

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Inserção do Gás Natural na Economia
Brasileira e seus Efeitos nas Emissões de CO₂**

Autor: Hércules Souza de Medeiros
Orientador: Prof. Dr. José Antonio Scaramucci

35/2007

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

Inserção do Gás Natural na Economia Brasileira e seus Efeitos nas Emissões de CO₂

Autor: Hércules Souza de Medeiros
Orientador: Prof. Dr. José Antonio Scaramucci

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2007
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

M467i Medeiros, Hércules Souza de
 Inserção do gás natural na economia brasileira e seus
 efeitos nas emissões de CO₂ / Hércules Souza de
 Medeiros. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

 Orientador: José Antonio Scaramucci
 Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

 1. Gás natural. 2. Desenvolvimento energético. 3.
 Programação (Matemática. I. Scaramucci, José Antonio.
 II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
 Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Insert of the natural gás in brazilian economy and their effects
in the CO₂ emissions.

Palavras-chave em Inglês: Natural gas, energy development, Programming
(Mathematics).

Área de concentração: Energia, Sociedade e Meio Ambiente.

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Edmar Luiz Fagundes de Almeida e Carla Kazue Nakao
Cavaliero

Data da defesa: 27/06/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Inserção do Gás Natural na Economia
Brasileira e seus Efeitos nas Emissões de CO₂**

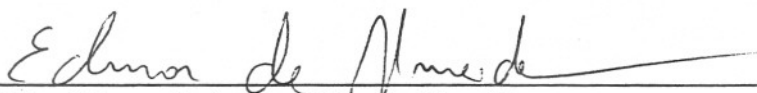
Autor: Hércules Souza de Medeiros

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Scaramucci

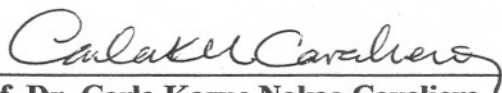
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



**Prof. Dr. José Antonio Scaramucci, Presidente
Universidade Estadual de Campinas - SP**



**Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Universidade Federal do Rio de Janeiro - RJ**



**Prof. Dr. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Universidade Estadual de Campinas - SP**

Campinas, 27 de junho de 2007.

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha querida esposa.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ter logrado seus objetivos e ser efetivamente finalizado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Ao meu pai, postumamente, pelo incentivo que me dispensou durante toda vida.

A minha mãe pela dedicação e carinho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Antonio Scaramucci, que acreditou no meu esforço e me ajudou a trilhar os caminhos corretos.

Aos amigos, Márcia Falcony, Ana Silvia Dias, Roberta Silvestrin, Aroldo Camargo, Sokrats Novickis, Eduardo Acquaviva, Jose Renato Bruzadin e Nelson Cardoso de Oliveira, pelo incentivo e prestimosidade que lhe são peculiares.

A todos os colegas e companheiros de trabalho, em especial à minha equipe na Iqara, que contribuíram decisivamente para a conclusão deste trabalho.

A todos os professores, em especial aos componentes da banca examinadora, e colegas da Faculdade de Engenharia Mecânica, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

*"É preciso sonhar mas com a condição
de crer em nosso sonho, de observar com
atenção a vida real, de confrontar a
observação com nosso sonho, de realizar
escrupulosamente nossas fantasias.
Sonhos, acredite neles."
(V.I. Ulianov)*

Resumo

MEDEIROS, Hércules Souza, *Inserção do Gás Natural na Economia Brasileira e seus Efeitos nas Emissões de CO₂*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 114 p. Dissertação (Mestrado)

Nos últimos anos o gás natural vem despontando como uma alternativa energética viável para a economia brasileira, o que tem despertado grande interesse por parte de diversos agentes públicos e privados que atuam no setor de energia. Porém, sua inserção na matriz energética nacional não está ocorrendo de maneira eficaz e no ritmo desejado. Novos empreendimentos que utilizam o gás natural estão surgindo em todos os segmentos, quer seja em função das necessidades econômicas ou em função do apelo ambiental. A inserção do gás natural é uma realidade, mas a ausência de políticas concretas põe em risco o seu desenvolvimento de longo prazo. Assim, este trabalho procura permear todos os aspectos relativos à inserção do gás natural no Brasil e os impactos resultantes nas emissões de CO₂, na matriz energética e na economia nacional. A metodologia escolhida para apoiar as análises foi a decomposição por índices. O objetivo é determinar os impactos do gás natural nas emissões de dióxido de carbono e fatores relevantes tais como, a dinâmica econômica, composição setorial e eficiência energética. Ainda sob o aspecto das análises, foram comparados possíveis cenários e, também, aplicações da mesma metodologia em países que possuem economias relativamente semelhantes à brasileira. Os resultados obtidos mostraram a consistência do modelo e, trouxeram importantes contribuições para o desenvolvimento de políticas para o gás natural entre os cenários avaliados. Resultados adicionais evidenciaram a importância futura deste, demonstrando assim, a necessidade de dar continuidade às análises para o desenvolvimento sustentável brasileiro.

Palavras Chave

Gás natural, desenvolvimento energético, emissões de CO₂, análise de decomposição por índices.

Abstract

MEDEIROS, Hércules Souza, *Insert of the Natural gas in the Brazilian Economy and their Effects in the CO₂ Emissions*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 114 p. Dissertação (Mestrado)

In the last years, natural gas has unfolded as a feasible energy alternative for the Brazilian economy, attracting great interest from several major market players. However, its insertion in the energy sector has not been occurring in a consistent way and at the expected pace. New prospects for natural gas projects are appearing in all market segments due to growing economic needs and its environmental appeal. The insertion of natural gas is a reality, but the lack of concrete policies jeopardizes its long term development. This work aims at investigating different views related to the issue of natural gas introduction in Brazil and the resulting impacts on CO₂ emissions, the energy sector and the national economy. The index decomposition analysis (IDA) methodology was chosen to conduct the study. The objective is to determine the impacts of natural gas on carbon dioxide emissions, through its significant explanatory factors, such as economical dynamics, sector composition and energy efficiency. Possible scenarios were compared. Also, applications of the same methodology in countries with similar economies are reported. The results obtained showed the model assertiveness and, also, brought important contributions for development of natural gas market policies among the scenarios considered here. Additional results indicate the importance of natural gas for Brazil, in particular for its economic and environmental future, as a means to achieve sustainable development.

Key Words

Natural gas, energy development, CO₂ emissions, index decomposition analysis.

Índice

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xi
Nomenclatura	xii
1. Introdução	1
2. Gás natural	6
3. Gás natural e mudanças climáticas	30
4. Metodologia	44
5. Apresentação dos dados e aplicação do modelo	56
6. Resultados e avaliações	67
7. Conclusões	91
Referências Bibliográficas	97

Lista de Figuras

Figura 1 – Reservas mundiais provadas de gás natural	11
Figura 2 – Produção X consumo mundial de gás natural (bilhões m ³)	12
Figura 3 – Reservas de gás natural na América do Sul (2005)	12
Figura 4 – Fluxos mundiais de gás natural (bilhões m ³)	13
Figura 5 – Brasil: reservas totais (bilhões m ³)	15
Figura 6 – Balanço entre oferta e demanda de gás natural no Brasil	20
Figura 7 – Disponibilidade de gás natural no médio prazo	28
Figura 8 – Mapa do Protocolo de Kyoto em 2005	36
Figura 9 – Demonstração gráfica da decomposição completa da agregação multiplicativa	48
Figura 10 – Demonstração da área gráfica do termo residual da decomposição	49
Figura 11 – Relação de causalidade dos efeitos da metodologia	54
Figura 12 – Evolução da população brasileira por região	57
Figura 13 – Evolução do PIB Brasil nos setores de interesse	59
Figura 14 – Decomposição total da variação de emissões por períodos	71
Figura 15 – Decomposição total da variação de emissões por setores	73
Figura 16 – Trajetórias de crescimento para a economia brasileira (2030)	82
Figura 17 – Cenários: crescimento da população brasileira	85
Figura 18 – Cenários: evolução da intensidade energética	86

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Potencial de aquecimento global	40
Tabela 2 – População brasileira 1970 a 2004	57
Tabela 3 – Produto Interno Bruto (1970 a 2004)	58
Tabela 4 – Consumo final de energia por setor	61
Tabela 5 – Fator de emissão de carbono por fonte primária	62
Tabela 6 – Emissões de carbono por fonte (Brasil 1970 – 2004)	63
Tabela 7 – Resultados agregados de emissões de CO ₂ na economia brasileira (1970 – 2004)	71
Tabela 8 – Resultados agregados dos setores analisados	72
Tabela 9 – Resultados agregados dos setores analisados (1970 – 2004)	73
Tabela 10 – Resultados agregados (contribuição do gás natural)	76
Tabela 11 – Resultados agregados dos setores analisados (ótica do GN)	77
Tabela 12 – Resultados agregados dos setores analisados (ótica do GN)	78
Tabela 13 – Cenários projetados para 2030 (Brasil)	84
Tabela 14 – Cenários: evolução do PIB brasileiro	84
Tabela 15 – Cenários: oferta interna de energia	85
Tabela 16 – Cenários: Consumo final total estimado de energia no Brasil	86
Tabela 17 – Resultados de emissões de CO ₂ para a economia brasileira (2004 a 2030)	88

Nomenclatura

Siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo
BEN – Balanço Energético Nacional
BG – *British Gas*
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP – *British Petroleum*
CF – Constituição Federal
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DOE – *Department of Energy*
E&P – Exploração e Produção
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EUA – Estados Unidos da América
FEC – Fator de Emissão de Carbono
GDP – *Gross Development Production*
GEE – Gases de Efeito Estufa
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
GNL – Gás Natural Liquefeito
GNV – Gás Natural Veicular
GWP – *Global Warming Potential*
IDA – *Index Decomposition Analysis*
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
IEA – *International Energy Agency*
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Changes*
LMDI – *Logarithmic Mean Divisia Index*
MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME – Ministério de Minas e Energia
OIE – Oferta Interna de Energia
PCI – Poder Calorífico Inferior
PIB – Produto Interno Bruto
PND – Plano Nacional de Desenvolvimento
PPT – Programa Prioritário de Termoelectricidade
SCN – Sistema de Contas Nacionais
SDA – *Structural Decomposition Analysis*
UNFCCC – *United Nations Framework on Climate Changes*

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
WEC – *World Energy Council*

Letras Gregas

Σ – Somatório

Δ – Variação

Símbolos

CO₂ – Dióxido de carbono

CH₄ – Metano

N₂O – Óxido nitroso

SF₆ – Hexafluoreto de enxofre

HFC – Hidrofluorcarbonos

PFC – Perfluorcarbonos

NO_x – Óxidos de nitrogênio

HC – Hidrocarbonetos

CO – Monóxido de carbono

H₂S – Ácido Sulfídrico

Capítulo 1

1. Introdução

1.1. Justificativa do trabalho

O governo do presidente Fernando Henrique Cardoso tinha como meta aumentar a participação do gás natural na matriz energética de 2% para 12% em dez anos através da ampliação da capacidade instalada de abastecimento de energia elétrica no país, que passava então pela construção de diversas usinas termelétricas.

Foi criado, então, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), para que o parque gerador de energia elétrica não permanecesse mais na dependência de adequadas condições hidrológicas. Mesmo assim, 80% da energia elétrica consumida no País permanece sendo gerada por usinas hidrelétricas.

Naquela época, a idéia era dar escala ao consumo de gás natural com a instalação de 49 usinas termelétricas, que iriam utilizar o gás natural como combustível, o que as tornaria as principais consumidoras do gás no país. Tal fato constituiu um erro conceitual grave em relação ao planejamento energético de longo prazo, tendo em vista as características do sistema elétrico nacional e a política de despacho de usinas.

Em razão da crise de abastecimento de energia elétrica vivida pelo Brasil em 2001, da falta de infra-estrutura adequada de abastecimento, de uma política bem definida de tarifas que permitisse o despacho das usinas, da falta de garantias de fornecimento de gás natural, do conseqüente aumento de tarifas de energia elétrica e do fracassado programa de privatização do setor elétrico nacional, o PPT não conseguiu se desenvolver como esperado, gerando prejuízos

para empresas que apostaram na geração termelétrica.

Não obstante, as companhias de gás vêm desenvolvendo de forma massiva a expansão da distribuição de gás natural nas grandes metrópoles, como Rio de Janeiro e São Paulo. Tal desenvolvimento em São Paulo, por exemplo, foi alavancado pelo processo de conversão das indústrias, muito em função das exigências ambientais. No Rio de Janeiro, cuja tradição de uso do gás como energético é mais antiga, esse processo proporcionou que o estado se tornasse o campeão no uso do gás natural veicular, com a maior frota convertida do país.

Em função da crise proporcionada pela mudança na postura do governo boliviano em relação à política dos hidrocarbonetos daquele país, vislumbra-se um novo momento para a indústria brasileira de gás natural, buscando uma aceleração na produção dos poços conhecidos e um maior investimento em novas possibilidades de maneira que o Brasil estabeleça um novo marco na produção deste importante energético.

Também sob o aspecto ambiental, a participação do gás natural se acelera em todo o mundo sob a perspectiva de que se torne um dos principais combustíveis deste século. Isso ocorre por causa dos efeitos nocivos causados pelo aquecimento global, fruto do uso durante muito tempo de combustíveis fósseis. Tais combustíveis, em especial o petróleo, tendem a ser substituídos por combustíveis não geradores de gases de efeito estufa, mas nada disso irá ocorrer de uma hora para outra. A tendência é que as energias renováveis e os biocombustíveis cada vez mais se tornem uma alternativa viável, mas até que chegue esse momento de maneira mais efetiva, ou seja, se tornem competitivos e tenham escala, será necessário adotar combustíveis que possam permitir de uma maneira mais aceitável a transição entre os dois momentos. Esse talvez seja o papel que o gás natural tenha a desenvolver como um dos principais combustíveis neste século.

Ainda como uma das motivações, e sob a ótica combinada de crescimento econômico e emissões, há uma série de estudos publicados sobre economias emergentes, semelhantes à brasileira, que tratam da correlação teórica e funcional entre os diferentes modelos de crescimento que as caracterizem e tenham as emissões de dióxido de carbono como um balizador importante. Naturalmente que naqueles países, diferentemente do Brasil, a participação de combustíveis fósseis é mais intensa e isto permite um paralelo interessante para a inserção do gás natural para o caso brasileiro. Podem-se citar, como exemplos, os estudos de PAUL E BHATTACHARYA (2004),

que aplicaram a IDA para o caso da Índia. Esta mesma técnica também foi adotada por LIZE (2004) para estudar as relações entre desenvolvimento econômico e emissões de CO₂ na Turquia entre 1980 e 2003. Para o caso tailandês, especificamente para uma análise setorial da indústria, BHATTACHARYA E USSANARASSAMEE (2005) aplicaram o método *Logarithmic Mean Divisia Index* (LMDI).

