1996	31,43	32,46	1,03
1997	51,49	53,17	1,67
1998	113,69	117,39	3,70
1999	176,47	182,22	5,75
2000	285,59	294,89	9,30
2001	408,24	421,53	13,29
2002	495,84	511,99	16,15
2003	597,46	616,92	19,45
2004	688,57	710,99	22,42
2005	770,92	796,02	25,10
2006	817,17	843,78	26,61
2007	866,20	894,41	28,20
2008	918,17	948,07	29,90
2009	973,27	1004,96	31,69
2010	1031,66	1065,25	33,59
2011	1093,56	1129,17	35,61
2012	1159,18	1196,92	37,74
2013	1228,73	1268,73	40,01
2014	1302,45	1344,86	42,41
2015	1380,60	1425,55	44,95
2016	1422,01	1468,32	46,30
2017	1464,67	1512,37	47,69
2018	1508,62	1557,74	49,12
2019	1553,87	1604,47	50,60
2020	1600,49	1652,60	52,11

Fonte: Elaboração Própria

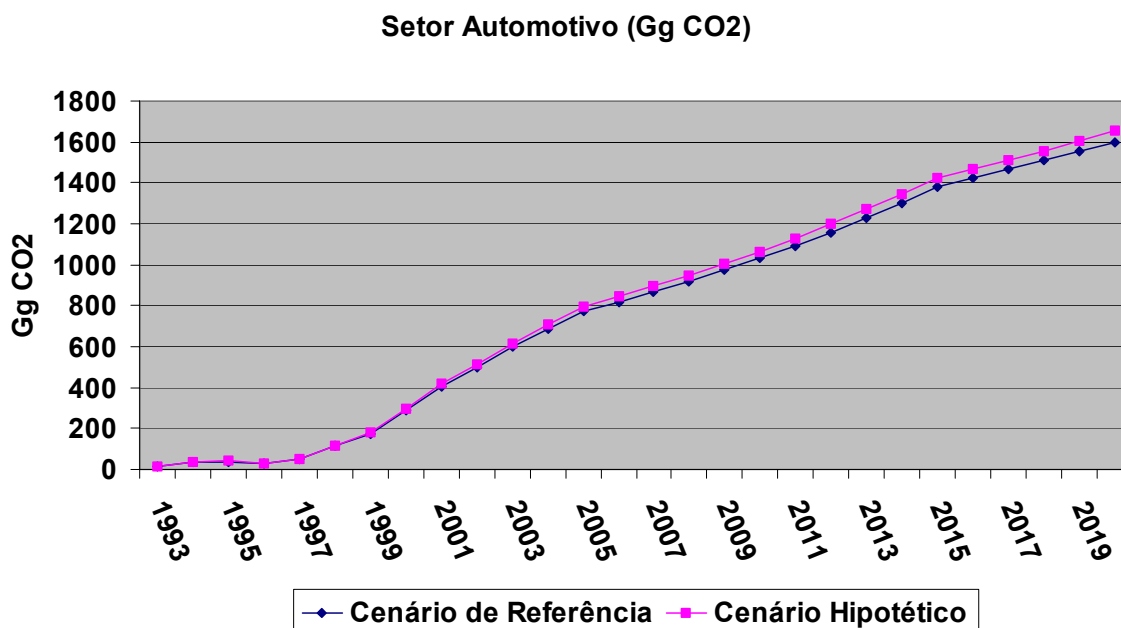


Figura 64: Balanço das Emissões do Setor Automotivo: 1990-2020

V.2 - Resultado Total do Balanço das Emissões

A partir dos Cenários de Referência de todos os Setores e dos Cenários Hipóteses A e B, foi possível obter o balanço líquido da contribuição do uso do GN em relação ao efeito estufa.

No início da década, as emissões do Cenário de Referência e dos Cenários Hipóteses A e B não se diferiam muito, pois como o consumo de GN ainda era muito pequeno, os Cenários representando a sua ausência apresentavam pouca alteração nas emissões. Em 1990 o Setor que mais contribuiu em emissões foi o Setor Industrial, que neste ano o Cenário de Referência apresentou 79,8% das emissões totais, enquanto que as emissões das Hipóteses A e B apresentaram 81,6% do total. Esta situação foi paulatinamente se modificando ao longo da década, com a Usina de Santa Cruz aumentando o seu fator de carga e expandindo a participação do GN em seu consumo energético, com a implementação dos empreendimentos de cogeração a partir de 1996 e dos de climatização a partir de 2000. Adicionalmente, o Setor Industrial apresentou uma trajetória declinante em sua produção, acarretando em uma menor demanda energética que resultou na drástica redução de consumo de óleo combustível do Setor, que de 1990 a 1998 sofreu uma queda de 73% do respectivo consumo (vide Tabela 45 e Tabela 49).

Em 2000, o Setor Elétrico alcançou 71,5% de participação no total de emissões do Cenário de Referência e 68,5% e 70,5% nas Hipóteses A e B, respectivamente. O Setor Industrial, por sua vez, caiu para o segundo lugar em importância nas emissões totais, com o Cenário de Referência apresentando no ano de 2000 o valor de 17,8% e as Hipótese A e B, 20,8 e 18,5, respectivamente. Como o Cenário Hipótese B mantém fixa a capacidade instalada da Usina de Santa Cruz, que é a responsável pelas emissões do Setor Elétrico, a participação das emissões deste Setor decresce para 62,3% em 2010 e atinge 55,8% em 2020. O Cenário de Referência apresenta uma moderada queda da participação do Setor Elétrico em suas emissões, chegando a 66% em 2020. Já o Cenário Hipótese A apresenta uma flutuação da participação do Setor Elétrico nas emissões, apresentando 73,2% em 2010 e 70,6% em 2020.

Considerando o discutido acima, o Setor Elétrico é o principal responsável para que as emissões no Cenário Hipótese B de ausência de GN demonstre que a partir do ano de 2004 o Cenário de Referência seja desfavorável à mitigação do efeito estufa, indicando justamente o contrário, que é a intensificação do mesmo.

A título de exercício, se na Hipótese B considerarmos o previsto na Hipótese A em relação à expansão da capacidade instalada do Setor Elétrico de base térmica, mas com a utilização exclusiva de óleo combustível, a diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência seria acima de zero, significando que o uso do GN pelo Cenário de Referência mitigaria as emissões neste exercício. Observa-se que neste exercício, as considerações da Hipótese B envolvendo a cogeração e a climatização são mantidas, o que resultaria a partir de 2005 numa redução de cerca de 18% das emissões da Hipótese A em relação à Hipótese B.

Tabela 86: Cenário de Referência (Gg CO₂)

Ano	Setor Elétrico	Setor Industrial	Setor Residencial/ Comercial	Setor Automotivo	Cenário de Referência Emissões Totais (Gg CO₂)
1990	217,41	1466,90	154,00	0,00	1838,31
1991	133,59	959,74	161,30	0,00	1254,63
1992	122,65	908,06	157,20	0,00	1187,91
1993	219,81	842,49	155,20	16,83	1234,33
1994	274,88	874,40	155,30	36,40	1340,97
1995	225,22	1072,19	152,30	38,88	1488,59
1996	878,12	826,60	158,40	31,43	1894,55
1997	883,94	782,30	163,00	51,49	1880,73
1998	1056,24	792,78	171,10	113,69	2133,81
1999	1934,68	659,76	178,30	176,47	2949,22
2000	3111,10	773,08	181,08	285,59	4350,85
2001	3111,10	774,86	180,83	408,24	4475,03
2002	3111,10	776,64	180,44	495,84	4564,03
2003	3111,10	778,43	179,90	597,46	4666,89
2004	4651,20	780,22	181,98	688,57	6301,97
2005	4603,70	782,01	184,04	770,92	6340,67
2006	4603,70	783,58	186,07	817,17	6390,52
2007	4603,70	785,15	188,08	866,20	6443,13
2008	4603,70	786,72	188,58	918,17	6497,17
2009	4603,70	788,29	189,07	973,27	6554,32
2010	4603,70	789,87	189,56	1031,66	6614,79
2011	5179,40	794,29	190,05	1093,56	7257,30
2012	5179,40	798,74	190,55	1159,18	7327,86
2013	5179,40	803,21	191,04	1228,73	7402,38
2014	5179,40	807,71	191,54	1302,45	7481,10
2015	5179,40	812,23	192,04	1380,60	7564,26
2016	5179,40	816,62	192,54	1422,01	7610,57
2017	5179,40	821,03	193,04	1464,67	7658,14
2018	5179,40	825,46	193,54	1508,62	7707,01
2019	5179,40	829,92	194,04	1553,87	7757,23
2020	5179,40	834,40	194,55	1600,49	7808,83

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 87: Cenário Hipótese A (Gg CO₂)