Logo, neste trabalho, se pretende percorrer uma trajetória similar aos estudos citados de forma que se possa conhecer de maneira mais clara, para o caso brasileiro, os elementos e suas contribuições específicas para as emissões de CO₂.

Para avaliar, então, de que maneira o gás natural poderá contribuir, aplica-se neste trabalho uma metodologia que procura, através das emissões de CO₂ observar os fatores determinantes da sua inserção, procurando correlacionar efeitos característicos e determinantes em relação às características econômicas do Brasil.

1.2. Objetivos da dissertação

O objetivo central é identificar e avaliar, para o caso brasileiro, os fatores que influenciam as emissões de CO₂ e, ao mesmo tempo, de que maneira a inserção do gás natural ocorreu no passado recente e se configura no futuro próximo, tendo clara sua característica de ser um combustível de transição.

De forma secundária, busca-se neste trabalho demonstrar quais os resultados para o caso brasileiro ao longo das últimas décadas e quais relações podem ser estabelecidas entre a economia nacional e alguns efeitos como nível de emissões de gás carbônico, intensidade energética, PIB, nível de atividade da economia, entre outras. Pôde-se ainda, com base nos resultados obtidos pela aplicação da técnica de decomposição proposta, avaliar qual dos efeitos mencionados reflete de maneira mais adequada a economia brasileira e sua matriz energética com base, inclusive, nas experiências dos estudos realizados em outros países sob a ótica da mesma metodologia.

Assim, este trabalho analisa algumas possibilidades de inserção do gás natural na economia brasileira e, também, investiga aspectos relacionados com as emissões de CO₂ geradas pela atividade econômica no Brasil e de que maneira o uso do gás natural pode contribuir para mitigar os efeitos nocivos das emissões de gases de efeito estufa e, por consequência, as mudanças

climáticas globais.

1.3. Metodologia

A metodologia de decomposição por índices (*Index Decomposition Analysis* – IDA) foi escolhida, dentre todas as possibilidades estudadas, por ser uma metodologia que permite uma visualização mais genérica através de resultados agregados em nível setorial. No capítulo 4 demonstram-se os fundamentos teóricos da IDA, bem como as etapas de adaptação para aplicação da técnica como um modelo energético-ambiental.

Como parte da metodologia está a relação funcional entre os efeitos, demonstrando a relação de causalidade existente entre eles na decomposição completa por agregação multiplicativa, que é a forma de aplicação da IDA ao modelo.

1.4. Estrutura da dissertação

No capítulo 2 é apresentado e discutido o gás natural, desde o enfoque histórico até as questões de mercado e suas possibilidades, passando pela evolução mundial e nacional do energético.

Por se tratar de um combustível fóssil, a questão ambiental e das mudanças climáticas é avaliada no capítulo 3, apresentando e analisando os impactos causados pela substituição energética e o potencial do gás natural como um dos indutores da substituição energética.

A metodologia de avaliação proposta e a demonstração da técnica de números-índice aplicada estão descritas no capítulo 4. Este capítulo contempla, ainda, a determinação das bases de cálculo das emissões de gás carbônico e o detalhamento teórico dos números-índice, bem como a modelagem da IDA para a abordagem energético-ambiental.

A origem dos dados e o alinhamento e uso dos mesmos estão discutidos no capítulo 5. Uma vez discutidos os dados e a formalização do modelo, os resultados são apresentados e discutidos no capítulo 6. Naturalmente, verificando os resultados com as ocorrências históricas, são avaliados os índices obtidos, buscando identificar as mudanças políticas, econômicas, sociais e

tecnológicas ocorridas nas partições de tempo.

Ainda no capítulo 6 são apresentados panoramas retrospectivos e prospectivos, respectivamente, acerca das abordagens utilizadas e em base aos dados apresentados no capítulo 5, dos diversos estudos que utilizaram a mesma metodologia e quais os resultados obtidos para as diversas economias avaliadas. Entende-se que o gás natural é um vetor para a integração regional entre os países detentores de reservas de gás natural, sendo o Brasil o principal e maior consumidor potencial deste combustível na América do Sul.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões finais.

Capítulo 2

2. Gás natural

Neste capítulo discute-se o surgimento do gás natural e o seu desenvolvimento como energético, buscando entender suas aplicações, a forma como se consolidou como uma opção energética, de que maneira o mercado se desenvolveu ao redor do mundo e de que forma encontra-se situado no Brasil, incluindo neste último as principais barreiras ao seu desenvolvimento.

2.1 Gás natural como energia primária no mundo

A existência do petróleo já é citada no Antigo Testamento, quando da sua utilização na Arca de Noé e na Torre de Babel. Mais tarde, na Mesopotâmia, Egito e Pérsia, o betume era utilizado para calafetar as construções, pavimentar estradas e embalsamar os mortos. No século II d.C. os chineses retiravam petróleo e gás natural de poços a mil metros de profundidade e os transportavam em tubos de bambu para utilização em aquecimento e iluminação.

Em 1609, o químico holandês Van Helmont descobriu que um corpo invisível, denominado de *geist* (alma em alemão), entrava em combustão com grande desprendimento de energia (calor), mas o gás somente teve sua utilização industrial em 1795, no auge da Revolução Industrial.

A primeira empresa de gás natural somente surgiu em 1865, nos Estados Unidos, ao mesmo tempo em que se desenvolvia a indústria siderúrgica. Somente em 1869 o petróleo começou a ser aproveitado em larga escala. Nesta época, Edwin Drake, da Pensilvânia (EUA), descobriu uma jazida a 21 metros de profundidade. Neste ponto, instalou-se uma refinaria rudimentar para a produção de querosene e iniciou-se uma nova era na estrutura das relações econômicas e comerciais que provocariam profundas modificações no poder político e econômico do mundo.

Nesta época, o carvão era o melhor combustível disponível, mas rapidamente foi substituído pelo petróleo. A iluminação, que era feita através de óleos de rícino¹ e de baleia, passou a ser feita com querosene, que se apresentava, nessa época, como o mais importante derivado do petróleo.

Em 1870, a primeira empresa petrolífera foi fundada por John Rockefeller e, no início do século XX, já existiam algumas companhias multinacionais petrolíferas que operam até hoje.

Em 1872, o primeiro gasoduto dos Estados Unidos foi construído, com nove quilômetros de extensão e duas polegadas de diâmetro, visando atender à demanda da cidade da Pensilvânia. Em 1912, no Canadá, foi construído um gasoduto de dezesseis polegadas de diâmetro e 273 quilômetros de extensão, visando atender às necessidades da cidade de Calgary.

No Brasil, em 1895, foi instalada a Companhia de Iluminação a Gás, no Rio de Janeiro, e a *São Paulo Gas Company Ltd*, na cidade de São Paulo, ambas com a incumbência de produzir e distribuir o gás para uso doméstico e iluminação (PETROBRAS, 1986).

Em muitos países europeus, o gás natural canalizado chega à zona rural. No Brasil o seu uso se restringia, até cerca de dez anos atrás, a algumas áreas metropolitanas, para uso doméstico, e na região nordeste para uso industrial. Com a implantação do gasoduto Bolívia-Brasil, a utilização do gás natural ganhou novas possibilidades de uso, dentre elas a geração distribuída e a co-geração, aumentando sua participação na matriz energética brasileira.

2.2 Usos do gás natural

Na natureza, o gás natural geralmente aparece associado ao petróleo, onde forma uma câmara de pressão acima da superfície de líquido, ajudando a elevação do petróleo até a superfície. Nestas condições, o gás sai juntamente com o óleo (normalmente chamado “associado”). Então, passa por um separador e, ou é conduzido para o consumo, ou é reinjetado para auxiliar a extração do petróleo. Pode, também, ocorrer em reservatórios sem a presença do petróleo, normalmente chamados de gasífero, sendo denominado de “não-associado”.

Os hidrocarbonetos presentes na jazida determinam se haverá ou não petróleo junto ao gás

¹ Trata-se da mamona, que sempre foi largamente utilizada como lubrificante e atualmente é uma das principais culturas voltada à produção do biodiesel.

natural. A forma física do hidrocarboneto depende do número de átomos de carbono presentes na estrutura molecular. Os hidrocarbonetos com até quatro átomos em cada molécula, se apresentam na forma gasosa, constituindo o gás natural, que é uma mistura de metano, etano, propano e butano. Entre cinco e vinte átomos de carbono por molécula, o hidrocarboneto se apresenta na forma líquida, constituindo o petróleo bruto. Acima deste valor, o estado é sólido, formando os diversos tipos de carvão.

O gás liquefeito de petróleo (GLP), conhecido como gás de cozinha, é uma mistura predominante dos gases propano e butano. São comercializados em botijões sujeitos a pressões ligeiramente acima da pressão atmosférica. Reduzindo a temperatura do gás natural até seu ponto de condensação (-162°C) a uma pressão pouco acima da pressão atmosférica, seu volume se reduz em 600 vezes, permitindo o seu armazenamento em grandes reservatórios isolados termicamente para estocagem e transporte. Nesta situação ele é conhecido como gás natural liquefeito (GNL), o que permite o transporte em grandes navios, chamados de metaneiros, fabricados para este fim, possuindo reservatórios esféricos revestidos com isolamento térmico (PITANGA, 1992).

Tratando-se de uma mistura de hidrocarbonetos, entre os quais prevalece o gás metano, a queima do gás natural faz-se com relativa facilidade, proporcionando um elevado grau de aproveitamento e reduzida emissão de poluentes.

Atualmente o gás natural, junto com a eletricidade, é o recurso mais versátil para uso direto, e desta forma, se tornando um combustível de grande valor, já que fornece vantagens energéticas e ambientais com muita praticidade na aplicação e a um custo relativamente acessível. Assim, diversos segmentos industriais estão sendo atraídos para o gás natural, gerando incentivos para o desenvolvimento tecnológico e econômico.

O gás natural tem excelentes características técnicas, econômicas e ambientais, permitindo que este se apresente como uma alternativa energética, dependendo da aplicação, se o seu preço for competitivo, pois a elasticidade-preço do gás natural é alta. Na indústria, é utilizado na produção de vapor, em aquecedores, fornos, estufas, co-geração e outros fins. Nos países desenvolvidos, a sua participação na matriz energética é, em média, de 20%, com tendência para um certo aumento, devido ao crescimento das reservas mundiais de gás natural. Por ser o menos

poluente dentre os combustíveis fósseis, seu uso também vem sendo impulsionado na substituição do carvão e derivados de petróleo.

Percebe-se um acentuado incremento na utilização do gás natural ao longo dos últimos anos. Nos setores energético e industrial, a sua utilização apresentou crescimentos superiores a cem por cento na última década do século passado. A evolução do consumo de gás natural, frente aos outros energéticos, é uma realidade mundial. No Brasil as perspectivas de crescimento são significativas e há previsões de que o consumo de gás natural poderá chegar a 12% em 2010. Em resumo, a utilização do gás natural em substituição a outros combustíveis pode trazer muitas vantagens, tanto para a economia quanto para o meio ambiente, como, por exemplo:

- **Diversificação da matriz energética.** Torna o país menos dependente de importações de petróleo e permite que haja uma melhor distribuição entre as diversas fontes, em especial na geração de energia elétrica e no setor de transportes;
- **Melhoria no rendimento energético.** Pelas características técnicas, a utilização do gás natural permite um controle energético mais eficiente do processo de combustão, desencadeando menor consumo de combustível por unidade de energia produzida, principalmente quando usado em co-geração, no qual a eficiência pode chegar até a 85% do combustível primário;
- **Maior competitividade das indústrias.** O uso do gás natural permite uma maior eficiência energética, garantindo maior competitividade às indústrias que dele se utilizam;
- **Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo.** A utilização do gás natural para geração de energia elétrica vem assumindo crescente importância em todo o mundo, principalmente com a implantação de usinas próximas aos centros de consumo (geração distribuída), reduzindo os riscos de transporte e o comprometimento ambiental, melhorando a qualidade da eletricidade fornecida;

- **Melhoria da qualidade ambiental.** Em que pese os problemas relacionados às emissões de óxidos de nitrogênio, o gás natural não emite particulados e possui baixa presença de enxofre, o que reduz a emissão de óxidos de enxofre, tornando a combustão do gás natural mais “limpa”, quando comparada aos demais combustíveis fósseis; a combustão é praticamente completa o que contribui significativamente para a melhoria da qualidade ambiental nos grandes centros urbanos.

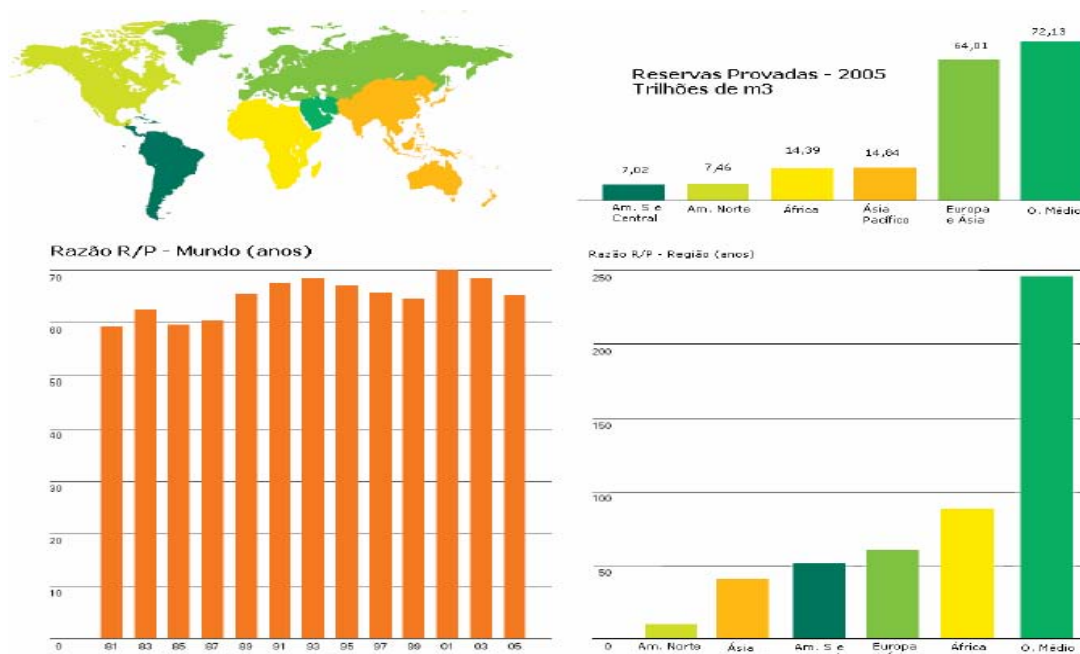
O gás natural é um combustível nobre, de grande versatilidade e capaz de ser competitivo em distintas aplicações. Por este motivo, existe uma tendência mundial de sua ampliação, principalmente como alternativa aos fósseis mais poluentes e, de certa forma, como intermediário aos combustíveis renováveis que tem melhor performance ambiental, mas ainda carecem de escala de produção e comercialização.

2.3 Reservas, produção e perspectivas

2.3.1 Reservas mundiais de gás natural

De acordo com dados da *International Energy Agency* (IEA, 2006), as reservas mundiais provadas de gás natural chegam a 180 trilhões de metros cúbicos. A Figura 1 mostra a distribuição das reservas provadas, a razão entre as reservas e o tempo de duração de acordo com as projeções de consumo, considerando que a produção em 2005 foi de 2.763 bilhões de metros cúbicos. A mesma razão de tempo de duração é mostrada na dimensão regional.

Figura 1 – Reservas mundiais provadas de gás natural

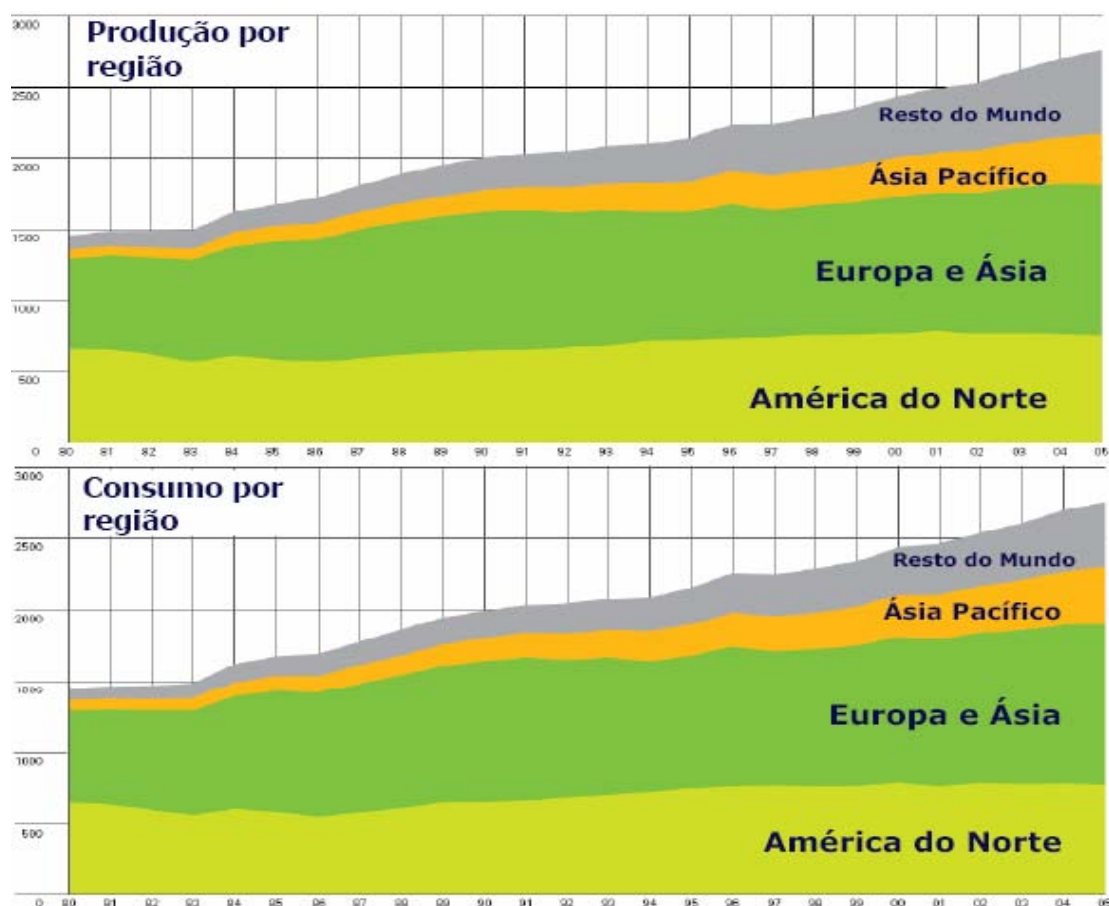


Fonte: BP, 2006.

Estes dados não incluem o gás natural queimado e reinjetado. As maiores jazidas encontram-se na Rússia, onde se concentram 26,6% das reservas mundiais, com 47,82 trilhões de metros cúbicos (BP, 2006). O consumo de gás natural cresceu em todas regiões do mundo, com exceção da América do Norte. No restante do mundo, como mostrado na Figura 2, o crescimento da participação do gás natural tem se intensificado.

Os países da América do Sul, no ano de 2005, detinham 3,9% das reservas mundiais de gás natural, estando a maior parte na Venezuela, cujas reservas chegam a 4,32 trilhões de metros cúbicos, representando 2,4% do total do planeta. Este número representa 58,38% dos 7,02 trilhões de metros cúbicos que totalizam as reservas sul-americanas de gás natural (IEA, 2006).

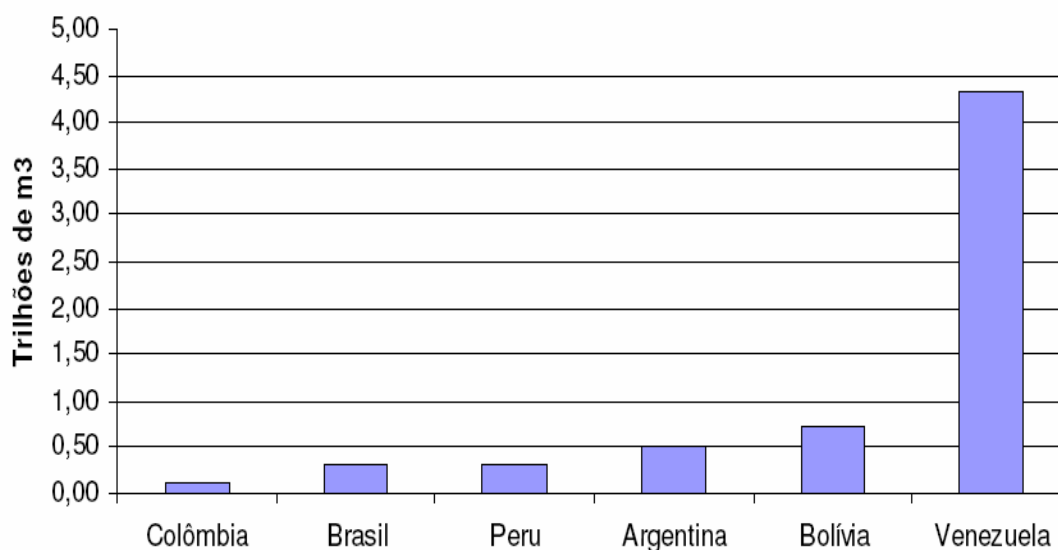
Figura 2 – Produção X consumo mundial de gás natural (bilhões m³)



Fonte: BP, 2006.

A Bolívia, que até o início de 1999 tinha conhecimento de 0,126 trilhões de metros cúbicos, durante os últimos anos cresceu até deter os atuais 0,74 trilhões de metros cúbicos, com a descoberta de novas reservas na região sul, nos campos de *San Alberto* e *San Antonio*, ocupando o segundo lugar entre os países da América do Sul. O Brasil detêm a quarta posição, com reservas provadas de 0,31 trilhões de metros cúbicos (BP, 2006). O gráfico da Figura 3 ilustra a situação das reservas de gás natural na América do Sul em 2005 (BP, 2006).

Figura 3 – Reservas de gás natural na América do Sul (2005)

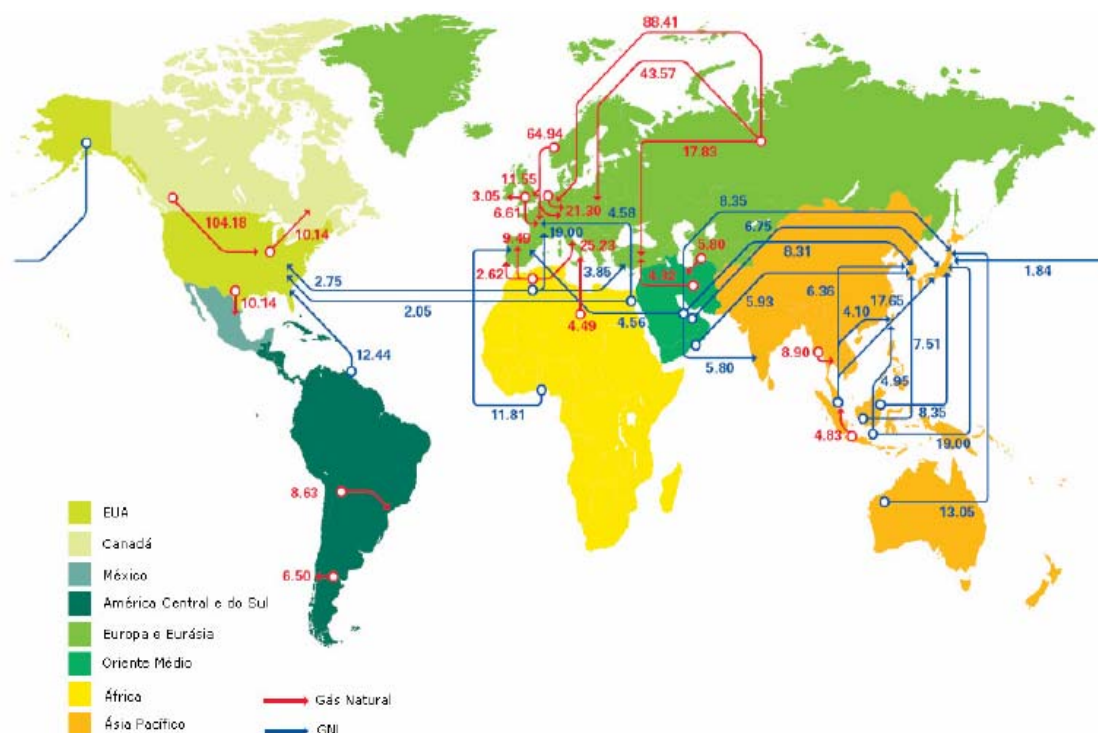


Fonte: BP, 2006.

Nota-se, no entanto, que apesar do consumo global ter crescido em quase todas as regiões, o crescimento realmente vultoso se deu na Ásia nos últimos dez anos em função do crescimento econômico dos países da região. Atualmente o consumo ocorre em grande parte na região onde o gás natural é produzido, com os fluxos de comercialização da ordem de 690 bilhões metros cúbicos, dos quais 178 bilhões metros cúbicos na forma de gás natural liquefeito (GNL), conforme mostrado a Figura 4. Ainda com base na Figura 4 é possível observar que a participação da América do Sul no fluxo comercial transnacional de gás natural é ínfima. Atualmente, com os processos de comercialização de GNL para abastecimento dos mercados internos do Chile e Brasil, a tendência é que o continente entre definitivamente no mercado internacional de gás natural.

Como em outras partes do mundo, o gás natural é o combustível primário que mais cresce na América do Sul. Durante a última década do século passado, a demanda de gás na região cresceu 5,1% ao ano, enquanto a demanda total por energia cresceu a uma taxa de 3,2% ao ano (D'APOTE, 2003).

Figura 4 – Fluxos mundiais de gás natural (bilhões m³)



Fonte: BP, 2006.

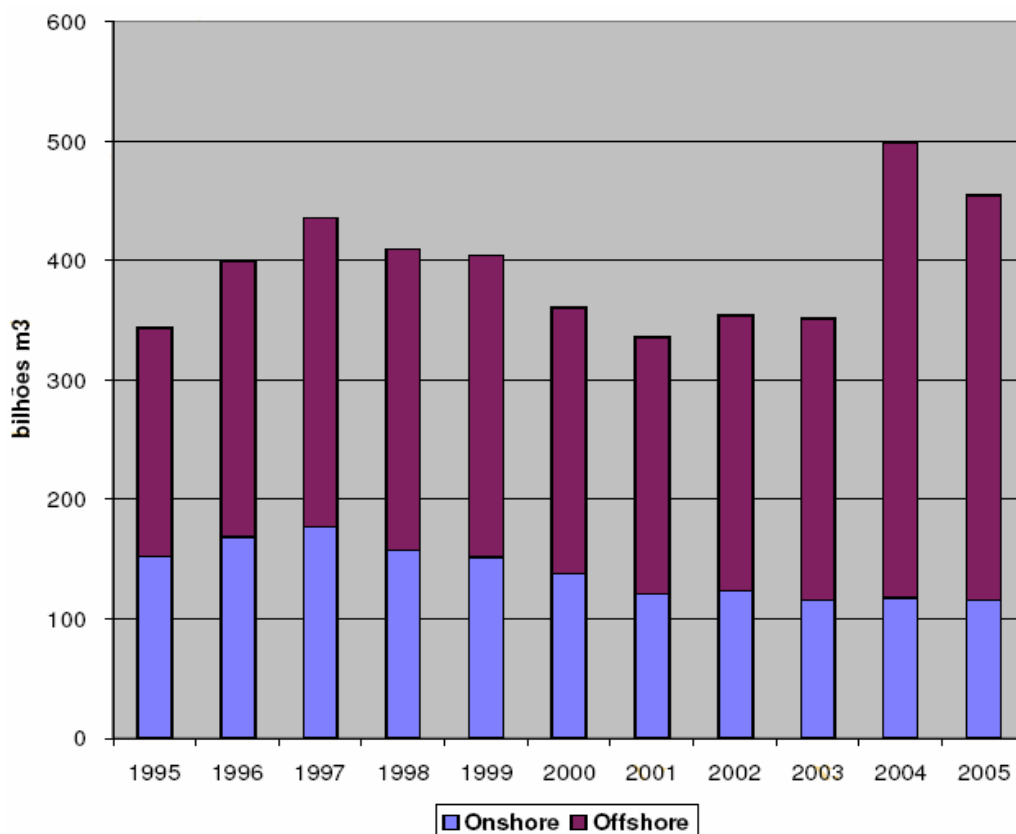
2.3.2 A situação brasileira

A participação das reservas sul-americanas de gás natural é muito pequena quando comparada com o restante das reservas mundiais, mas são de grande importância para os interesses brasileiros. Aproximadamente 50% do gás natural utilizado no Brasil é importado dos países da América do Sul. Em 2005, o Brasil importou 8,83 bilhões de metros cúbicos de gás natural, sendo que 97,7% deste total foram por meio da Bolívia (BP, 2006).