Ano	Setor Elétrico	Setor Industrial	Setor Residencial/ Comercial	Setor Automotivo	Hipótese A Emissões Totais
1990	217,55	1661,22	157,49	0,00	2036,26
1991	133,71	1174,82	165,94	0,00	1474,47
1992	122,67	1116,87	163,21	0,00	1402,75
1993	224,57	1041,35	163,34	17,39	1446,64
1994	281,18	1062,71	165,33	37,59	1546,82
1995	231,08	1275,47	163,84	40,14	1710,53
1996	885,22	1030,02	172,45	32,46	2120,16
1997	906,86	983,82	180,01	53,17	2123,86
1998	1093,42	995,05	189,81	117,39	2395,67
1999	1989,75	813,61	200,65	182,22	3186,24
2000	3199,18	970,50	206,07	294,89	4670,64
2001	3199,18	972,73	211,64	421,53	4805,07
2002	3199,18	974,97	217,35	511,99	4903,48
2003	3199,18	977,21	223,22	616,92	5016,52
2004	5312,41	979,46	229,24	710,99	7232,10
2005	6316,99	981,71	235,43	796,02	8330,15
2006	6316,99	983,67	241,79	843,78	8386,23
2007	6316,99	985,64	248,32	894,41	8445,36
2008	6316,99	987,61	248,97	948,07	8501,64
2009	6316,99	989,59	249,62	1004,96	8561,15
2010	6316,99	991,56	250,27	1065,25	8624,08
2011	7106,88	997,12	250,92	1129,17	9484,09
2012	7106,88	1002,70	251,57	1196,92	9558,07
2013	7106,88	1008,32	252,23	1268,73	9636,16
2014	7106,88	1013,96	252,88	1344,86	9718,58
2015	7106,88	1019,64	253,54	1425,55	9805,61
2016	7106,88	1025,15	254,20	1468,32	9854,54
2017	7106,88	1030,68	254,86	1512,37	9904,79
2018	7106,88	1036,25	255,52	1557,74	9956,39
2019	7106,88	1041,84	256,19	1604,47	10009,38
2020	7106,88	1047,47	256,85	1652,60	10063,81

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 88: Cenário Hipótese B (Gg CO₂)

Ano	Setor Elétrico	Setor Industrial	Setor Residencial/ Comercial	Setor Automotivo	Hipótese B Emissões Totais
1990	217,55	1661,22	157,49	0,00	2036,26
1991	133,71	1174,82	165,94	0,00	1474,47
1992	122,67	1116,87	163,21	0,00	1402,75
1993	224,57	1041,35	163,34	17,39	1446,64
1994	281,18	1062,71	165,33	37,59	1546,82
1995	231,08	1275,47	163,84	40,14	1710,53
1996	885,22	996,27	172,45	32,46	2086,40
1997	906,86	875,34	180,01	53,17	2015,38
1998	1093,42	864,54	189,81	117,39	2265,16
1999	1989,75	706,97	200,65	182,22	3079,59
2000	3199,18	839,48	206,07	294,89	4539,62
2001	3199,18	783,05	202,87	421,53	4606,63
2002	3199,18	755,60	205,94	511,99	4672,70
2003	3199,18	728,02	209,82	616,92	4753,94
2004	3199,18	678,27	215,02	710,99	4803,46
2005	3199,18	635,66	220,60	796,02	4851,46
2006	3199,18	636,93	225,71	843,78	4905,60
2007	3199,18	638,20	230,94	894,41	4962,73
2008	3199,18	639,48	231,54	948,07	5018,27
2009	3199,18	640,76	232,15	1004,96	5077,04
2010	3199,18	642,04	232,75	1065,25	5139,22
2011	3199,18	623,20	225,83	1129,17	5177,37
2012	3199,18	626,69	226,41	1196,92	5249,20
2013	3199,18	630,20	227,00	1268,73	5325,11
2014	3199,18	633,73	227,59	1344,86	5405,36
2015	3199,18	637,28	228,18	1425,55	5490,19
2016	3199,18	640,72	228,78	1468,32	5536,99
2017	3199,18	644,18	229,37	1512,37	5585,10
2018	3199,18	647,66	229,97	1557,74	5634,54
2019	3199,18	651,15	230,57	1604,47	5685,37
2020	3199,18	654,67	231,17	1652,60	5737,62

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 89: Resultado Total do Balanço das Emissões, 1990-2020

Ano	Cenário de Referência Gg CO₂	Cenário Hipótese A Gg CO₂	Cenário Hipótese B Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência (Gg CO₂)
1990	1838,31	2036,26	2036,26	197,95	197,95
1991	1254,63	1474,47	1474,47	219,84	219,84
1992	1187,91	1402,75	1402,75	214,85	214,85
1993	1234,33	1446,64	1446,64	212,31	212,31
1994	1340,97	1546,82	1546,82	205,84	205,84
1995	1488,59	1710,53	1710,53	221,94	221,94
1996	1894,55	2120,16	2086,40	225,61	191,85
1997	1880,73	2123,86	2015,38	243,12	134,64
1998	2133,81	2395,67	2265,16	261,86	131,35
1999	2949,22	3186,24	3079,59	237,02	130,38
2000	4350,85	4670,64	4539,62	319,78	188,77
2001	4475,03	4805,07	4606,63	330,04	131,60
2002	4564,03	4903,48	4672,70	339,45	108,67
2003	4666,89	5016,52	4753,94	349,63	87,05
2004	6301,97	7232,10	4803,46	930,13	-1498,51
2005	6340,67	8330,15	4851,46	1989,49	-1489,21
2006	6390,52	8386,23	4905,60	1995,71	-1484,92
2007	6443,13	8445,36	4962,73	2002,22	-1480,41
2008	6497,17	8501,64	5018,27	2004,47	-1478,90
2009	6554,32	8561,15	5077,04	2006,83	-1477,29
2010	6614,79	8624,08	5139,22	2009,29	-1475,57
2011	7257,30	9484,09	5177,37	2226,78	-2079,93
2012	7327,86	9558,07	5249,20	2230,21	-2078,66
2013	7402,38	9636,16	5325,11	2233,78	-2077,26
2014	7481,10	9718,58	5405,36	2237,49	-2075,74
2015	7564,26	9805,61	5490,19	2241,35	-2074,07
2016	7610,57	9854,54	5536,99	2243,98	-2073,58
2017	7658,14	9904,79	5585,10	2246,65	-2073,04
2018	7707,01	9956,39	5634,54	2249,37	-2072,47
2019	7757,23	10009,38	5685,37	2252,15	-2071,87
2020	7808,83	10063,81	5737,62	2254,97	-2071,22

Fonte: Elaboração Própria

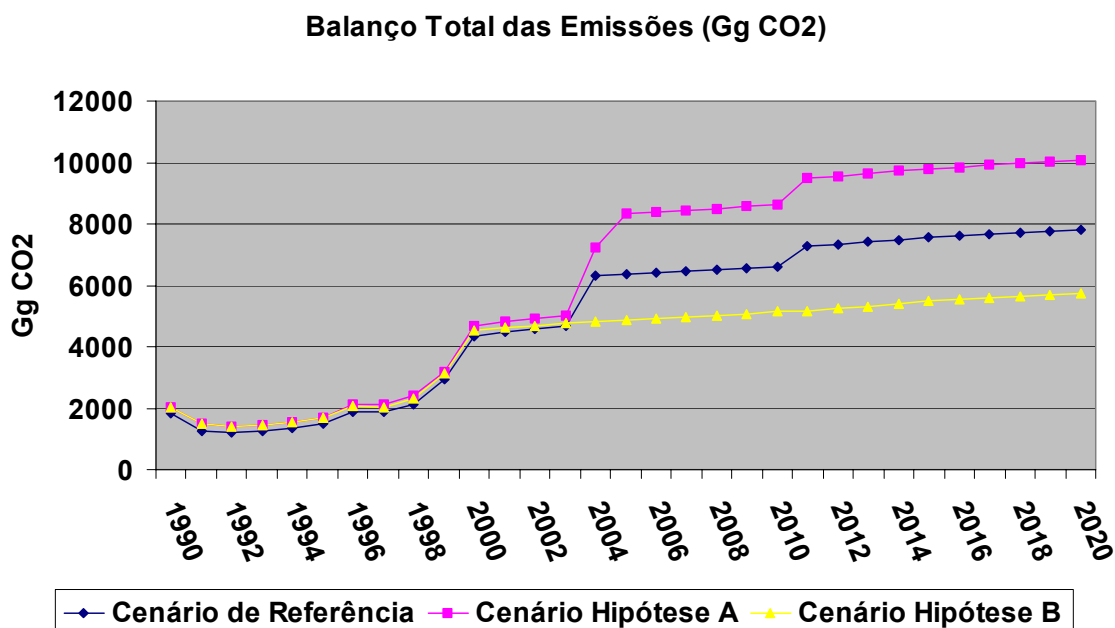


Figura 65: Balanco Total das Emissões: 1990-2020

V.3 - Resultado Total do Balanco das Emissões Considerando as Emissões Fugitivas

Para uma análise consistente e rigorosa da efetiva contribuição do uso do GN ao efeito estufa as emissões fugitivas devem ser consideradas, uma vez que o GN processado possui em sua composição mais de 87% de metano, que apresenta um Potencial de Aquecimento Global 23 vezes maior do que o do dióxido de carbono.