As reservas totais brasileiras são de cerca de 450 bilhões de metros cúbicos, como visto no gráfico da Figura 5. As maiores reservas de gás natural do País encontram-se na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro. A Bacia do Solimões encontra-se em segundo lugar e as demais bacias estão localizadas no litoral do Nordeste, em São Paulo e no Paraná. Apesar do aumento no consumo de gás natural no último ano de 29%, o consumo no Brasil ainda é baixo. Ou

seja, ainda insignificante considerando-se o tamanho do país. A Venezuela, por exemplo, que tem menos de um oitavo da população brasileira, tem um mercado interno muito maior. O crescimento da disponibilidade doméstica no Brasil se dará pelo início das operações dos campos BS-400 e BS-500 na Bacia de Santos e também Peroá-Cangoá no Espírito Santo. Há ainda a expectativa de que o Brasil entre definitivamente no mercado mundial de GNL, importando o insumo de Trinidad Tobago ou da Nigéria para atendimento da demanda interna e redução dos riscos em relação à Bolívia, com sistema de regaseificação no Sudeste e no Nordeste do País.

Figura 5 – Brasil: reservas totais (bilhões m³)



Fonte: EPE, 2006.

As perspectivas para um aumento das reservas provadas e da produção nacional de gás natural são grandes tendo em vista o processo de entrada de novos agentes de mercado e o crescente interesse pela produção interna, em função dos problemas causados pela política do

governo boliviano na questão dos recursos naturais, o que têm redirecionado investimentos da ordem de oito bilhões de dólares para a pesquisa, exploração e produção de gás natural no Brasil (PETROBRAS, 2005). Só a Petrobras pretende investir algo em torno de 4,5 bilhões de dólares nos próximos cinco anos para encontrar e colocar em produção os poços da Bacia de Santos. A perspectiva é que em 2009 a produção local passe dos atuais um milhão de metros cúbicos por dia para 2,5 milhões de metros cúbicos por dia, aguardando o grande salto que deve ocorrer em 2010 com a produção sendo ampliada para seis milhões de metros cúbicos por dia (BG GROUP, 2006).

Com estas perspectivas de produção, o potencial de mercado da região sudeste deve sofrer um crescimento expressivo em função de uma oferta cada vez maior de gás natural junto à região de maior consumo e com uma forte demanda reprimida.

2.4 Mercado de gás natural

2.4.1 A situação mundial

A indústria de gás natural vem sofrendo grandes transformações ao longo do tempo, devido às inovações tecnológicas introduzidas para o melhor aproveitamento do combustível, mas principalmente na sua exploração e produção.

Durante um período longo, o mercado de gás natural passou por um clima econômico e tecnológico favorável ao seu desenvolvimento e crescimento, caracterizado em alguns casos pela ausência de competição em alguns países. Este processo reforçou vantagens monopolistas de algumas companhias no mercado mundial de gás. Porém, com as crises do petróleo, a exploração em larga escala do gás natural teve seu contexto de desenvolvimento fortemente atingido nos países em que já tinha amadurecido.

Quando o mercado de gás natural passou a ser liberalizado em vários países, já na década de 1990, uma transformação na indústria ocorreu com uma ampliação das aplicações e mercados antes não atingidos pelo combustível. No entanto, desde aquele momento, a introdução da competição resultou em uma elevação importante nos investimentos em infra-estrutura e, conseqüentemente, nos riscos. O aumento das incertezas cumpriu um papel importante na busca

por novos mercados e na modernização do setor, que deixou de estar atrelado ao petróleo exclusivamente.

Ultimamente, o movimento mais importante no setor de gás, após sua expansão como um mercado específico, mas não completamente isolado do mercado do petróleo devido às características das empresas do setor, é o processo de flexibilização das principais empresas petrolíferas do mundo que migram para a posição em que passam a atuar como empresas de energia e não especificamente empresas do ramo de petróleo e gás. Tal migração para a indústria de energia tem dois aspectos importantes: primeiro, o mercado claramente está convergindo na direção de estar cada vez mais presente no desenvolvimento e aplicação de energias renováveis em função das questões ambientais e dos impactos crescentes que os problemas relacionados ao meio ambiente vão gerar nos negócios e, segundo, pela iminente escassez de petróleo que o mundo viverá no futuro próximo. O começo do processo de transformação se iniciou a partir de 2000, mas seu fim é ainda desconhecido.

As grandes companhias mundiais como BP, Shell, entre outras, estão intensificando sua flexibilidade em termos de negócios e descentralizando as ações de mercado, atuando em biocombustíveis, em mercados de gás natural com alta eficiência e negócios com eletricidade. Nos EUA, companhias de serviço de energia tentam competir no mercado de eletricidade oferecendo pacotes tecnológicos para geração distribuída associados a contratos de fornecimento de gás natural que servem para outras aplicações. Esta estratégia comercial insinua uma participação mais integrada com vantagens importantes para os consumidores.

Existem algumas ameaças mundiais para o mercado de gás, dentre as quais está a questão ambiental. Isso ocorre pelo fato de ser o gás natural um combustível fóssil, apesar de ser o mais “limpo” dentre todos. Porém, se encarada de maneira muito objetiva pode se tornar uma alternativa para combater os malefícios do aquecimento global e das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Isso poderá ser um grande entrave para a indústria de petróleo e gás no mundo e dependem de ações assertivas no mercado. Tais ações devem mostrar que a tradicional indústria de gás canalizado para residências não existe mais. Ou seja, precisa se modernizar e se tornar uma indústria de serviços, que forneça além do insumo, vantagens competitivas aos consumidores com aplicações cada vez mais econômicas e voltadas ao bem estar.

2.4.2 O potencial brasileiro

No Brasil, a termelétricidade gerada a partir do gás natural representava 26% da demanda total de gás natural durante o ano de 2000. Em contrapartida, a demanda industrial representou mais de 50% do total (BEN, 2005). Neste contexto, haveria um grande potencial de consumo de gás natural no país. Uma das grandes forças que foi implementada para a expansão na demanda, foi o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), lançado pelo governo federal em 2000 e que foi considerado pelo setor como o mais ambicioso projeto de geração de energia desde a construção da usina de Itaipu, na década de 1970.

O plano previa a participação de mais de 40 empresas, com o compromisso para construção de 49 usinas térmicas em 19 estados do País. Ao todo, os investimentos estimados chegariam a ordem de oito bilhões de dólares, dos quais o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) poderia financiar até 30%. As 49 usinas, que deveriam estar concluídas em até quatro anos, gerariam 15 mil megawatts elétricos. Estimativas do governo apontavam a criação de cerca de 25 mil empregos diretos na fase de implantação das usinas e 50 mil indiretos nas regiões onde seriam instaladas as térmicas. Quando concluídas, as usinas estariam empregando cerca de duas mil pessoas na operação. Pelo menos 20% da fabricação de equipamentos ficariam a cargo da indústria nacional. Ao todo o governo pretendia aumentar em 40% a capacidade de geração de energia do País até 2004.

No entanto, o governo não previu que a expansão da infra-estrutura necessária ao estabelecimento do PPT deveria ser tão audacioso quanto o próprio programa. Sem a garantia de que o gás natural estaria disponível para as pretendidas 49 usinas e sem garantia de preços competitivos, os projetos não teriam viabilidade operacional. Além deste motivo, a falta de regras claras no mercado de gás e no despacho das usinas termelétricas tornaram o PPT um fracasso. Assim, das 49 usinas apenas 15 se tornaram projetos e somente uma parte destas foi concluída e encontra-se disponível para operar, enfrentando, atualmente, dificuldade de despacho por falta de gás natural e pelo custo de operação.

A expansão do consumo de gás natural é motivada, em grande parte, pelo consumo das usinas termelétricas, que possibilitam a infra-estrutura necessária para a utilização em outros setores. No entanto, considerando o racionamento ocorrido em 2001, o setor residencial sofreu redução no consumo de energia elétrica. De acordo com as projeções realizadas no Plano Nacional de Energia (PNE 2030), elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas² (EPE), o setor industrial seguirá como principal segmento do consumo. O setor terciário responderá por quase 25% do consumo em 2030, e o setor residencial em torno de 26%. No caso das residências, o índice de consumo de eletricidade residencial per capita era de apenas 452 kWh em 2005. Em 2030, estima-se que se aproxime de 1.200 kWh por habitante, valor esse ainda bastante inferior aos parâmetros internacionais.

Se as projeções de crescimento da economia ocorrerem, como está demonstrado no capítulo 6, para o cenário de referência, o consumo total de energia elétrica no Brasil deverá crescer a uma taxa média anual de 5% ao ano ao longo do horizonte dos próximos 25 anos, para um crescimento econômico médio de 4,1%, atingindo o montante de 1.032,7 TWh ao final de 2030. Nessas condições, a demanda total de energia evolui de 218,7 milhões de tep, em 2005, para cerca de 555 milhões de tep em 2030 (EPE, 2006).

Considerando os fatores citados, a recuperação do consumo de energia elétrica nos setores e o crescimento projetado, tem-se um panorama que indica um retardo na evolução de consumo de energia elétrica. Porém, a futura expansão da geração elétrica no Brasil não deverá ocorrer com foco em uma só fonte de energia. Haverá uma maior contribuição de outras fontes de maneira que haja maior eficiência no uso dos combustíveis. Isso não significa que o Brasil deixará de ser eminentemente hidrelétrico, mas há cada vez mais restrições ambientais e econômicas para o crescimento da fonte hidráulica, abrindo espaço para o gás natural, tendo em vista que haverá uma tendência a ampliação da geração de energia elétrica junto aos centros de consumo.

A questão que traz apreensão às empresas atuantes e potenciais investidores no setor de gás natural na América do Sul está na heterogeneidade das práticas regulatórias entre os países e, em especial, as instabilidades políticas, como o ocorrido após a eleição de Evo Morales, na Bolívia. Há a necessidade de um alinhamento das regras regulatórias entre os países. Porém, há

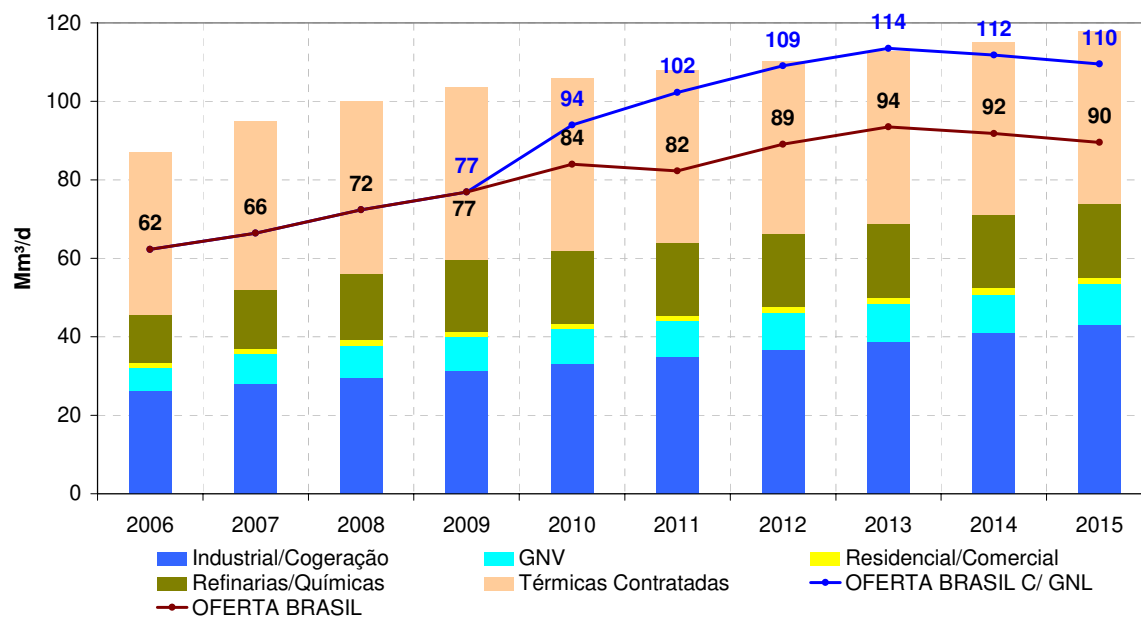
² A EPE foi criada em 2004 pela Lei 10.847 para substituir o CCPE, que tem por finalidade elaborar estudos e

um problema, como criar regras gerais estáveis e claras entre países com situações políticas e econômicas tão distintas entre si? Por exemplo, é possível haver uma integração regional através da infra-estrutura energética, em especial de gás natural, dadas as posições relativas entre Brasil, Bolívia, Venezuela e Argentina? Na Argentina, o setor de gás natural é totalmente liberalizado e a indústria madura, mas os efeitos da moratória econômica foram danosos aos investimentos para a expansão da infra-estrutura de gás natural naquele país. No Brasil, o setor está em crescimento e em processo de flexibilização, mas a indústria encontra-se na fase primária de uso deste combustível e o processo de despacho de usinas termelétricas é confuso e não determina ainda grandes volumes operacionais. Na Bolívia, o quadro é de um grande volume de reservas sem um mercado doméstico para absorvê-las, além de uma política de recursos nacionais que trouxe de volta a figura da nacionalização, o que poderá pôr em risco os investimentos futuros. Na Venezuela, a política do presidente Hugo Chávez tenta impor uma integração regional entre estes países, através da construção de um gasoduto transcontinental, mas que até o momento não passa de discurso e cuja implementação é pouco provável. A diferença estrutural da indústria de gás natural entre estes países leva a adoção de práticas regulatórias singulares aos problemas específicos de cada caso.