De acordo com os dados fornecidos pela CEG, as perdas relativas à transmissão e distribuição reduziram de valores como 10,8% em 1990 e 11,5% em 1995 para 4,7% em 1999 (vide Tabela 41), resultado dos investimentos na recuperação e renovação das tubulações, além da detecção e localização de vazamentos.

A partir das emissões e das estimativas de emissões fugitivas (Tabela 42 e Tabela 74) foi possível se obter estas emissões em unidades de CO₂ equivalente no Cenário de Referência, como pode ser observado na Tabela 90 abaixo. Assim, as mesmas foram acrescentadas ao Cenário de Referência já apresentado, que engloba todos os Setores envolvidos neste estudo. Como pode ser observado na Tabela 90, as emissões fugitivas referentes ao uso do GM iniciam a década com uma participação de cerca de 10% das

emissões fugitivas totais, seguindo uma trajetória decrescente até se extinguir em 2007. Assim, verifica-se que no Cenário de Referência as emissões fugitivas estão associadas preponderantemente pelo uso do GN.

Tabela 90: Emissões Fugitivas em unidades de CO₂ equivalente no Cenário de Referência, 1990-2020

Ano	Emissões de Metano devido ao uso do GM (Gg CH₄)	Emissões de Metano devido ao uso do GN (Gg CH₄)	Fugitivas do Cenário de Referência - GWP de 23 para o CH₄ (Gg CO₂ equivalente)
1990	3,26	24,28	633,42
1991	2,00	16,52	425,96
1992	3,04	27,22	695,98
1993	1,82	18,71	472,19
1994	1,87	20,39	511,98
1995	2,49	31,22	775,33
1996	2,49	32,46	803,85
1997	1,53	23,08	566,03
1998	1,08	17,98	438,38
1999	0,96	16,86	409,86
2000	0,71	17,25	413,19
2001	0,58	19,13	453,50
2002	0,45	20,58	483,58
2003	0,31	22,21	517,94
2004	0,24	43,40	1003,77
2005	0,16	81,03	1867,45
2006	0,08	81,87	1884,99
2007	0,00	82,76	1903,46
2008	0,00	83,51	1920,72
2009	0,00	84,30	1938,94
2010	0,00	85,14	1958,16
2011	0,00	46,70	1074,20
2012	0,00	47,17	1084,81
2013	0,00	47,65	1096,00
2014	0,00	48,17	1107,82
2015	0,00	48,71	1120,30
2016	0,00	49,01	1127,34
2017	0,00	49,33	1134,57
2018	0,00	49,65	1142,00
2019	0,00	49,98	1149,62
2020	0,00	50,32	1157,46

Fonte: Elaboração Própria

Nos Cenários Hipóteses A e B, que são de ausência do uso do GN, o gás canalizado relativo ao Setor Residencial/Comercial é atendido exclusivamente pelo GM no período de 1990 a 2020, respeitando a particularidade da Hipótese B de descontar do seu consumo o volume relativo à climatização. Quanto ao Setor Industrial, ainda para ambas as Hipóteses A e B, mantém-se o mesmo consumo de GN do Cenário de Referência para o período entre 1990 a 1999. Assim, como o GM apresenta em sua composição 26,08% em volume de CH₄, as suas emissões fugitivas são consideradas neste estudo. São adotadas as perdas de gás canalizado fornecidas pela CEG para o período entre 1990 e 1999, apresentadas na Tabela 41. Similarmente ao Cenário de Referência, foi adotado como estimativa de emissões fugitivas o valor de 4% do consumo total para o período entre 2000 e 2010 e de 2% para os anos de 2011 a 2020.

Observa-se que as emissões fugitivas dos Cenários Hipóteses A e B não são muito significativas quando comparadas com as do Cenário de Referência, tornando-se insignificantes à medida que avançam para o final do período de estudo.

Tabela 91: Emissões Fugitivas em unidades de CO₂ equivalente nos Cenários Hipóteses A e B, 1990-2020

Ano	Emissões Fugitivas de Metano no Cenário Hipótese A, devido ao uso do Gás Manufaturado (Gg CH₄)	Emissões Fugitivas de Metano no Cenário Hipótese B, devido ao uso do Gás Manufaturado (Gg CH₄)	Hipótese A GWP de 23 para o CH₄ (Gg CO₂ equivalente)	Hipótese B GWP de 23 para o CH₄ (Gg CO₂ equivalente)
1990	3,41	3,41	78,50	78,50
1991	2,10	2,10	48,22	48,22
1992	3,42	3,42	78,55	78,55
1993	2,15	2,15	49,53	49,53
1994	2,35	2,35	54,06	54,06
1995	3,35	3,35	77,11	77,11
1996	3,60	3,60	82,75	82,75
1997	2,37	2,37	54,50	54,50
1998	1,69	1,69	38,78	38,78
1999	1,64	1,64	37,65	37,65
2000	1,42	1,42	32,69	32,69
2001	1,46	1,40	33,57	32,18
2002	1,50	1,42	34,48	32,67

Ano	Emissões Fugitivas de Metano no Cenário Hipótese A, devido ao uso do Gás Manufaturado (Gg CH₄)	Emissões Fugitivas de Metano no Cenário Hipótese B, devido ao uso do Gás Manufaturado (Gg CH₄)	Hipótese A GWP de 23 para o CH₄ (Gg CO₂ equivalente)	Hipótese B GWP de 23 para o CH₄ (Gg CO₂ equivalente)
2003	1,54	1,45	35,41	33,28
2004	1,58	1,48	36,36	34,11
2005	1,62	1,52	37,35	34,99
2006	1,67	1,56	38,35	35,80
2007	1,71	1,59	39,39	36,63
2008	1,72	1,60	39,49	36,73
2009	1,72	1,60	39,60	36,82
2010	1,73	1,61	39,70	36,92
2011	0,87	0,78	19,90	17,91
2012	0,87	0,78	19,95	17,96
2013	0,87	0,78	20,00	18,00
2014	0,87	0,78	20,06	18,05
2015	0,87	0,79	20,11	18,10
2016	0,88	0,79	20,16	18,14
2017	0,88	0,79	20,21	18,19
2018	0,88	0,79	20,27	18,24
2019	0,88	0,80	20,32	18,29
2020	0,89	0,80	20,37	18,33

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 92 apresenta, para cada cenário, as emissões fugitivas e as emissões do respectivo cenário sem as fugitivas. Observa-se que as emissões fugitivas em relação às emissões totais do Cenário de Referência sem fugitivas representaram cerca de 34% em 1990 e 52% em 1995. Em 1999 a relação decresce para cerca de 14% devido aos esforços na redução das perdas pela CEG. De 2005 a 2010, a razão entre as emissões fugitivas e as emissões do Cenário de Referência alcançam cerca de 30%, e de 2011 a 2020 esta razão cai para cerca de 15%, resultado da expectativa de redução de 4% para 2% das perdas pelo uso do gás canalizado no município.

Nos cenários Hipóteses A e B a razão entre as emissões fugitivas inicia a década em cerca de 3%, seguindo uma trajetória declinante ao longo do período estudado, alcançando valores desprezíveis já a partir do ano de 2000.

Tabela 92: Comparação entre as emissões dos cenários e as suas respectivas emissões fugitivas, 1990-2020

Ano	Emissões Fugitivas Hipótese A (Gg CO₂ equivalente)	Hipótese A Emissões Totais sem fugitivas (Gg CO₂)	Emissões Fugitivas Hipótese B (Gg CO₂ equivalente)	Hipótese B Emissões Totais sem fugitivas (Gg CO₂)	Emisões Fugitivas do Cenário de Referência (Gg CO₂ equivalente)	Cenário de Referência Emissões Totais sem fugitivas (Gg CO₂)
1990	78,50	2036,26	78,50	2036,26	633,42	1838,31
1991	48,22	1474,47	48,22	1474,47	425,96	1254,63
1992	78,55	1402,75	78,55	1402,75	695,98	1187,91
1993	49,53	1446,64	49,53	1446,64	472,19	1234,33
1994	54,06	1546,82	54,06	1546,82	511,98	1340,97
1995	77,11	1710,53	77,11	1710,53	775,33	1488,59
1996	82,75	2120,16	82,75	2086,40	803,85	1894,55
1997	54,50	2123,86	54,50	2015,38	566,03	1880,73
1998	38,78	2395,67	38,78	2265,16	438,38	2133,81
1999	37,65	3186,24	37,65	3079,59	409,86	2949,22
2000	32,69	4670,64	32,69	4539,62	413,19	4350,85
2001	33,57	4805,07	32,18	4606,63	453,50	4475,03
2002	34,48	4903,48	32,67	4672,70	483,58	4564,03
2003	35,41	5016,52	33,28	4753,94	517,94	4666,89
2004	36,36	7232,10	34,11	4803,46	1003,77	6301,97
2005	37,35	8330,15	34,99	4851,46	1867,45	6340,67
2006	38,35	8386,23	35,80	4905,60	1884,99	6390,52
2007	39,39	8445,36	36,63	4962,73	1903,46	6443,13
2008	39,49	8501,64	36,73	5018,27	1920,72	6497,17
2009	39,60	8561,15	36,82	5077,04	1938,94	6554,32
2010	39,70	8624,08	36,92	5139,22	1958,16	6614,79
2011	19,90	9484,09	17,91	5177,37	1074,20	7257,30
2012	19,95	9558,07	17,96	5249,20	1084,81	7327,86
2013	20,00	9636,16	18,00	5325,11	1096,00	7402,38
2014	20,06	9718,58	18,05	5405,36	1107,82	7481,10
2015	20,11	9805,61	18,10	5490,19	1120,30	7564,26
2016	20,16	9854,54	18,14	5536,99	1127,34	7610,57
2017	20,21	9904,79	18,19	5585,10	1134,57	7658,14
2018	20,27	9956,39	18,24	5634,54	1142,00	7707,01
2019	20,32	10009,38	18,29	5685,37	1149,62	7757,23
2020	20,37	10063,81	18,33	5737,62	1157,46	7808,83

Fonte: Elaboração Própria

Como pode ser observado nas Tabelas 92 e 93, com as emissões fugitivas sendo consideradas no Cenário de Referência, verifica-se um elevado incremento das emissões

referentes à circunstância de disponibilização e uso do GN no Município do Rio de Janeiro, a tal ponto que as duas Hipóteses A e B apresentam emissões menores do que as do Cenário de Referência do ano de 1990 ao ano de 2004.

Note que a Hipótese A apresenta emissões muito próximas às do Cenário de Referência no período entre 2005 a 2010. Já do ano de 2011 a 2020 a situação se modifica, pois a Hipótese A apresenta emissões no mínimo 12% maiores do que as emissões do Cenário de Referência. Isto se explica pela premissa adotada no Cenário de Referência das Emissões Fugitivas, que adota uma perda de 4% para os anos de 2000 a 2010 e de 2% para o período de 2011 a 2020. Ressalte-se que uma perda de 4%, apesar de ser um número pequeno em relação à década de 1990, mesmo assim não foi suficiente para tornar o uso do GN (Cenário de Referência até 2010) atraente sob o ponto de vista da mitigação do efeito estufa.

A Tabela 93 apresenta o Cenário de Referência e as Hipóteses A e B acrescidos das suas respectivas emissões fugitivas apresentadas nas Tabelas 90, 91 e 92. A partir daí, a mesma Tabela 93 apresenta o resultado total do Balanço das Emissões Considerando as Emissões Fugitivas de cada cenário.

Tabela 93: Resultado Total do Balanço das Emissões Considerando as Emissões Fugitivas, 1990-2020

Ano	Cenário de Referência' Considerando as Emissões Fugitivas Gg CO₂	Cenário Hipótese A' Gg CO₂	Cenário Hipótese B' Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A' e o Cenário de Referência' (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B' e o Cenário de Referência' (Gg CO₂)
1990	2471,73	2114,76	2114,76	-356,97	-356,97
1991	1680,59	1522,69	1522,69	-157,90	-157,90
1992	1883,89	1481,30	1481,30	-402,58	-402,58
1993	1706,52	1496,18	1496,18	-210,34	-210,34
1994	1852,95	1600,88	1600,88	-252,07	-252,07
1995	2263,92	1787,64	1787,64	-476,28	-476,28
1996	2698,40	2202,91	2169,16	-495,49	-529,24
1997	2446,76	2178,36	2069,88	-268,40	-376,88

Ano	Cenário de Referência' Considerando as Emissões Fugitivas Gg CO₂	Cenário Hipótese A' Gg CO₂	Cenário Hipótese B' Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A' e o Cenário de Referência' (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B' e o Cenário de Referência' (Gg CO₂)
1998	2572,19	2434,45	2303,94	-137,74	-268,25
1999	3359,08	3223,89	3117,25	-135,18	-241,83
2000	4764,05	4703,32	4572,31	-60,72	-191,74
2001	4928,53	4838,64	4638,81	-89,89	-289,73
2002	5047,61	4937,96	4705,37	-109,65	-342,24
2003	5184,83	5051,93	4787,22	-132,90	-397,61
2004	7305,74	7268,46	4837,57	-37,27	-2468,17
2005	8208,11	8367,50	4886,45	159,38	-3321,67
2006	8275,51	8424,59	4941,40	149,07	-3334,11
2007	8346,59	8484,75	4999,36	138,15	-3347,24
2008	8417,89	8541,14	5055,00	123,24	-3362,89
2009	8493,26	8600,75	5113,86	107,48	-3379,40
2010	8572,95	8663,77	5176,14	90,83	-3396,81
2011	8331,51	9503,99	5195,28	1172,48	-3136,22
2012	8412,67	9578,03	5267,16	1165,36	-3145,51
2013	8498,38	9656,16	5343,12	1157,78	-3155,26
2014	8588,92	9738,64	5423,41	1149,72	-3165,51
2015	8684,56	9825,72	5508,29	1141,16	-3176,28
2016	8737,91	9874,70	5555,13	1136,80	-3182,77
2017	8792,71	9925,00	5603,29	1132,29	-3189,42
2018	8849,01	9976,65	5652,78	1127,64	-3196,23
2019	8906,86	10029,70	5703,66	1122,84	-3203,20
2020	8966,29	10084,18	5755,95	1117,88	-3210,34

Fonte: Elaboração Própria

Balanco Total das Emissões Considerando Emissões Fugitivas (Gg CO2)

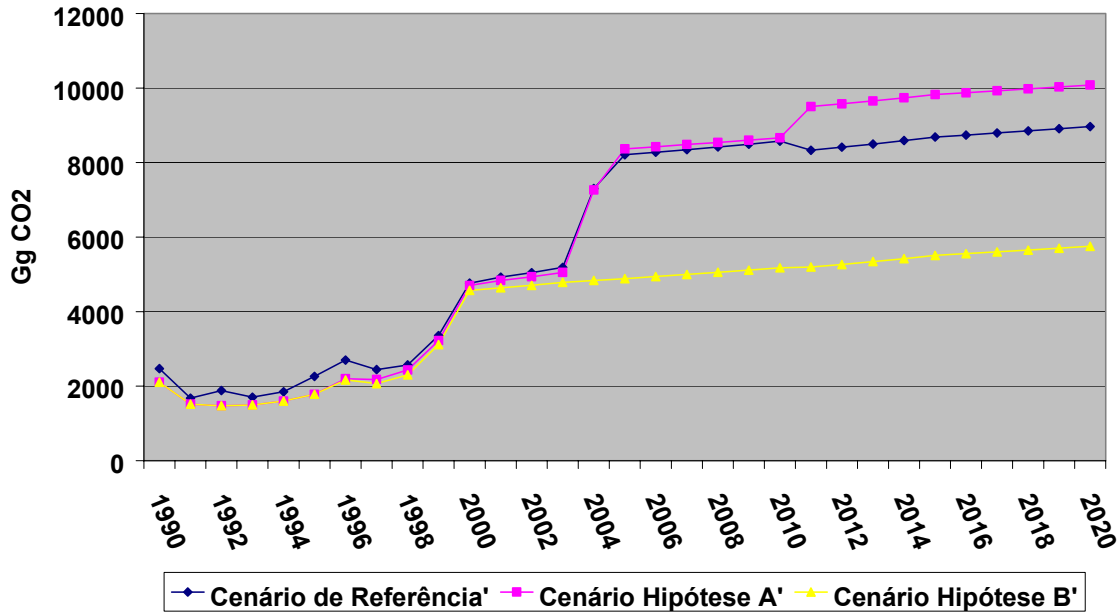


Figura 66: Resultado Total do Balanço das Emissões Considerando as Emissões Fugitivas, 1990-2020

Fazendo um exercício de sensibilidade em relação à adoção na Hipótese B da mesma premissa considerada na Hipótese A em relação ao Setor Elétrico (expansão do Setor Elétrico de base térmica com uso exclusivo de óleo combustível), se verifica que a diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B e o Cenário de Referência seria abaixo de zero até o ano de 2010. Isto significa que, mesmo neste exercício, até 2010 a ausência de GN prevista na Hipótese B é mais benéfica ao efeito estufa do que o Cenário de Referência que considera as emissões fugitivas.

Observa-se que as emissões dos Cenários das Hipóteses A e B fornecem uma faixa de incerteza das emissões que existiriam caso não houvesse o consumo de GN na matriz energética do MRJ. Entretanto, nos anos em que as emissões das duas Hipóteses A e B são menores do que as do Cenário de Referência significa, com uma alta margem de certeza, que para estes anos o uso do GN contribui efetivamente para a intensificação do efeito estufa. Este comportamento só se verifica quando são consideradas as emissões fugitivas no Cenário de Referência, única circunstância em que a diferença de emissões

entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência é menor do que zero, pelo menos até o ano de 2004.

Para o caso do MRJ, uma vez que se considere as emissões fugitivas no Cenário de Referência, pode-se admitir que até o ano de 2010 o uso do GN resulte em um acréscimo das emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para o aquecimento global do planeta. Apesar da Hipótese A apresentar de 2005 a 2010 emissões maiores do que as do Cenário de Referência, estes valores são muito pouco significativos, sendo desprezados à medida que para esta situação se confirmar será necessário que a Hipótese A esteja quase 100% certa, o que é altamente improvável.