A questão entre oferta e demanda interna de gás natural deve considerar o consumo térmico baseado no despacho total, pois a oferta não consegue cobrir a demanda. Sendo assim são necessárias medidas como a aceleração da implementação de modais para o uso de gás natural liquefeito, ou seja, importação de gás natural por meio de navios; a definição do marco regulatório, para garantir novos investimentos; e o desenvolvimento da exploração e produção nacional de gás natural. O início da operação das plantas de regaseificação de GNL está considerado para 2010, porém com 50% da capacidade de produção, como mostra o gráfico da Figura 6.

Figura 6 – Balanço entre oferta e demanda de gás natural no Brasil

pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento realizado pelo Ministério de Minas e Energia.



Fonte: BG Group, 2006.

Todos os gasodutos brasileiros que transportam apenas gás natural produzido no Brasil pertencem a Petrobras e são operados pela Transpetro, uma subsidiária da Petrobras. A distribuição de gás é organizada no nível estadual, mas a Petrobras comprou quantidades significativas de ações em muitas das companhias estaduais de distribuição. Parece claro que a atual expansão na cobertura e rendimento das companhias de distribuição no Brasil dependa em larga escala da demanda de gás natural das usinas termelétricas.

De acordo com o artigo 177 da Constituição Federal brasileira, constituem monopólio da União (ou seja, do governo federal), entre outros, a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, o refino do petróleo nacional e estrangeiro, a importação e exportação dos produtos derivados básicos resultantes da pesquisa, lavra e refinação, o transporte por meio de conduto de gás natural de qualquer origem.

Uma das principais mudanças da Constituição de 1988 foi introduzida pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995, a qual deu nova redação ao artigo 177 autorizando a União a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades que detém monopólio.

Mais tarde, em 1997, foi publicada a Lei do Petróleo³, que eliminou as barreiras institucionais à entrada de novos agentes ao setor, facilitando a inserção de novos operadores nas atividades competitivas. O mesmo dispositivo legal criou a hoje chamada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cuja função primordial é garantir igualdade de condições aos agentes do setor, buscando eficiência e protegendo os interesses dos consumidores.

É importante dizer que até a edição da Emenda Constitucional n° 9, o modelo regulatório vigente entre a promulgação da Lei n° 2.004/53 (autorizou a organização da Petróleo Brasileiro S.A) e a Lei n° 9.478 (a Lei do Petróleo), era fundado no monopólio até então garantido à Petrobras, que era exclusiva provedora das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como seu refino e processamento, transporte e importação.

Com a abertura do setor de gás natural nos anos 90, o objetivo do governo federal ao sancionar a Lei do Petróleo foi o de *“permitir o acesso de quaisquer empresas interessadas em investir no setor, sem discriminações ou favorecimentos, e proporcionar à Petrobras condições de plena atuação, nesse novo cenário competitivo, (...)”*⁴. Ademais, a Lei do Petróleo, segundo preconizado pelo Ministro de Minas e Energia, seria um *“importante marco (...) no Brasil, a indústria do petróleo atingiria a maturidade e estaria sendo aberta para possibilitar novos investimentos e permitir uma interação equilibrada entre o Estado e a iniciativa privada”*⁵.

Para a atividade de distribuição de gás canalizado, dispõe a Constituição Federal no seu artigo 25, § 2º⁶ 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”*. Dessa forma, a distribuição de gás canalizado de “interesse local” (exclui-se neste caso o transporte por meio de conduto – de interesse nacional previsto no artigo 177 da Constituição Federal de 1988, conforme visto acima), está reservada aos Estados-membros da União, que, quando autorizados pelas respectivas Constituições Estaduais, também o podem fazer diretamente, por meio de suas empresas estatais, ou mantendo contratos com empresas privadas.

³ Lei n° 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a política nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

⁴ Exposição de motivos da Lei n° 9.478 assinada pelo então Ministro de Minas e Energia Raimundo Brito em 25/04/96.

⁵ Item 2 da Exposição de motivos da Lei n° 9.478 enviada ao Presidente da República.

⁶ Texto dado pela Emenda Constitucional n° 5, de 15 de agosto de 1995.

Com vistas ao gás natural, a Lei do Petróleo remete a quatro pontos importantes, que são: a regulamentação, a existência da Petrobras, os assuntos relacionados a exploração e produção (*upstream*), bem como toda a cadeia relativa de transporte, distribuição e uso final (*midstream/downstream*).

Entre as competências de maior importância da ANP estão: a implementação da política nacional de óleo e gás, a organização das rodadas de licitação para *upstream* e a concessão das licenças de operação e autorização para processamento, transporte e importação de gás.

Enquanto as concessões de exploração, extração e produção de gás natural (no jargão do setor as atividades de “*E&P*”), características do *upstream*, só podem ser concedidas sob competição realizada por meio de leilões, isso não é requerido para a outorga de autorizações. Com relação à *E&P*, a Lei do Petróleo estabelece que “*serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação*” (artigo 23). Em complementação, o artigo 25 dispõe que “*só poderão obter concessão às empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP*”. O ingresso dos agentes para o desenvolvimento dessas atividades ocorreu por meio das rodadas de licitação de blocos de exploração, promovidas pela ANP⁷, conforme dispõe o inciso IV dos artigos 8º e 23 da Lei do Petróleo. As empresas, públicas, mistas ou privadas, puderam concorrer, individualmente ou consorciadas, nos leilões dos blocos. É importante notar que a ANP é também responsável pela condução dos processos licitatórios de acesso a dutos para transportar óleo ou gás. Como mencionado anteriormente, antes do processo de reforma, a Petrobras, representando o governo brasileiro, dominava totalmente o mercado de óleo e gás no Brasil, sendo que todas as áreas de exploração pertenciam à empresa, que as desenvolvia monopolisticamente. Todos os dutos e quase todas as refinarias também estavam sob seu controle. Com a continuação do papel da Petrobras como representante do governo federal no novo mercado aberto, essa sociedade de economia mista foi autorizada a manter todos os seus campos produtores. Também foi autorizada a manter áreas de exploração e avaliação, se demonstrasse o potencial de hidrocarbonetos e capacidade financeira.

⁷ É importante salientar que aproximadamente 77% da produção brasileira de gás natural é de origem associada ao petróleo (fonte: ANP).

O sistema de concessão criado pela Lei do Petróleo para as atividades *upstream* da cadeia do gás natural representa uma orientação de mercado com termos relativamente homogêneos. O sistema envolve total propriedade do patrimônio líquido da produção no poço e ativos fixos; *royalties*⁸ e programas mínimos de trabalho apoiados por garantias, fases longas de produção e compromissos relativos ao abandono da área. Se não fosse pelo domínio do mercado pela Petrobras, o sistema seria semelhante ao sistema inglês. Taxas, razoavelmente baixas, são formadas por *royalties*, participação especial de pagamentos, bônus, taxas de superfície e imposto de renda. No entanto, impostos indiretos são temas chave para a indústria.

Ao contrário do segmento de exploração e produção, a atividade de processamento de gás natural não necessita de procedimento licitatório. Para que um agente possa construir e operar uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), necessita solicitar uma autorização à ANP, comprovando cumprir os requisitos técnicos, financeiros e jurídicos estabelecidos em portaria do órgão.

A importação e exportação foram regulamentadas no artigo 60 da Lei nº 9.478, que determina que qualquer empresa ou consórcio de empresas constituído conforme as leis brasileiras e com sede e administração no Brasil poderá receber autorização da ANP para o exercício da atividade.

A autorização para transporte (*midstream*) é realizada por meio de outorga do poder concedente. O artigo 56 da Lei nº 9.478 estabelece que qualquer empresa ou consórcio poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para suprimento nacional, seja para importação e exportação. A mesma Lei do Petróleo estabelece o livre acesso à infra-estrutura de transporte por gasoduto, em seu artigo 58.

⁸ Os *royalties* constituem uma das formas mais antigas de pagamento de direitos. A palavra *royalty* tem sua origem no inglês *royal*, que significa "da realeza". No Brasil, os *royalties* são aplicados quando o assunto trata de recursos energéticos, como o petróleo e o gás natural, sendo uma compensação financeira que as empresas exploradoras e produtoras desses bens não-renováveis devem ao Estado e cujo pagamento é feito mensalmente. O dinheiro arrecadado através dos *royalties* tem várias aplicações, dentre elas o investimento em pesquisa científica e o repasse aos estados e municípios que exploram, refinam ou distribuem o petróleo. O controle e a distribuição dos *royalties* está sob a responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Embora a legislação que rege o pagamento dos *royalties* no Brasil seja antiga - estabelecida em 1953 pela mesma lei que criou a Petrobras - são raras as pesquisas que avaliam a forma como esse dinheiro é aplicado quando chega nos caixas dos estados e dos municípios. Em 1997, a Lei do Petróleo aumentou para 10% a alíquota básica dos *royalties*. Esta alíquota pode ser reduzida pela ANP até um mínimo de 5%, considerando riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores (UCAM, 2006).

No *midstream/downstream*, como indicado acima, os direitos de transporte, armazenamento e importação de gás são obtidos através de autorizações da ANP. Na atualidade, a Petrobras tem o monopólio virtual sobre a produção e transporte de gás. Um aspecto da Lei do Petróleo que é criticado é que esta lei não desmembra a integração vertical do mercado brasileiro de gás, especialmente considerando as enormes participações do patrimônio líquido da Petrobras em muitas companhias de distribuição.

A Portaria nº 169 de 1998 foi implementada pela ANP para regulamentar o princípio de livre acesso em relação ao gás. No entanto, a Portaria nº 169 não está mais vigente. A Portaria nº 98, de 2001, relativa à expansão dos gasodutos existentes, determina que transportadores fornecendo mais de 50% da capacidade total do gasoduto original serão restritos a suprir, no máximo, 40% da capacidade total de expansão, a não ser que não haja outras companhias requerendo os 60% de capacidade remanescente. Ou seja, o princípio de “livre acesso” aos gasodutos existentes em território brasileiro é previsto na Lei do Petróleo, Artigo 58, e refere-se a todos os tipos de hidrocarbonetos, mas na prática não há uma adequada regulamentação da sua implementação.

Considerando as sérias preocupações a respeito do domínio da Petrobras no mercado, a questão sobre o livre acesso é de fundamental importância. A ANP, que também atua como mediadora no livre acesso de dutos, já teve que enfrentar decisões difíceis sobre capacidade de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil, envolvendo a BG (*ex-British Gas*) e a Comgas. Com certeza o principal e grave problema a ser resolvido no Brasil para a disseminação do gás natural está em adequar a regulação através da Lei do Gás, que tramita no Congresso Nacional ainda sem previsão de promulgação.

2.4.3 Barreiras ao gás natural no Brasil

Há questões de todos os tipos que não permitem ao País ter um mercado de gás natural preparado para os desafios do futuro. As possibilidades e potenciais são muitos, mas as barreiras ao desenvolvimento do mercado também são muitas.

- **Regulação.** O fato de existir diferentes regulamentações com competências distintas, envolvendo burocracia e dificuldades aos investidores, tornam a Lei do Gás um passo fundamental na solução das barreiras legal e regulatória, talvez a principal barreira ao desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, especialmente em se tratando dos conflitos na competência legal entre estados e governo federal.
- **Infra-estrutura.** A falta de infra-estrutura para escoamento do gás natural é um importante entrave e deve ser trabalhada para permitir o desenvolvimento mais adequado do mercado interno.
- **Estrutura tarifária.** Os critérios de tarifação no Brasil ainda são pouco desenvolvidos com muitas distinções regionais.
- **Tecnológicos.** Pouca especialização da indústria nacional para fornecimento de equipamentos e serviços com tecnologia e *know-how* genuinamente nacionais aplicados à indústria do gás natural. Do ponto de vista da política industrial, seria interessante desenvolver o mercado interno com incentivos e políticas de fomento à pesquisa e desenvolvimento.

De uma maneira geral, a questão das barreiras só será resolvida através de ações políticas que permitam um ambiente propício ao desenvolvimento de competências nacionais em diversos setores da economia. Uma situação que garanta uma sustentabilidade comercial e operacional desatrelada da Petrobras e das empresas estatais dos estados permitirá cada vez mais o desenvolvimento do mercado de maneira mais descentralizada. O desenvolvimento de competências e experiências setoriais com o adequado acompanhamento pelos agentes regulatórios, bem como do MME permitirá criar condições para que o mercado possa crescer e amadurecer. A Lei do Gás figura, então, como um fator importante na regulamentação do setor, mas deve acompanhar seu desenvolvimento e aprimoramento.

2.5 Preços e Tarifas

O principal objetivo da Lei do Petróleo era o de colocar um período de transição de três anos para o País mudar para um sistema de livre mercado no comércio interno. No entanto, devido à posição dominante da Petrobras, isso se tornou impossível no caso do gás natural. A Portaria Interministerial nº 3, de 17 de fevereiro de 2000, promulgada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda estabeleceu o sistema de preço de *commodity*⁹ para o gás produzido no Brasil, com tarifa de transporte itemizada separadamente.

A ANP tem o poder de determinar as tarifas de transporte por gasoduto. A Portaria nº 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 e tarifa mais baixa no Rio de Janeiro e Espírito Santo, onde o gás está mais perto do consumidor.

Porém, o gasoduto Bolívia-Brasil, transporta gás natural que é vendido a preços mais elevados, indexados em dólar. Os contratos *take or pay*, cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de retirá-la; e *ship or pay*, cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, são obrigados a pagar pelo transporte do gás mesmo no caso de o gás não ser transportado; geram uma inflexibilidade na política de preços. Isto torna o preço do gás natural variável ao sabor das oscilações do mercado externo e um entrave bastante importante na disseminação deste insumo energético no mercado de maior potencial consumidor, no caso, o Estado de São Paulo.

Assim, o custo final do gás natural é definido através dos custos de produção, processamento, transporte e distribuição.