A partir de 2010 a Hipótese B apresenta emissões muito menores do que as do Cenário de Referência, apresentando em 2020 o valor de 64% das emissões referentes ao cenário de uso do GN. A Hipótese A apresenta em 2020 um aumento de cerca de 12% em relação às emissões do Cenário de Referência. Em vista do observado a partir de 2010 percebe-se que dependendo do que se poderia confirmar da Hipótese B (principalmente em relação ao Setor Elétrico) é que permitir-se-a haver ou não mitigação do efeito estufa pelo uso do GN. No entanto, o que pode se afirmar é que para o uso do GN ter chance de mitigar o efeito estufa, ou pelo menos não contribuir tanto para a sua intensificação, é extremamente fundamental reduzir as perdas na distribuição e no consumo. Neste estudo, somente quando foi adotada uma perda de 2% é que as emissões do Cenário de Referência se afastaram para valores significativamente menores do que as da Hipótese A de ausência de GN.

As emissões da Hipótese A se mantêm muito próximas ou mesmo inferiores às do Cenário de Referência para o caso das perdas se manterem em 4% para o período entre 2011 e 2020 (vide Tabela 94). Nesta situação, as emissões da Hipótese A seriam ligeiramente superiores às do Cenário de Referência entre os anos de 2005 a 2016 e entre 2017 e 2020 seriam ligeiramente inferiores. Verifica-se que sem uma redução das perdas a partir do ano de 2011, o uso do GN resultará em mais emissões ou aproximadamente nas mesmas emissões verificadas numa hipótese de ausência do seu uso, sendo que a primeira possibilidade é a mais provável. A partir desta análise de

sensibilidade, conclui-se a relevância do papel das emissões fugitivas na determinação da contribuição do uso do GN ao efeito estufa.

Tabela 94: Considerando 4% de perdas na estimativa das Emissões Fugitivas para o período entre 2011 e 2020

Ano	Cenário de Referência'' Considerando as Emissões Fugitivas – 4% de perdas Gg CO₂	Cenário Hipótese A' Gg CO₂	Cenário Hipótese B' Gg CO₂	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A' e o Cenário de Referência'' (Gg CO₂)	Diferença de emissões entre o Cenário Hipótese B' e o Cenário de Referência'' (Gg CO₂)
2011	9405,71	9503,99	5195,28	98,28	-4210,42
2012	9497,48	9578,03	5267,16	80,55	-4230,32
2013	9594,38	9656,16	5343,12	61,78	-4251,27
2014	9696,74	9738,64	5423,41	41,90	-4273,33
2015	9804,86	9825,72	5508,29	20,86	-4296,57
2016	9865,25	9874,70	5555,13	9,46	-4310,11
2017	9927,28	9925,00	5603,29	-2,28	-4323,99
2018	9991,01	9976,65	5652,78	-14,35	-4338,23
2019	10056,48	10029,70	5703,66	-26,78	-4352,83
2020	10123,75	10084,18	5755,95	-39,58	-4367,80

Fonte: Elaboração Própria

VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação pretendeu avaliar o impacto nas emissões de gases de efeito estufa decorrentes da penetração do Gás Natural na matriz energética. A partir do caso do Município do Rio de Janeiro, este estudo pretende contribuir para um melhor entendimento, em relação ao efeito estufa, do uso do Gás Natural em países como o Brasil e também em outros de matriz energética mais “suja”.

Qualquer mudança induzida pelo homem no clima será sobreposta às variações climáticas naturais que são causadas pela variabilidade da intensidade solar e as erupções vulcânicas. As atividades antrópicas, em particular a queima de combustíveis fósseis, promovem o aumento das emissões de gases de efeito estufa.

O Gás Natural é capaz de contribuir para a mitigação do efeito estufa à medida que pode suprir serviços energéticos em substituição de combustíveis fósseis com maior teor de carbono. No entanto, algumas circunstâncias e determinados aspectos devem ser considerados para a realização de uma adequada avaliação do real impacto ao efeito estufa devido ao uso do Gás Natural.

Nas últimas três décadas, mais precisamente no período compreendido entre 1973 e 1999, a oferta de energia no mundo cresceu cerca de 60%, com o GN aumentando a sua participação de 16,2% para 20,7% na oferta global de energia. O “*International Energy Outlook 2002*” projeta o consumo de GN no mundo para 2020 em 162 trilhões de metros cúbicos, quase o dobro dos 84 trilhões de metros cúbicos consumidos em 1999, sendo a fonte de energia que mais rapidamente se expandirá.

No ano de 2000, o Brasil apresentou 3,7% de participação do Gás Natural no total da Oferta Interna de Energia, valor ainda muito baixo quando comparado com a situação mundial e com o potencial de aproveitamento que o país oferece. Em 2002, a Petrobrás estabeleceu a meta de participação do GN na matriz energética brasileira como 10% no ano 2005, e 12% em 2010. Apesar de crescente, as reservas nacionais de GN não serão suficientes para viabilizar as metas almejadas para a participação do gás na matriz energética nacional na próxima década, estando previstas, inicialmente, importações

através de gasodutos de produção da Bolívia e da Argentina. O País tem potencial para consumir 60 milhões de metros cúbicos de gás por dia, e o gasoduto Bolívia-Brasil poderá oferecer até 30 milhões de metros cúbicos diários.

Assim como ocorre para o planeta como um todo, também no caso do município do Rio de Janeiro o CO₂ é o principal gás de efeito estufa emitido, em termos de contribuição para o aquecimento global. As emissões de CO₂ na cidade mantiveram-se estáveis entre 1990 e 1998. Ao longo da década de 1990, porém, as emissões de CH₄ da cidade vem crescendo, tendo sua contribuição passado de 33% do total, em 1990, para 42%, em 1998.

Esta dissertação se propôs a calcular o Balanço das Emissões envolvendo a situação de presença e de ausência do uso de GN. O balanço visa justamente descrever qual a efetiva contribuição ao efeito estufa, seja positiva ou negativa, da penetração do GN no consumo energético. Partindo do pressuposto de que para se entender o mundo, primeiro você deve entender a sua vila, foi estudado o caso do Município do Rio de Janeiro-MRJ. Naturalmente, este estudo fornece indicativos do que está acontecendo e pode vir a acontecer em circunstâncias próximas às encontradas no MRJ, que é o caso das circunstâncias nacionais e também de países de comportamneto energético semelhante. Por outro lado, se pode perceber que quanto mais “*suja*” a matriz energética de um país, mais o uso do GN possibilitará a mitigação do efeito estufa.

Este estudo abordou em sua análise as emissões devidas ao uso final do gás pelos Setores de consumo e as suas emissões fugitivas tanto no próprio uso final como pela transmissão e distribuição realizadas pela Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG. Não fizeram parte da abrangência deste trabalho as emissões associadas à produção dos poços de gás, como o que é ventilado diretamente para a atmosfera e o que é queimado em flares, bem como não foram consideradas as emissões decorrentes do consumo internamente nas unidades de produção do gás para a geração de eletricidade e vapor. Também não foram contabilizadas as emissões vinculadas ao escoamento do gás dos poços para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e destas para a CEG.

Devido à impossibilidade de se construir sem incertezas um cenário de emissões para o caso de ausência do GN na matriz energética do MRJ, foram adotados dois Cenários admitindo as Hipóteses A e B. No entanto, a Hipótese B apresenta-se mais consistente e fundamentada à medida que pretende estimar o quanto que a mudança de um evento interfere e altera outros eventos sob a sua influência e inter-relação. Já a Hipótese A adota o simples procedimento de substituição do GN consumido no Cenário de Referência por óleo combustível ou Gás Manufaturado.

Para ambas as hipóteses de ausência do uso do GN, o estudo assume que nestes exercícios o Brasil não tenha tido a penetração do GN em sua matriz energética. Assim, nas duas hipóteses não há a participação de termelétricas a GN no fornecimento de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil como um todo. Em todos os cenários deste trabalho é considerada somente a Usina Termelétrica de Santa Cruz como participante termelétrico da energia elétrica consumida da rede no Município do Rio de Janeiro.

Observa-se que as emissões dos Cenários das Hipóteses A e B fornecem uma faixa de incerteza das emissões que existiriam caso não houvesse o consumo de GN na matriz energética do MRJ. Mas de acordo com o exposto anteriormente, é mais provável que as emissões de um cenário de ausência de GN se aproxime mais da Hipótese B. Entretanto, nos anos em que as emissões das duas Hipóteses A e B são menores do que as do Cenário de Referência significa, com uma alta margem de certeza, que para estes anos o uso do GN contribui efetivamente para a intensificação do efeito estufa. Este comportamento só se verifica quando são consideradas as emissões fugitivas no Cenário de Referência, única circunstância em que a diferença de emissões entre o Cenário Hipótese A e o Cenário de Referência é menor do que zero, pelo menos até o ano de 2004. O estudo adotou como estimativa de emissões fugitivas o valor de 4% do consumo total para o período entre 2000 e 2010 e de 2% para os anos de 2011 a 2020.