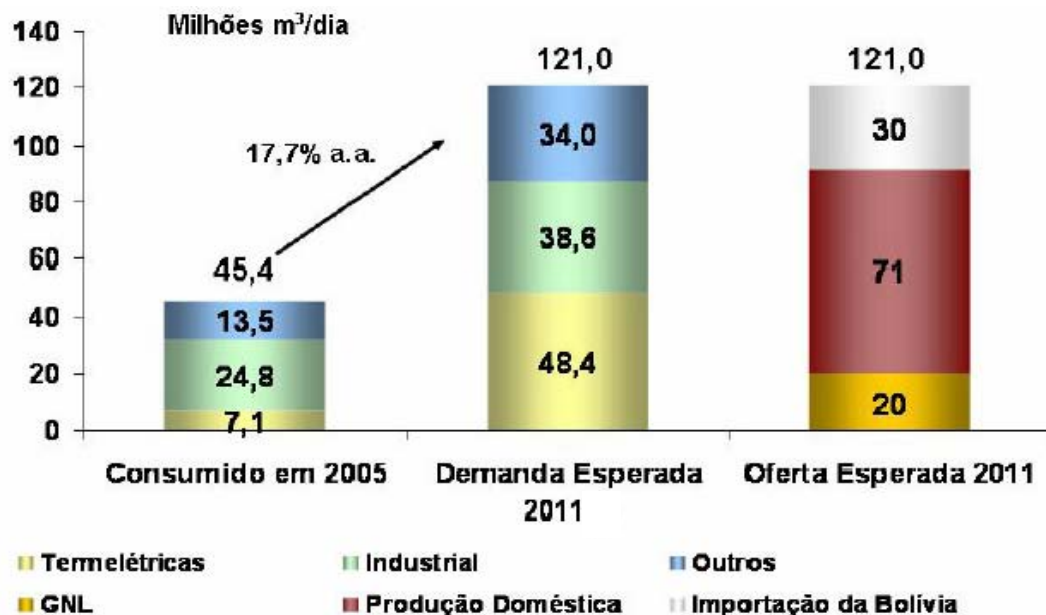
A implantação de um projeto de gás natural envolve o custo do gás na jazida e as despesas

⁹ O termo *commodity* é utilizado nas transações comerciais de produtos de origem primária nas bolsas de mercadorias. É uma referência aos produtos em estado bruto ou com pequeno grau de industrialização, de qualidade quase uniforme, produzidos em grandes quantidades e por diferentes produtores. Estes produtos "*in natura*", cultivados ou de extração mineral, podem ser estocados por determinado período sem perda significativa de qualidade. Também pode ser utilizado para referir-se a produtos sem diferenciação.

de processamento, transporte e distribuição. No caso de centrais termelétricas, o fator condicionante da competição não é custo do combustível, mas o custo da energia elétrica gerada, que é determinada pelo custo do insumo. Como o gás natural possibilita a instalação de usinas de ciclo combinado, ou mesmo plantas de co-geração com maior rendimento que as centrais convencionais, é possível que o gás seja competitivo, mesmo que eventualmente seu custo seja maior que o do óleo combustível ou diesel.

Porém, a maior contribuição que pode ser dada pelo segmento de gás natural ao setor elétrico é, com certeza, o aumento da disponibilidade interna para efeito de competitividade das tarifas em todos os segmentos de uso final. Se as perspectivas forem confirmadas, haverá um congelamento da importação da Bolívia no patamar atual e uma ampliação da capacidade de produção doméstica com um certo conforto. Com isso espera-se que as tarifas, apesar de acompanhar de certa maneira os resultados em termos das variações mundiais do petróleo, poderão estar mais adequadas para a aplicação e necessidades da demanda interna, como pode ser visto no gráfico da Figura 7.

Figura 7 – Disponibilidade de gás natural no médio prazo



Fonte: Petrobras, 2005.

Com o conjunto de medidas apresentadas para fomentar o mercado de gás natural, ou seja, a superação de barreiras e o desenvolvimento de um ambiente regulatório e de mercado favoráveis, espera-se que o Brasil possa alcançar plenas condições para se tornar um mercado maduro e rentável e, conseqüentemente, trazer benefícios econômicos, sociais e ambientais com a adequada inserção do gás natural.

No capítulo seguinte há um panorama sobre o gás natural sob a perspectiva ambiental, procurando entender quais são os mecanismos das mudanças globais e de que maneira o gás natural está inserido neste contexto.

Capítulo 3

3. Gás natural e mudanças climáticas

A questão das mudanças climáticas globais é o tema do momento e tem atraído a atenção do mundo todo para a questão do aquecimento global e os mecanismos que envolvem este processo. Neste capítulo discute-se de que maneira a humanidade vem chegando à conclusão de que este processo é responsabilidade das atividades humanas e como a questão energética está envolvida neste contexto, especificamente o uso do gás natural.

3.1. Mudanças climáticas – aspectos técnicos

O indicador mais utilizado nas avaliações sobre mudança de clima é a temperatura do ar atmosférico da Terra. Esforços intensos têm sido feitos em examinar as tendências com o passar do tempo nas temperaturas globais e regionais e nos respectivos padrões de temperaturas. Segundo os cientistas, a duração mais significativa e mais longa na elevação da temperatura do planeta nos últimos 1.200 anos teria sido verificada na última metade século XX até os dias de hoje. Anomalias de elevação de temperatura entre 890 a 1170 e anomalias de redução da temperatura entre 1580 a 1850 são consistentes com os conceitos de um “Período Quente Medieval” e uma “Pequena Idade do Gelo”, mas comparado com as atuais medições das temperaturas globais estaria havendo um notável crescimento do aquecimento global nos últimos anos.

Medidas de temperatura mundiais têm sido realizadas de forma mais freqüente durante os últimos 150 anos. Essa série histórica acusou uma elevação da temperatura média anual global entre 0,3 e 0,6°C segundo HANSEN e LEBEDEFF (1987). Isso vem sendo acompanhado e associado

à elevação, também, da concentração de gases de efeito estufa (GEE)¹⁰, em especial o gás carbônico na atmosfera terrestre. Ainda, segundo BRIFFA E OSBORN (1998), as mudanças de clima e gases de efeito estufa sugere que o aquecimento durante o século XX é maior que qualquer outro visto nos últimos 400 a 600 anos. Para além desta análise estão diversas variáveis que não só a temperatura superficial da Terra. As modelagens matemáticas de clima, usados também nas técnicas de paleoclima¹¹, demonstram a importância das concentrações de CO₂ para a explicação de temperaturas globais mais altas no passado geológico.

Necessariamente foram simplificados os modelos usados para estudar as mudanças de clima devido às dificuldades de dados, incertezas e complexidade das relações entre as variáveis. Apesar das limitações inevitáveis, as simulações reproduzem com alguma precisão as distribuições sazonais de pressão e temperatura atmosféricas (GATES et al, 1998). Há, no entanto, várias características do sistema climático que ainda são difíceis de precisar, como a representação de aerossóis, precipitações, nuvens e mudanças na radiação solar.

A pergunta é, então, na evidência de um mundo sobre a influência crescente dos gases de efeito estufa, seria racional afirmar que somente avaliar incertezas sobre a modelagem de reconstrução histórica das temperaturas globais seria suficiente para afirmar que a humanidade está diante de um ciclo natural?

Assim, como complemento, a interpretação atual dos registros geológicos, além da análise das temperaturas, sugere que o efeito estufa induzido pelas emissões antrópicas ou antropogênicas¹² esteja contribuindo na mudança do clima. É provável que uma mudança em um destes componentes interativos afete outros aspectos do clima global. Esta relação interativa entre

¹⁰ São constituintes gasosos da atmosfera, naturais ou antrópicos, que absorvem e refletem radiação infravermelha. Segundo o Protocolo de Kyoto são gases precursores do efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), além de duas famílias de gases, os hidrofluorcarbonos (HFCs) e os perfluorcarbonos (PFCs).

¹¹ Paleoclima é o ramo da paleontologia que se dedica a explorar as condições ambientais da Terra nos primórdios.

¹² Relativo à humanidade, à sociedade humana, à ação do homem. Termo de criação recente, empregado por alguns autores para qualificar um dos setores do meio ambiente, o princípio ou meio antrópico. O princípio antrópico se divide em forte e fraco. O forte diz em linhas gerais que todo o comportamento do universo se deu para resultar justamente no homem. O fraco diz que o universo se comportou de forma a surgir o homem sem esse pleito pré-definido. "*Vemos o universo da maneira como ele é porque, se fosse diferente, não estaríamos aqui para vê-lo*". (HAWKING, S. – Uma Breve História do Tempo, 1977).

CO₂ e clima insinua que não é provável que os registros geológicos revelem analogias de clima que expliquem a atual situação do planeta (CROWLEY, 1997). Não há nenhum precedente geológico conhecido para aumentos grandes de CO₂ atmosférico sem mudanças simultâneas em outros componentes do ciclo de carbono e do sistema climático. O vetor principal das perturbações do clima é o resultado de emissões associadas com o uso de energia. No entanto, fatores como uso do solo, concentração e crescimento populacional, desmatamentos e urbanização são parte do problema e devem ser considerados para uma análise completa. Ainda há grande incerteza quanto aos relacionamentos funcionais das mudanças climáticas, mas está claro que estas mudanças são crescentes, provavelmente continuarão durante muitos séculos e, pior, ainda não são completamente conhecidas as conseqüências totais que se abaterão sobre a humanidade.

Como planeta, a Terra só é habitável por causa da sua localização no sistema solar e, também, por causa do efeito estufa natural de sua atmosfera. A humanidade ainda conhece pouco sobre todos os aspectos do clima terrestre e, como tal, é preciso discutir as correlações do tema do aquecimento global com emissões, desmatamentos, modo de vida, uso da energia, etc.

Segundo KATTENBERG et al (1996), os modelos de mudanças climáticas já levam em conta as emissões de GEE¹³, elevação da temperatura atmosférica, aumentos nas taxas de precipitação e evaporação, elevação do nível do mar e algumas mudanças na biosfera. Incertezas significativas permanecem nas magnitudes e distribuição geográfica destas mudanças e nas taxas às quais pode ser esperado que aconteçam.

Em todos os aspectos e temas acadêmicos as unanimidades são sempre um problema, pois permitem gerar expectativas que podem levar a grandes frustrações; porque o debate e a diversidade de opiniões são os motores para o desenvolvimento; e porque discordar de um ponto de vista ou assunto deve ser encarado como uma oportunidade e não uma ameaça.

Há, por exemplo, pesquisadores e especialistas que são céticos quanto à questão das mudanças climáticas. É o caso de Richard Lindzen, que apresenta alguns argumentos

¹³ Entre os gases do efeito estufa que estão aumentando de concentração, o dióxido de carbono, o metano e o óxido nitroso são os mais importantes.

significativos para mostrar que evidências são distintas de impressões e que, como tais, é importante ter cuidado e ser cauteloso em afirmações científicas sem as devidas comprovações. Os argumentos são diversos e vão desde o questionamento das bases teóricas do aquecimento global até os arcabouços políticos por trás dos distintos posicionamentos, passando pela crítica à falta de metodologia e envolvimento do conjunto da comunidade científica. A vulnerabilidade das informações e a irresponsabilidade podem ser tão catastróficas como os efeitos próprios de um aquecimento global. Há céticos de toda ordem, desde aqueles que discordam sem qualquer base dos argumentos do Painel Intergovernamental sobre Mudanças no Clima (IPCC)¹⁴ aos que possuem dúvidas ou teorias diversas sobre o atual comportamento do clima terrestre. De fato, sem qualquer juízo de valor, é necessário identificar todas as possibilidades e avaliar a correlação entre os fatos e as teorias. Há, no entanto, problemas de credibilidade em alguns casos. Lindzen, por exemplo, é um cientista conhecido por sua firme posição de “defensor” da “sociedade do carbono”, ou seja, do modo de vida baseado no uso de combustíveis fósseis.

Ao se discutir as mudanças climáticas há que se deparar com a avaliação das vulnerabilidades potenciais e os impactos nos sistemas ecológicos, setores sócio-econômicos (inclusive agricultura, pescas, disponibilidade de água, recursos naturais, entre outros) e, também, sobre a saúde humana.

As atividades humanas, principalmente o uso de combustíveis fósseis, alteração da cobertura vegetal do planeta e o uso da terra, são os fatores sensíveis para o aumento das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera, cujos efeitos já são sentidos e poderão ser potencializados de forma catastrófica, podendo alterar significativamente o clima do planeta e colocar em risco a humanidade. Tais alterações acontecerão de maneiras distintas e afetarão a humanidade, os continentes e os países de variadas formas desde a própria variação do clima como a completa alteração nas relações sócio-econômicas.

As vulnerabilidades nas principais regiões do mundo estão mediadas pelo grau ou nível de suscetibilidade para os quais as mudanças no clima do planeta seriam capazes de proporcionar. Esta avaliação leva em consideração estimativas quantitativas e qualitativas e, também, as características regionais. Tais estimativas são dependentes de suposições específicas empregadas

¹⁴ Órgão das Nações Unidas, destinado ao estudo das mudanças climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate*

às mudanças futuras do clima e suas incertezas, de forma que a melhor alternativa é a busca de cenários possíveis para cada caso. Pensando do ponto de vista dos formuladores de políticas públicas é muito importante que estes estudos consigam determinar aspectos como disponibilidade de água potável – assunto que já seria de suma importância independentemente do advento do conhecimento das mudanças climáticas – produção de alimentos, geração de energia, desenvolvimento econômico, saúde, etc. Há, ainda, as questões atualmente não resolvidas, como a pobreza, a mortalidade infantil e as profundas desigualdades entre os países, o que, talvez, deva se agravar com a perspectiva de um colapso advindo de desastres naturais cada vez mais intensos.

Nos cenários de mudanças climáticas descritos pelo IPCC, todos os continentes do planeta serão afetados com maior ou menor intensidade. As vulnerabilidades de cada região estão sendo mapeadas e, para cada caso, o efeito estufa produzirá resultados que terão impactos sobre as gerações futuras. A maior preocupação é com as regiões onde existe muito pouca capacidade de adaptação. Comunidades humanas em todas as partes do mundo serão substancialmente afetadas pelas alterações ecológicas e climáticas. O aumento do calor deverá afetar o conforto humano e é provável uma expansão em doenças endêmicas. Deverá haver redução na disponibilidade de água e produção de alimentos, aumentando os impactos indiretos na saúde humana. Haverá uma redução de diversidade de espécies. Os ecossistemas litorâneos serão afetados pelo aumento na temperatura do mar e algumas áreas serão inundadas. A qualidade do ar, aumento de doenças e o crescimento de demandas econômicas são impactos que poderão sofrer adaptações.

Os impactos de mudanças de clima projetadas para cada região podem ser bastante importantes visto a complexidade dos ecossistemas e as características econômicas de cada local. Este impacto poderia conduzir a perdas substanciais da biodiversidade, redução do regime de chuvas, perda da capacidade de absorção de carbono, entre outros. Estes impactos em recursos de água poderiam ser suficientes para promover conflitos entre usuários, regiões, e países. A perda territorial e a salinização de rios, como consequência do projetado aumento do nível de mar, proporcionará a inviabilização da vida em diversas regiões litorâneas do mundo.