Para o caso do MRJ, uma vez que se considere as emissões fugitivas no Cenário de Referência, pode-se admitir que até o ano de 2010 o uso do GN resulte em um acréscimo das emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para o aquecimento global do planeta.

Apesar da Hipótese A apresentar de 2005 a 2010 emissões maiores do que as do Cenário de Referência, estes valores são muito pouco significativos, sendo desprezados à medida que para esta situação se confirmar será necessário que a Hipótese A esteja quase 100% certa, o que é altamente improvável.

A partir de 2010 a Hipótese B apresenta emissões muito menores do que as do Cenário de Referência, apresentando em 2020 o valor de 64% das emissões referentes ao cenário de uso do GN. A Hipótese A apresenta em 2020 um aumento de cerca de 12% em relação às emissões do Cenário de Referência. Em vista do observado a partir de 2010 percebe-se que dependendo do que se poderia confirmar da Hipótese B (principalmente em relação ao Setor Elétrico) é que permitir-se-a haver ou não mitigação do efeito estufa pelo uso do GN. No entanto, o que pode se afirmar é que para o uso do GN ter chance de mitigar o efeito estufa, ou pelo menos não contribuir tanto para a sua intensificação, é extremamente fundamental reduzir as perdas na distribuição e consumo. Neste estudo, somente quando foi adotada uma perda de 2% é que as emissões do Cenário de Referência se afastaram para valores significativamente menores do que as da Hipótese A de ausência de GN.

As emissões da Hipótese A se mantêm muito próximas ou mesmo inferiores às do Cenário de Referência para o caso das perdas se manterem em 4% para o período entre 2011 e 2020. Nesta situação, as emissões da Hipótese A seriam ligeiramente superiores às do Cenário de Referência entre os anos de 2005 a 2016 e entre 2017 e 2020 seriam ligeiramente inferiores. Verifica-se que sem uma redução das perdas a partir do ano de 2011, o uso do GN resultará em mais emissões ou aproximadamente nas mesmas emissões verificadas numa hipótese de ausência do seu uso, sendo que a primeira possibilidade é a mais provável.

Entre outras conclusões, está que o Setor Elétrico desempenha um papel fundamental na análise do impacto do uso do GN em relação ao efeito estufa. No que diz respeito às fontes energéticas para a geração de energia elétrica de base térmica, a substituição pelo GN de um fósil como carvão ou óleo combustível irá mitigar as emissões de gases de efeito estufa, pois o GN é o menos intensivo em carbono do que os demais fósseis. Porém, ao se considerar para geração elétrica a substituição de uma fonte hidráulica por

uma fonte térmica a GN, as emissões de dióxido de carbono serão incrementadas. No Brasil há o predomínio da geração de eletricidade por fonte hídrica, em que no ano de 2000 apresentou 89% da geração e 82% da capacidade instalada correspondente à origem hidroelétrica (BEN, 2001). O Plano Decenal de Expansão, 2001-2010 prevê que em 2010 a participação de Centrais Termelétricas atingirá de 21% a 28% da capacidade instalada do Brasil, em que a maior parte deste incremento térmelétrico usará o GN como combustível.

Além das Centrais Termelétricas, muitos empreendimentos de cogeração e climatização são implementados devido à oportunidade oferecida pela disponibilidade do GN, o que não aconteceria na ausência do GN, pois os serviços fornecidos por boa parte destes empreendimentos seriam adquiridos a partir da energia elétrica da rede (Sistema Elétrico Interligado).

Assim, países como o Brasil, que apresentam uma geração de eletricidade baseada em fonte limpa como a hidroeletricidade, a expansão da geração termelétrica a GN representa um aumento das emissões de gases de efeito estufa. Fenômeno similar aconteceria em países como a Nova Zelândia, em que no ano de 2000, 75% do suprimento de eletricidade foi de origem hidrelétrica. A Islândia seria também um dos países que apresentariam um incremento em suas emissões de GEE com a entrada do GN para geração de eletricidade, pois este país contou em 2000 com 84% da sua geração a partir de hidrelétricas. Como um exemplo contundente pode-se citar a Noruega, que apresentou em 2000 cerca de 99,4% de sua produção doméstica de eletricidade a partir da hidroeletricidade (International Energy Agency - IEA, 2002).

O mesmo não se confirma para os países industrializados como um todo, em que para o ano de 1999, cerca de 35% do consumo total de energia para geração elétrica foi proveniente do carvão, e cerca de 7,8% foi proveniente de derivados de petróleo (óleo diesel e principalmente o óleo combustível). Nos países em desenvolvimento a situação é ainda pior, do consumo total de energia para geração elétrica no ano de 1999 45% e 13% foram correspondentes ao carvão e aos derivados do petróleo, respectivamente. No mundo todo, o ano de 1999 apresentou 36% e 9,5% de participação do carvão e dos

derivados de petróleo, respectivamente, na geração elétrica global (Energy Information Administration - EIA, 2002).

Uma conclusão relevante obtida no estudo do caso do MRJ é a da influência de grande magnitude que as emissões fugitivas exercem sob o benefício ambiental global, quando estas são consideradas na contabilidade das emissões decorrentes do uso do GN na matriz energética. Isto é devido à composição do GN processado que possui cerca de 87% de metano, sendo que esta espécie apresenta um Potencial de Aquecimento Global 23 vezes maior do que o do dióxido de carbono. De acordo com o já comentado, deve-se haver esforços e investimentos para a redução a níveis cada vez menores das emissões fugitivas.

O Banco Mundial estima que um volume entre 100 e 135 bilhões de metros cúbicos de GN é queimado ou ventilado a cada ano no mundo. O Banco Mundial, em colaboração com o governo da Noruega, lançou o programa “Global Gas Flaring Reduction Initiative”. Esta iniciativa visa apoiar a indústria do petróleo e os governos nacionais nos esforços para redução da queima do gás, buscando criar um ambiente econômico apropriado para o desenvolvimento de projetos de redução da queima. No Brasil a Petrobrás lançou o POAG – Programa de Otimização do Aproveitamento do Gás, decorrente do primeiro plano regional de diminuição da queima de gás – o Plano Queima Zero, com o objetivo de redução da queima nos flares e um aproveitamento maior deste energético na economia nacional (ALMEIDA, 2002).

É necessário esclarecer que este estudo não pretende desaprovar o uso do GN na matriz energética, pelo contrário, pretende que este fósil seja aproveitado devidamente, que seja reforçado o pressuposto de que uma maior participação do GN na matriz energética brasileira é imprescindível. A extensa disponibilidade de reservas de GN no território brasileiro e mesmo em países vizinhos não pode ser negligenciada, pois se trata de um ativo estratégico que não pode deixar de ser utilizado. No entanto, é fundamental que esteja presente a preocupação com o potencial aumento da intensificação do efeito estufa.

Assim, primeiramente deve-se haver a redução cada vez maior das emissões fugitivas na transmissão, distribuição e uso final do GN. Com isto, o seu aproveitamento no transporte veicular, na substituição do Gás Manufaturado presente no gás canalizado para atendimento Residencial/Comercial e a substituição do óleo combustível, utilizado nas caldeiras industriais, fica sendo favorável ao ambiente local e global. No entanto, em países como o Brasil, a expansão da geração de energia elétrica por termelétricas a GN deve ser realizada de maneira contida, pois a utilização do GN em detrimento do melhor uso das águas, que é um recurso renovável, deve ser evitada. Além disto, quando se produz energia térmica a partir de um combustível, o processo é quase sempre de alta eficiência. Uma caldeira, por exemplo, produz vapor com cerca de 90% a 95% de eficiência, perdendo apenas de 5% a 10% do combustível em forma de calor para a atmosfera. A transformação do mesmo combustível em energia elétrica varia de 25% a cerca de 55%, dependendo se o arranjo da central de geração for ciclo aberto ou combinado. Para se gerar apenas energia elétrica se desperdiça de 75% a 45% do combustível. Com a cogeração, o calor que seria perdido numa geração elétrica isolada é aproveitado para suprir outras necessidades térmicas, como a do chiller de absorção e/ou geração de vapor, apresentando a partir disto uma eficiência de mais de 85%.

A cogeração e a climatização são absolutamente recomendáveis, pois é uma forma racional e eficiente de utilização do GN para substituir a eletricidade nos seus usos eletrotérmicos, pois o atendimento das necessidades de calor e frio podem ser fornecidas diretamente a partir da energia química do gás, concomitante ou não à auto-geração de energia elétrica, evitando também as perdas da transmissão de uma geração centralizada.

Como escreveu o Professor do USP Edmilson Moutinho dos Santos no *Boletim Petróleo & Gás Brasil – abril de 2002*:

“Compreendemos que existem muitos fatores (principalmente políticos) que favorecem o atual estado de miopia em que o investidor enxerga oportunidades de negócio apenas em projetos de termeletricidade a gás. Teoricamente, este parece ser o caminho mais curto entre a produção do gás e a sua realização comercial. Ao analisarmos a consistência de curto e longo prazo desse modelo, verificamos, rapidamente, que o

mesmo está assentado sobre falsas premissas. No curto prazo, ele será de difícil realização e, no longo prazo, ele será insustentável e completamente irracional... não é qualquer política pública que será efetiva e nem todos os segmentos de consumo de gás são factíveis ou desejáveis... Porém, é fundamental que façamos diferentes escolhas tecnológicas”.