Com estas previsões verifica-se o quão despreparada está a humanidade para lidar com mudanças tão radicais advindas das mudanças climáticas. Porém, há dois aspectos que chamam

muito a atenção quando depara-se com as vulnerabilidades: primeiro, as incertezas associadas, com as quais precisam ser tratados distintos cenários. Desta forma, quanto mais incertezas, surgem possibilidades diversas que sugerem diferentes ações de contenção. Segundo, os custos envolvidos para resolver tantos problemas em tão pouco tempo deverão tornar-se muito elevados com forte impacto na economia mundial.

Assim, é necessário ressaltar que a melhor alternativa seria impedir a progressão das mudanças no clima do planeta, quer seja pela mudança de hábitos ou uso de novas tecnologias, mas sempre com foco na prevenção. É fundamental despende tempo e recursos em procurar alternativas para redução do efeito estufa antes que seja tarde demais. A procura por alternativas de adaptação aos cenários futuros poderá colocar toda a humanidade em risco, principalmente os continentes e países cuja capacidade econômica e tecnológica esta aquém de tal tarefa.

3.2. O Protocolo de Kyoto

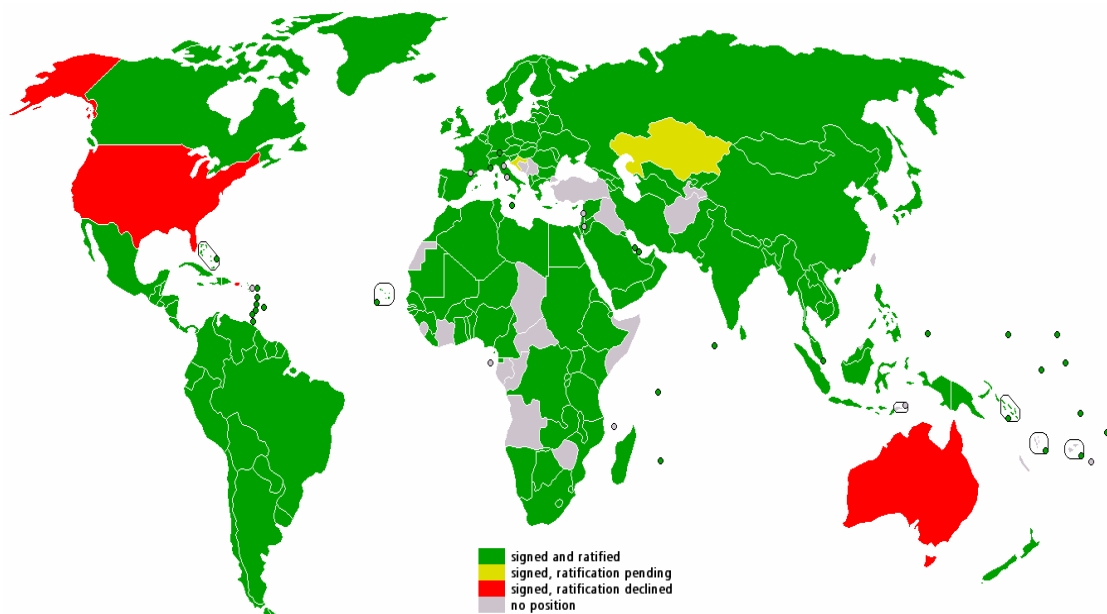
O Protocolo de Kyoto é consequência de uma série de eventos iniciados com a *Toronto Conference on the Changing Atmosphere*, no Canadá, em Outubro de 1988 e que culminou com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC) na ECO – 92 no Rio de Janeiro, Brasil, em Junho de 1992. Constitui-se no protocolo de um tratado internacional com compromissos mais rígidos para a redução da emissão dos gases que provocam o efeito estufa, considerados como causa do aquecimento global. Discutido e negociado na cidade de Kyoto no Japão em 1997, foi aberto para assinaturas em 16 de março de 1998 e oficialmente entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005, depois que a Rússia o ratificou em novembro de 2004.

Por ele se propõe um calendário pelo qual os países desenvolvidos têm a obrigação de reduzir a quantidade de gases poluentes em, pelo menos, 5,2% até 2012, em relação aos níveis de 1990. Os países signatários, vistos na Figura 8, terão que colocar em prática planos para reduzir a emissão desses gases entre 2008 e 2012. A redução das emissões deverá acontecer em várias atividades econômicas. O protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si, através de algumas ações básicas:

- Reformar os setores de energia e transportes;
- Promover o uso de fontes energéticas renováveis;
- Eliminar mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção;
- Limitar as emissões de metano no gerenciamento de resíduos e dos sistemas energéticos;
- Proteger florestas e outros sumidouros de carbono.

Se o Protocolo de Kyoto for implementado com sucesso, estima-se que deva haver alguma redução na temperatura global, entretanto, isto dependerá muito das negociações pós-Kyoto, pois há comunidades científicas que afirmam categoricamente que a meta de redução de 5,2% em relação aos níveis de 1990 é insuficiente para a mitigação do aquecimento global.

Figura 8 – Mapa do Protocolo de Kyoto em 2005



Fonte: IPCC, 2005.

A Convenção Quadro das Mudanças Climáticas passou a vigorar em 1994. Para garantir o

cumprimento dos objetivos da Convenção instituiu-se a COP – Conferencia das Partes, que se realiza anualmente. Foi na COP 3, em Quito, que nasceu o Protocolo. O Protocolo é um tratado internacional por ter um caráter universal, entende-se que ao ter sido firmada e ratificada por praticamente todos os países, os mesmos se comprometem com as ações e limites propostos. A Figura 8 mostra em verde os países signatários, em cinza os países que não firmaram posição até 2005, quando o protocolo foi ratificado e, em vermelho, aqueles países que não assinaram o protocolo até os dias de hoje. O objetivo da Convenção é o de estabilizar a concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera, em níveis tais que evitem a interferência perigosa com o sistema climático.

Em resumo, sejam quais forem às políticas públicas adotadas, todas implicam em algum tipo de esforço adicional, quer seja pela inação, mitigação e adaptação. Todas implicarão em uma mudança nas economias, com eventuais políticas de compensação de setores que sejam prejudicados por tais mudanças ou pela degradação causada pelas alterações do clima.

As nações, a partir do momento em que ratificaram o Protocolo, estabeleceram determinados compromissos, que são comuns, porém diferenciados na medida em que há metas para alguns e não para outros. Esta estrutura de compromissos é na realidade a implementação do princípio da responsabilidade comum, porém diferenciada. Este princípio é muito importante, mas deveria haver algumas ressalvas. Uma das grandes dúvidas hoje a este respeito está na responsabilidade crescente da China quanto ao seu atual ritmo de crescimento econômico, associado ao uso em larga escala de combustíveis fósseis, em especial o carvão.

O Protocolo de Kyoto incorporou as metas quantitativas, no lugar de políticas e medidas de estabilização subjetivas. Os resultados decorrentes foram satisfatórios em mensurar o custo marginal de mitigação das emissões, tendo em vista que, a partir daquele momento, as metas eram claras para cada país, de maneira que a redução de emissões pudesse ser traduzida em termos do ônus correspondente. O Protocolo de Kyoto trouxe ainda instrumentos de negociação para as reduções de emissões entre países e projetos. Um destes mecanismos é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que concilia o objetivo de minimização dos custos de mitigação nos países sujeitos a metas com o pleito dos países não sujeitos, tais como transferência de recursos e tecnologia.

A comunidade internacional já trabalha com a perspectiva dos regimes e tratados pós-Kyoto, considerando que o problema foi de certa forma subestimado e será necessário mais tempo e recursos para estudos e implementação de alternativas. Nos cenários pós-Kyoto, haveria um regime de metas idêntico em tudo ao regime de Kyoto, com novas metas quantitativas para os países, mas, sobretudo, definição de critérios de inflexão, ou seja, metas quantitativas de limitação não das emissões, mas da taxa de crescimento de suas emissões.

O governo dos Estados Unidos não deverá buscar a ratificação do Protocolo de Kyoto até pelo fato de que já é muito tarde para que possa cumprir a sua meta de redução. Na realidade, alguns analistas acreditam que tal atitude foi calculada, na medida em que os Estados Unidos poderiam ganhar tempo e não se isolar, buscando alternativas nos mecanismos de flexibilização previstas no próprio Protocolo. Historicamente os EUA sempre defenderam mecanismos que pudessem reduzir os seus custos de mitigação por meio da compensação internacional, através de mecanismos como o mercado de “créditos de carbono”.

A decisão sobre emissões pode ser abordada a curto, médio e longo prazo. No curto prazo, toma a forma de metas de limitação e redução em relação ao nível inicial de emissões. Estas considerações são válidas tanto para as decisões sobre as emissões globais quanto para as emissões de países individuais. O problema da distribuição dos compromissos globais pelos países é o ponto central das negociações internacionais, no caso atual, das negociações iniciais sobre o regime pós-Kyoto.

O critério, denominado de “*grand-fathering*” refere-se a um critério para a alocação de licenças de emissão, segundo o qual as licenças são concedidas de acordo com os níveis atuais de emissão, ou seja, está associado a uma abordagem de curto prazo para o controle de emissões. O segundo critério, de longo prazo, é o de estabelecimento de limites para as emissões de cada país. A proposta é que o ônus relativo de mitigação de cada país sujeito a metas da Convenção seja proporcional à sua contribuição para o aumento da temperatura média global da superfície do planeta.

Nos debates sobre o regime pós-Kyoto, algumas iniciativas merecem destaque, como a proposta brasileira. A este respeito, cabe uma estimativa do custo marginal de mitigação, diferenciado por país. Nesta perspectiva, ressurge, então, a atribuição de causa da mudança de

clima como principal alteração para os regimes pós-Kyoto, onde devem ser rediscutidas as questões do desflorestamento, do uso da terra e do controle do estoque de carbono na biosfera terrestre de cada país. Baseado nas premissas de que o problema é muito mais abrangente do que parece, uma das medidas já discutidas, e que está sendo retomada, é a de metas de emissões indexadas ao crescimento do produto interno bruto (PIB) de países em desenvolvimento, principalmente China, Índia e Brasil, que teriam em troca o direito de participar do esquema de compensação de reduções de emissões entre países, os chamados compromissos voluntários.

A mitigação da mudança do clima exigirá, necessariamente, a modificação de alguns paradigmas tecnológicos. É conveniente que o Brasil insista nas negociações de um regime pós-Kyoto, o qual permita a adoção por parte dos países industrializados de medidas de transferência tecnológica, ou como no caso do Brasil, investimentos no desenvolvimento de tecnologias associadas às realidades locais, como a gaseificação de biomassa e o desenvolvimento de tecnologias de eficiência energética.

3.3. Impactos ambientais decorrentes do uso do gás natural

O gás natural é um combustível considerado limpo no mundo todo, por apresentar baixos índices de emissão de poluentes na atmosfera, dentre os combustíveis fósseis. O gás metano, por conter 75% de carbono em sua composição em massa, produz 2,77 kg de gás carbônico e gera 56 MJ para cada quilograma queimado. Um quilograma de um hidrocarboneto líquido com dez átomos de carbono produz 3,164 kg de gás carbônico e gera 45,8 MJ. Para cada 4,186 MJ gerados na combustão, o metano produz 0,2057 kg de gás carbônico e o hidrocarboneto líquido produz 0,2896 kg, isto é, 41% a mais (GARCIA, 2002). O gás natural, sendo praticamente constituído por metano, é o mais “limpo” combustível fóssil em termos de emissão de dióxido de carbono.

No caso da geração termelétrica a gás natural, os principais poluentes gerados são: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NOx), hidrocarbonetos (HC) e dióxido de carbono (CO₂). A presença destes gases na atmosfera contribui para a formação de oxidantes fotoquímicos e chuva ácida, bem como para a intensificação das mudanças climáticas globais, dado que o CO₂ e os HC estão entre os principais gases que causam o efeito estufa.

Antes de seguir para o consumidor, o gás natural passa por um processo de tratamento que consiste na remoção do enxofre, que se concentra na forma de ácido sulfídrico (H_2S). A toxidez deste ácido é semelhante à apresentada pelo ácido cianídrico (HCN) e duas vezes maior que a do monóxido de carbono (CO). Em contato com a água, forma o ácido sulfúrico que é altamente corrosivo.

Os fatores de impacto mais importantes do gás natural para os gases de efeito estufa são: o metano (CH_4), no caso das perdas por escape do gás natural, e também, a emissão de dióxido de carbono (CO_2), fruto do uso do gás natural nos processos de combustão. O gás natural possui nobres aplicações que, do ponto de vista energético, podem conferir até 80% de aproveitamento total, reduzindo sobremaneira as emissões e aumentando a vida útil das reservas mundiais.

A Tabela 1 mostra, dentre os principais gases de efeito estufa conhecidos, o potencial de aquecimento global provocado por seus constituintes. Por este motivo, nas aplicações dos combustíveis é importante conhecer sua constituição e seus subprodutos de maneira que se possa evitar ou minimizar a geração de resíduos poluentes. O gás natural por sua vez, sendo basicamente constituído de metano (CH_4), não sendo aplicado em processos de combustão tem um potencial de contribuição ao aquecimento global 23 vezes maior que o dióxido de carbono.

Tabela 1 – Potencial de aquecimento global

Gás de Efeito Estufa (GEE)	Potencial de Aquecimento Global (GWP)
---------------------------------------	--

CO ₂	1
CH ₄	23
N ₂ O	296
HFC-23	12.000
HFC-125	3.400
HFC-134a	1.300
HFC-143a	4.300
HFC-152a	120
HFC-227ea	2.900
HFC-236fa	6.300
HFC-4310mee	1.300
CF ₄	5.700
C ₂ F ₆	11.900
C ₄ F ₁₀	8.600
C ₆ F ₁₄	9.000

Fonte: IPCC, 2005.

3.4. De que maneira o gás natural pode contribuir?

A projeção mundial para o consumo de energia até 2020 será de um aumento de 60%, devido, principalmente, ao crescimento populacional, mas também em função da necessidade de desenvolvimento econômico. A eletricidade, como energia nobre e versátil, tenderá a manter-se como principal recurso energético na demanda e, portanto, a necessidade de disponibilização deste recurso só crescerá. A maior parte deste crescimento é esperado que aconteça nos países em desenvolvimento, onde mais de dois bilhões de pessoas não têm nenhum acesso a formas modernas de energia, como eletricidade e gás. Conhecendo estas estimativas de demanda, mesmo com o avanço tecnológico, tal necessidade ameaça a sustentabilidade e a estabilidade econômica e ambiental do planeta.