Com o aumento da oferta de GN, a utilização do processo de cogeração tende a ser econômica e estrategicamente vantajosa. A cogeração fornece uma melhor eficiência total e uma economia do consumo de energia primária em comparação com a produção separada de eletricidade e calor, o que implica na redução de emissões e no uso racional do GN (Eletrobrás, CEEG – Comissão Permanente de Estudos sobre Cogeração, 1998).

Como foi apresentado ao longo desta dissertação, o consumo de GN está se expandindo, tanto no município do Rio de Janeiro como em todo o Brasil, refletindo um comportamento mundial em relação a este energético. A partir de tudo o que foi discutido neste estudo, a conclusão principal é a de que de maneira nenhuma este recurso energético deva ser negligenciado, pelo contrário, deve ser usado de forma inteligente e racional, atendendo diretamente às necessidades de frio e calor, concomitantemente ou não à geração de eletricidade. O uso do GN para a exclusiva geração de energia elétrica é um desperdício e um mau uso deste fósil, principalmente para países como o Brasil que apresentam um generoso potencial hídrico. O aproveitamento devido do GN proporciona uma excepcional eficiência, promovendo uma significativa redução das emissões. No entanto, incluída nesta conclusão principal de uso racional e inteligente do GN, está a preocupação com a necessidade de redução das perdas na distribuição e uso final, pois as emissões fugitivas determinarão se o uso do GN mitiga ou favorece o efeito estufa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAVA, 2001 , nº 181, Ano25 , Abril/2001;

ALMEIDA, E. L. F., “Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?”. In **Petróleo & Gás Brasil**, dezembro de 2002, Ano 3, n. 12, IE-UFRJ;

ANEEL, 2002, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 1ª Edição, Brasília;

ANEEL, 2003, **Banco de Informações de Geração – BIG**, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>;

ANP, 1999, **Dados de consumo de derivados de Petróleo de 1990 a 1998**, Agência Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro, Comunicação pessoal;

ANP, 2001, ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL 2001, Agência Nacional do Petróleo, Rio de Janeiro, Centro de Documentação e Informação da ANP;

ANP, 2002a, **Agência Nacional do Petróleo**, Disponível em: www.anp.gov.br;

ANP, 2002b, **Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios**, Nota Técnica ANP_016_2002;

ANP, 2002c, **Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural**, Nota Técnica ANP_015_2002;

ARAÚJO, M. A R., 2000, "Efeito Estufa – O futuro do planeta em nossas mãos", Disponível em: http://www.arvore.com.br/artigos/htm/ar1206_1.htm;

AUSTIN, D. and FAETH, P., 1999, **How much sustainable development can we expect from the Clean Development Mechanism**, WRI Climate Note, World Resources Institute;

AVERBURG, M., 2002, **Um Parceiro Volúvel**. Jornal do Brasil, Opinião, Rio de Janeiro, 1^o de Abril;

BAJAY, S. V., BADANHAN, L. F., 2002, **Energia no Brasil: Os próximos dez anos**, Departamento Nacional de Política Energética – DNPE, Secretaria de Energia – SEM Ministério das Minas e Energia – MME, Brasília;

BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO 1980/1997, Núcleo Superior de Estudos Governamentais NUSEG-UERJ, Rio de Janeiro, 1997;

BALIUNAS, S., SOON, W., 1999, **Pioneers in the Greenhouse Effect**, Harvard-Smithsonian Center for Astrophysics;

BELCHIOR, FÁTIMA & SEVERO, RIVADAVIA, 2002, **Mercado do gás cresce, mas apresenta fragilidades**, Rio de Janeiro, Gazeta Mercantil, 14 de março de 2002;

BEN, 2001, **Balanço Energético Nacional – 2001 (Ano Base 2000)**, Departamento Nacional de Política Energética, da Secretaria de Energia - DNPE/SEN/MME, Brasília;

BENJAMIN, C., 2001, **Foi loucura, mas houve método nela: gênese, dinâmica e sentido da crise energética brasileira**, maio de 2001;

BERTULANI, C. A., 1999, **A Temperatura do Universo**, Disponível em: <http://omnis.if.ufrj.br/~bertu/fis2/temperatura/universo/tmp.html>;

BONATTI, J. P., 2001, **Modelo de Circulação Geral Atmosférico**, Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC-INPE), Disponível em: <http://www.cptec.inpe.br/products/climanalise/cliesp10a/bonatti.html>;

BROWN, M., 2002, **Onwards from 7%: new survey from WADE quantifies decentralized energy worldwide** **Michael Brown is the Director of WADE and Editor of Cogeneration and On-Site Power Production**, COSPP - Vol. 3 - Issue 6 - Nov-Dec 2002;

CAPOZOLI, U., 2002, **Escassez de água estimula conflitos em cinco regiões**, Newsletter WWI-UMA, WWI-Worldwatch Institute, Washington;

CARNEIRO, R. S. C., 2002, “Negócios de gás natural, de eletricidade e a lei no Brasil”. In **Oil & Gas Journal Latinoamerica**, julho/agosto 2002;

CEEETA - Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, 2002, “PARTE II – Tecnologias de Aproveitamento de Calor”. In **Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos**, União Européia, Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional;

CEG, 2000, **Dados de consumo de gás manufacturado e gás natural de 1990 a 1999 e previsão de consumo de 2000 a 2005 no município do Rio de Janeiro**, Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, Comunicação pessoal;

CEG, 2001, **Dados de consumo de gás natural para Cogeração e Climatização de 1999 a 2001 e previsão de consumo de 2001 a 2005 no município do Rio de Janeiro**, Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, Comunicação pessoal;

CEG, 2003, Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro, Disponível em: www.ceg.com.br;

CETESB, 2000, **Relatório de qualidade do ar em São Paulo 1999**, Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental, São Paulo;

CMMAD, 1988, **Nosso futuro comum**, Comissão Mundial Sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, Rio de Janeiro: Ed. da FGV;

CONPET, 2003, **GLP-Informações Técnicas**, Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural, Petrobrás, MME;

CPA_UNICAMP, 2002, **Centro de Pesquisa Agrícola**, Disponível em: <http://www.cpa.unicamp.br/portal/index.php>;

CQNUMC, 1992, **CONVENÇÃO QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MUDANÇA DO CLIMA** (CQNUMC), Secretariado da Convenção sobre Mudança do Clima, 1ª Edição em português, Brasília, PNUMA, 1999;

DAHL, R., 1982, **Dilemmas of Pluralist Democracy**, New Haven, Yale;

DAVIDOVICH, L. *et al.*, 1996, **Physical Review A**, vol. 53, 1295-1309;

DAVIDOVICH, L., 2000, **O Gato de Schrödinger, do Mundo Quântico ao Mundo Clássico**, Instituto de Física, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Disponível em <http://www.activenet.com.br/pessoais/pchomepage/quantico.html>;

EIA, 2002, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, **International Energy Outlook 2002 - IEO2002**, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, DC, March, 2002;

FLEMING, J. R., 1998, **Historical Perspectives on Climate Change**, Oxford University Press, 208 pp;

FURNAS Centrais Elétricas S. A., Usina Termelétrica de Santa Cruz, Setor de Estatística e Apoio Operacional-Retrospecto Geral (referente a 1967 a 1996);

FURNAS Centrais Elétricas S. A., Usina Termelétrica de Santa Cruz, Relatórios Anuais (1998, 1997 e 1996);

GASENERGIA, 2002, Disponível em: www.gasenergia.com.br;

GASNET, 2002, Disponível em: www.gasnet.com.br;

GASPETRO-PETROBRAS, 2002, Disponível em: www.petrobras.gov.br/gaspetro;

GASVIRTUAL, 2003, **História do Gás**, Disponível em <http://www.gasvirtual.com.br/Historico.htm>;

GRIBBIN, J. R., 1990, **Hothouse earth: The greenhouse effect and gaia**, New York: G. Weidenfeld Ed;

GRIMM, ALICE MARLENE, 1999, **Grupo de Pesquisas em Meteorologia**, Universidade Federal do Paraná, Departamento de Física, Disponível em: <http://www.fisica.ufpr.br/grimm/>

GRUBLER, A, NAKICENOVIC, N., 1988, “The Dynamic Evolution of Methane Technologies”. In **The Methane Age**, Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers;

GUIMARÃES, E. T., 1993, **Sistemas de Cogeração**, Cogerar Sistemas de Engenharia Ltda;

HOLLANDA, J. B., 2002, **Concessionárias Não Podem Mais Ignorar a Geração Distribuída**, Assessoria de Imprensa do Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE;

ICLEI, 1997, **Local Government implementation of climate protection**, Report to the United Nations Conference of the Parties. International Council For Local Environmental Initiatives, Cities for Climate Protection, Toronto;

IEA, 2001, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, **World energy statistics from the IEA**, Paris, Organization for Economic Co-operation and Development;

IPCC, 1990, **Climate Change: The Scientific Basis in 1990. Contribution of Working Group I to the First Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, 1ª Edição, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press;

IPCC, 1996a, **Mudança do Clima 1995, Sumário para formuladores de Políticas, contribuição do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, 1ª Edição, Brasília, 2000;

IPCC, 1996b, **Greenhouse gas inventory reporting instructions – IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, Vol 1, 2, 3. Intergovernmental Panel on Climate Change, United Nations Environment Program, the Organization for Economic Co-operation and Development and the International Energy Agency, London. 3 v;

IPCC, 2001, **Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, 1ª Edição, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press;

IPP, 2000, **Estimativas do Produto Interno Bruto e da População do Município do Rio de Janeiro para o período entre 1990 a 2020**, Instituto Municipal de Urbanismo Pereira Passos, Diretoria de Informações da Cidade;

JOTZO, F and MICHAELOWA A., 2001, **Estimating the CDM Market under the Bonn Agreement**. HWWA Discussion Paper – 145; Hamburg;

KRONA, 2002, Disponível em: <http://www.krona.srv.br/display05.htm>;

LA ROVERE, E. L., 1992, “**A sociedade tecnológica, o planejamento e a democracia**”. In: GOLDENBERG, M. (Coord.) *Ecologia, ciência e política: participação social, interesses em jogo e luta de idéias no movimento ecológico*. [s.l.]: Ed. Revan. p. 77 – 104;

LA ROVERE, E. L., RIBEIRO, S. K., RIBEIRO, L. S., *et al.* (2000), **Inventário de Gases do Efeito Estufa do Município do Rio de Janeiro**, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil;

LIGHT, 1999, **Dados de consumo de consumo de energia elétrica suprida pela LIGHT no município do Rio de Janeiro de 1990 a 1998**, Companhia Distribuidora de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Comunicação pessoal;

LIU, KUO-NAN, 1980, **An Introduction to Atmospheric Radiation**, Academic Press;

MACEDO, R. A V., 2002, **Revista TN Petróleo**, Ano V - 2002 - Número 26;

MACHADO, O., 2002, “Comissão Mista de Energia Brasil-Bolívia não avança na redução do preço do gás Segundo ministros de energia dos dois países, queda no valor do insumo vai depender diretamente do aumento demanda no país”. In **Expansão**, 26 de dezembro de 2002;

MCT, 1999, **Relatório das emissões de carbono derivadas do sistema energético: abordagem top-down**, Ministério da Ciência e Tecnologia, Brasília, DF. Disponível em: http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/tdown.htm;

MEADOWS, D. H., *et al.*, 1972, **The limits to growth**, New York: Universe Books;

MERCADANTE, A, “A crise de energia levará o país à recessão?”. In **Folha de São Paulo**, 26 de maio de 2001;

MIRANDA, A., 2002, “UE Deve Manter Mercado de Carbono se Quioto Fracassar”. In **Gazeta Mercantil**, 18 de junho de 2002;

MMA, 1997, **De Estocolmo ao Rio, As Declarações do Ambiente**, 1ª Edição, Brasília, Instituto de Promoção Ambiental;

MME, 2002a, **Nota Explicativa sobre a nova política de preços para o gás natural**, Disponível em: <http://www.mme.gov.br/gas/nota.htm>;

MME, 2002b, **Plano Decenal de Expansão – 2001-2010**, Secretaria de Energia, CCPE, Brasília;

MORAN, M.S., JACKSON, R.D., SLATER, P.N., TEILLET, P.M, 1991, **Comparison of Atmospheric Correction Procedures for Visible and Near-IR Sensor Output, 5th International Colloquium on Physical Measurements and Signatures in Remote Sensing**, Courchevel (França), 14-18 janeiro, Ed.ESA SP-319, pp.7-12;

MOREIRA, ILDEU C., 2001, **Einstein e seus Trabalhos de 1905 e 1915**, Disponível em: <http://www.educacaopublica.rj.gov.br/biblioteca/fisica/fisic04b.htm>;

MOROZOVA, SVETLANA & STUART, MARC, 2001, Chapter II, “The size of the Carbon Market Study”. In: **GreenHouse Gás Market Perspectives**, United Nations Foundation, 39-81;

NAKICENOVIC, N., *et al*, 2000, **Global Natural Gas Perspectives**, IIASA-International Institute for Applied Systems Analysis, 1ª edição, Kyoto, Japão, International Gás Union for the Kyoto Council Meeting;

National Greenhouse Gas inventories, Vol 1, 2, 3. Intergovernmental Panel on Climate Change, United Nations Environment Program, the Organization for Economic Co-operation and Development and the International Energy Agency, London. 3 v;

OLIVEIRA, A. S. de e RIBEIRO, L. da S., 2002, **Critérios de Elegibilidade e Indicadores de Sustentabilidade para Avaliação de Projetos que Contribuam para a Mitigação das Mudanças Climáticas e para a Promoção do Desenvolvimento Sustentável**, Supervisão de Emílio L. La Rovere e Eduardo S. Novaes, Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (COPPE/UFRJ) e Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos do Ministério do Meio Ambiente;

PÁDUA, J. A, 1999, **Produção, Consumo e Sustentabilidade: O Brasil e o contexto Planetário**, 1ª Edição, Rio de Janeiro, Fase;

PEARCE, D. W., TURNER, 1990, **Economics of natural resources and the environment**, Baltimore: The J. Hopkins Univ. Press;

PETROLEUM ECONOMIST, 1998, World Gas Yearbook;

Protocolo de Quioto à Convenção sobre Mudança do Clima, Secretariado da Convenção sobre Mudança do Clima, 1ª Edição em português, Brasília, PNUD, 1997;

PRZEWORSKI, A, **Capitalism and social democracy**, Cambridge, Cambridge University Press, 1985;

RAMANATHAN, V, 1998, Trace-gas greenhouse effect and global warming, *Ambio*, Vol. 27, No. 3, 187-197;

RIBEIRO, S. K., 2001, **Estudo das Vantagens Ambientais do Gás Natural Veicular: O caso do Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ;

RIBEIRO, S. K.; COSTA, C.V.; DAVID, E.G.; REAL, M. V., D'AGOSTO, M. A., 2000,

RODHE, H., R. CHARLSON, E. CRAWFORD, 1998, **Svante Arrhenius and the greenhouse effect**, *Ambio*, Vol. 26, No. 1,3-5;

ROSA, P., TOLMASQUIM, M. T., PIRES, J. C. L., 1998, **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo, uma Visão Crítica**, 1ª Edição, Rio de Janeiro, Relume Dumará;

ROSA, PINGUELLI, 2001, **O Apagão – Por que veio? Como sair dele?**, 1ª Edição, Rio de Janeiro, Editora Revan;

SACHS, I., 2000, **Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável**, 1ª Edição, Rio de Janeiro, Garamond;

SAEFL, 1997, **Climate in danger: Facts and implications of the greenhouse Effect**. Swiss agency for the environment, forests and landscapes, Bern;

SANTOS, E. M., 2002, **Gás Natural: Novas Estratégias Para Uma Energia Civilizada**, Boletim Petróleo & Gás Brasil – abril de 2002 – Ano 3 – n ° 4;

SFG, ANEEL, 2003, **Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração**, Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração-SFG, ANEEL, 15 de janeiro de 2003;

SILVA *et al*, 2002, “Exploration and Exploitation of Oil and Gas”. In **Revista TB Petroleum**, Year 4, Number 13, 2002;

SPRING_DPI/INPE, 2002, **Processamento de Imagens**, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais-INPE, Disponível em: <http://www.dpi.inpe.br/spring/teoria/sensore/sensore.htm>;

STIGLITZ, 2002, **Globalization and its Discontents**, 1 Edição, WWNORTON;

SUPERGASBRAS, 2003, **História do Gás de Botijão no Brasil**, Disponível em: <http://www.supergasbras.com.br/empr/1-2.htm>;

TRIGO, R., DESSAI, S., 1999, **A Ciência das Alterações Climáticas**, University of East Anglia, Norwich, NR4 7TJ, UK;

UNEP, 2000, **GEO-2000 global environmental outlook**, Cheatle, M., Schomaker, M., Seki, M., Vandeweerd, V., and Zahedi, K. (coordinating team), United Nations Environment Program, Nairobi, Kenya;

UNEP, 2002, **United Nations Environment Programme, World Meteorological Organization**, Disponível em: www.undp.int/wmo;

UNFCCC, 2003, **Climate change information Kit. United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <http://www.unfccc.de/resource/iuckit/index.htm>;

UPPENBRINK, J. 1996, **Arrhenius and Global Warming**, Science, 272, 1122; Weidenfeld Ed;

WOHLGEMUTH, Norbert., 2000, **Can the Kyoto Protocol promote renewable energy technologies?** University of Klagenfurt, Austria;

ZULLO, J., GU, X., LAMPARELLI, R., *et al.*, 1995, **Pré-Processamento das Imagens de Satélite**, Caderno de Informações Georreferenciadas – CIG, Cepagri/UNICAMP-Campinas;