Tecnologias de energias renováveis têm um certo potencial para desenvolvimento em grande escala, principalmente com o uso da energia dos ventos e solar, apesar ainda do alto custo associado. Algumas energias conhecidas como "novas renováveis" (o qual exclui a hidroeletricidade e a biomassa tradicional) contam com um potencial estimado de mais de 100.000 MW de capacidade elétrica. Globalmente, este potencial proveria o equivalente de eletricidade residencial para mais de 300 milhões de pessoas. Atualmente, o mundo usa dez vezes mais energia dos ventos do que há uma década atrás, e o mesmo vem ocorrendo com a energia solar.

Mudanças, quando se trata do assunto energia, nunca são fáceis, pois tratam de um assunto que envolve poder político e econômico. Atualmente, com o advento dos problemas associados aos gases de efeito estufa e as mudanças climáticas, as forças para a mudança estão contando com novos atores, inclusive alguns governos. Isso, de alguma forma, vem se traduzindo em políticas para incremento do uso de renováveis e um desenvolvimento sustentável da economia mundial.

Resistência a mudanças são inevitáveis, mas o mundo não pode mais dispor somente de sistemas energéticos baseados em combustíveis fósseis. Anualmente, entre 200 e 250 bilhões de dólares são investidos na infra-estrutura de energia fóssil. Outros 1,5 trilhões de dólares são gastos em consumo de energia convencional. Entre 2020 e 2025 as reservas de hidrocarbonetos líquidos deverão iniciar seu declínio e não há tempo e recursos suficientes para uma conversão drástica da economia mundial para as tecnologias de fontes renováveis.

Recursos renováveis novos provêm, hoje, somente uma pequena parte da produção de energia global. Contudo as vantagens da substituição gradual de combustíveis fósseis por energias renováveis e alternativas são diversas. Tais vantagens estão localizadas na crescente preocupação sobre as mudanças no clima, e outras crises ambientais, e significantes avanços em tecnologias renováveis. Há, contudo, com vistas à substituição dos combustíveis fósseis por renováveis, limites técnicos, econômicos e mesmo ambientais que devem ser respeitados e tratados com muita seriedade sob pena de incorrer-se em novos erros.

O IPCC concluiu que as emissões de gás carbônico (CO₂) devem ser reduzidas 70% ao longo de 100 anos, com referência aos níveis de 1991, para estabilizar as concentrações de CO₂ atmosférico. Mais de 80% das emissões de CO₂ são produto da queima de combustíveis fósseis; logo, tais reduções não são possíveis sem significativas e rápidas melhorias em eficiência de energia e o uso de energias renováveis.

É com certeza no aspecto da eficiência energética que o gás natural, como combustível fóssil mais limpo pode contribuir, e muito. Na maioria dos países, em especial naqueles onde a demanda por energia é crescente e onde a maioria da população não possui acesso aos recursos energéticos, o gás natural pode ser usado como fonte primária para geração de energia. Isso, com certeza, associado à geração distribuída e co-geração, permitindo o máximo de aproveitamento do combustível. Certamente que as energias renováveis devem ser desenvolvidas, mas será

necessário um longo período de transição que terá impacto no estilo de vida mundial, que está baseado em combustíveis fósseis. Dentre todos os combustíveis fósseis, o gás natural, por suas características, é o único que pode prover, a custos atuais, soluções energéticas capazes de permitir que esta transição seja feita de maneira suave e menos traumática. Os custos adicionais e perdas econômicas globais devido a não adoção de uma política de transição podem ser muito elevados e que, somado a ocorrência de desastres naturais, tendem a ser incalculáveis. Há estimativas de que podem dobrar a cada década e se aproximar de 150 bilhões de dólares nos próximos dez anos.

A adoção da geração distribuída e co-geração usando o gás natural, bem como o aumento do aproveitamento dos combustíveis em associação com a redução da intensidade energética, permitirão muito mais fôlego à humanidade. Somente se o aproveitamento de combustíveis passar dos atuais 30% médios para algo em torno de 80%, a humanidade terá reduzido em 260% o ritmo da degradação ambiental. Em países em desenvolvimento como o Brasil e a Índia, onde há necessidade de acesso ao emprego para milhões de pessoas, as renováveis podem contribuir de forma mais rápida e consistente no desenvolvimento econômico daqueles países. Contudo, a disponibilidade do gás natural, como no caso da Índia, poderia, em substituição ao carvão, prover mais energia com qualidade, eficiência e redução significativa de emissões.

Do ponto de vista imediato, o gás natural deve atuar como um combustível de transição, permitindo que, no futuro próximo, as energias renováveis sejam desenvolvidas o suficiente, aumentando sua capacidade de ganhos de escala, tornando-as mais competitivas do ponto de vista econômico.

Entendidos os processos e inter-relações entre gás natural e mudanças climáticas, no capítulo seguinte vê-se a metodologia adotada para buscar resultados que permitam avaliar os mecanismos de inserção do combustível e seus efeitos.

Capítulo 4

4. Metodologia

Este capítulo é direcionado à apresentação da metodologia aplicada no trabalho, buscando esclarecer a origem dos elementos e de que maneira foram manipulados para a obtenção dos resultados.

Para a avaliação da inserção do gás natural e das mudanças na economia brasileira sobre as emissões de CO₂ relacionadas, bem como cada um dos efeitos definidos na metodologia, foram coletados dados disponíveis para o período de 1970 a 2004. Com essa escolha buscou-se basear o estudo em uma série histórica de longa duração, capaz de traçar as mudanças na estrutura da economia acompanhando o desenvolvimento sócio-econômico brasileiro e as alterações introduzidas ao longo de 34 anos na matriz energética nacional.

Para a realização dos cálculos são usadas diferentes fontes, como as Tabelas do Sistema de Contas Nacionais (SCN) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e o Balanço Energético Nacional (BEN) editado pelo Ministério de Minas e Energia para cada ano avaliado neste trabalho. Assim temos, como principais dados, o seguinte:

- População brasileira (em milhões de habitantes);
- Produto Interno Bruto (em bilhões de reais);
- Total de energia primária fornecida por fonte (em tep), e;
- Total de energia primária consumida por setor (em tep).

No capítulo 5 são apresentados todos os dados coletados e as considerações utilizadas para a utilização dos dados na técnica de análise de decomposição por índices escolhida e apresentada a

seguir.

4.1. Considerações metodológicas

Na busca pela determinação de novas forças motrizes no cenário energético, bem como na associada busca por alternativas cada vez mais preocupadas com as questões ambientais e de sustentabilidade, o estudo das mudanças nos padrões de consumo energético e das emissões associadas de CO₂ permitiu o desenvolvimento de duas técnicas que decompõem os diferentes efeitos em nível setorial de uma economia: a análise de decomposição por índices (*Index Decomposition Analysis*) e a análise de decomposição estrutural (*Structural Decomposition Analysis*).¹⁵ Ambas as técnicas podem ser utilizadas para avaliar a influência do crescimento econômico, das mudanças setoriais e tecnológicas sobre diversos indicadores socioeconômicos e ambientais, existindo, porém, certas características que diferenciam as duas abordagens. Este capítulo pretende mostrar as diferenças entre as duas abordagens e detalhar a metodologia da IDA, procurando mostrar como a técnica se desenvolveu e o porque a IDA foi escolhida para este trabalho. Em seguida, a análise de decomposição por índices é apresentada mais detalhadamente com seus fundamentos teóricos, o que inclui todo o desenvolvimento matemático necessário.

As duas técnicas de decomposição: a análise de decomposição por índices (IDA) e a análise de decomposição estrutural (SDA), são técnicas cuja metodologia de análise é comparativa, utilizando ou dados agregados em nível setorial (no caso da IDA) ou Tabelas de insumo-produto (no caso da SDA). Os dois métodos se baseiam em dados históricos para determinar a contribuição das mudanças nos determinantes sobre a mudança no indicador ou índice.¹⁶ As duas formas de decomposição se desenvolveram independentemente, resultando em um emprego de diferentes modelos e aplicações. A diferença mais importante entre IDA e SDA é que a primeira técnica não busca como foco incorporar efeitos indiretos da demanda final na

¹⁵ Quando houver referencia à técnica de Análise de Decomposição por Índices, usar-se-á a abreviatura IDA (*Index Decomposition Analysis*) e à Análise de Decomposição Estrutural com a abreviatura SDA (*Structural Decomposition Analysis*).

¹⁶ São chamados de determinantes, os efeitos (por exemplo, crescimento econômico, mudanças na estrutura de economia, na demanda final, nas tecnologias da produção) que influenciam a variável – o indicador – (por exemplo, mudanças no consumo de energia ou nas emissões de CO₂).

análise. A IDA utiliza apenas informações agregadas da economia, enquanto a SDA se baseia em informações originadas nas tabelas de insumo-produto, as quais dividem a economia de um país em seus setores e produtos. Desta forma, a IDA requer uma menor quantidade de dados específicos, o que proporciona uma vantagem significativa em termos de resultados mais qualitativos e de maneira mais ágil, tendo em vista que os modelos podem ser simplificados na sua aplicação. Porém, de certa maneira, este fato pode ser visto como desvantagem também, tendo em vista que os dados usados estão agregados. A IDA não busca o conhecimento da estrutura econômica e funcional do setor. Para a avaliação dos impactos e fenômenos que ocorrem internamente nos setores, a SDA é a ferramenta mais adequada. Baseando-se nas matrizes de insumo-produto, que diferenciam demanda intermediária de demanda final, a SDA é capaz de distinguir efeitos diretos¹⁷ de indiretos¹⁸ da demanda final, além de efeitos de interdependências intersetoriais.

Uma vez que a IDA é uma metodologia de emprego ágil e menos intensiva no requisito de dados, muitos estudos têm empregado a IDA. Trabalhos de MACHADO (1996), MACHADO E SCHAEFFER (2005), WACHSMANN (2005) e SCARAMUCCI (2006) analisaram as mudanças no consumo energético da economia brasileira empregando o método da IDA, dividindo as variações no consumo de energia em: efeito escala (mudanças relativas às variações do nível do PIB), efeito estrutura (mudanças relativas às modificações na composição do PIB) e efeito intensidade (mudanças relativas às variações na intensidade energética).

Vários autores totalizam diversas aplicações da IDA e da SDA de forma independente ou combinando as duas técnicas, dependendo do caso, com uma gama bastante vasta de objetivos, como estudo do consumo de energia em diversos tipos e segmentos, emissões de poluentes, previsões de mercado, produtividade, entre outros.

¹⁷ Entendem-se como os efeitos diretos da demanda final o aumento na produção de um certo produto causado por um aumento na demanda final. Ou seja, se a demanda final de carros aumenta em uma unidade, a produção de carros deve aumentar em uma unidade também.

¹⁸ Se a demanda final de carros aumenta em uma unidade, causando um aumento da produção de carros em uma unidade, os insumos à produção deste carro devem se ajustar também, ou seja, a indústria de pneus tem que aumentar sua produção por mais quatro ou cinco pneus, e a indústria de aço deve produzir mais aço, etc. Para a produção dos pneus, precisa-se de borracha, metal, etc., significando que a produção destes insumos tem que aumentar respectivamente. Estes efeitos são chamados de efeitos indiretos da demanda final em suas diversas ordens.

O objetivo paralelo deste trabalho, além de avaliar com maior detalhe possível a inserção do gás natural, é a influência deste energético nas mudanças de consumo de energia e nas emissões associadas de CO₂ nas perspectivas de 1970 até os dias de hoje, buscando as correlações e influências diversas do período, bem como nos cenários futuros até 2030. É, portanto, a IDA a técnica mais adequada em se tratando de uma abordagem cujo foco é econômico com vistas a obter informações que permitam tratar os mecanismos pelos quais o gás natural possa tornar-se uma das forças principais do cenário energético nacional. Para esta avaliação não serão necessários dados muito desagregados e avaliações que procurem tratar efeitos internos setoriais. A procura de evidências retrospectivas como insumo para o estudo dos cenários futuros é perfeita para a aplicação da IDA como ferramenta na busca de dados e projeções.

Geralmente, o mesmo fundamento matemático é empregado na IDA e na SDA (teoria dos números índices) para traçar as mudanças entre dois períodos, os quais produzem um resultado período a período, possibilitando uma avaliação temporal clara. A literatura com respeito à IDA se concentra principalmente nas implicações da teoria de índices e a especificação da decomposição, ou seja, na técnica em si.

4.2. Fundamentos teóricos da IDA

A análise de decomposição é uma importante ferramenta para avaliar em uma dada economia, quais as influências do crescimento econômico, alterações nos setores e agentes econômicos, impactos tecnológicos e políticas públicas sobre indicadores socioeconômicos, energéticos e ambientais, cabendo, no entanto, observar que para uma mesma metodologia de decomposição podem ser aplicadas distintas técnicas.

A IDA é uma metodologia estática e comparativa que se baseia em séries históricas com informações agregadas da economia incorporando basicamente efeitos diretos da demanda final nos resultados. Entendem-se como efeitos diretos da demanda final como o aumento da produção de um certo produto fruto das necessidades impostas pelo mercado de maior oferta do referido produto, ou seja, aumento da demanda final. Com a aplicação da IDA sobre a economia brasileira podem-se obter efeitos sobre nível de atividade (que expressa as variações na produção total do país), intensidade (que identifica o nível de uso de um determinado indicador, que neste trabalho

referem-se à intensidade energética e emissões) e estrutura (que demonstra resultados de produção específicos de um determinado setor em relação ao restante da economia).

Derivação matemática e gráfica da análise de decomposição

Na sequência têm-se as demonstrações sobre os conceitos matemáticos, desenvolvidos com base em SUN (1998) e SCARAMUCCI (2006). Como o objetivo é analisar a dependência de um indicador z decomposto em fatores x e y , assume-se uma relação funcional da forma seguinte:

$$z = x y \text{ (agregação multiplicativa)} \quad (1)$$

A idéia central da decomposição é de que as mudanças na variável z são decompostas nas mudanças de seus fatores x e y com o resultado que a influência da quantificação de cada determinante.

Para efeito da análise de decomposição por índices, há algumas diferentes técnicas que podem ser aplicadas buscando resultados similares com maior ou menor aproximação entre eles. A técnica de decomposição completa da agregação multiplicativa, aplicada neste trabalho, é uma delas e consiste da seguinte metodologia:

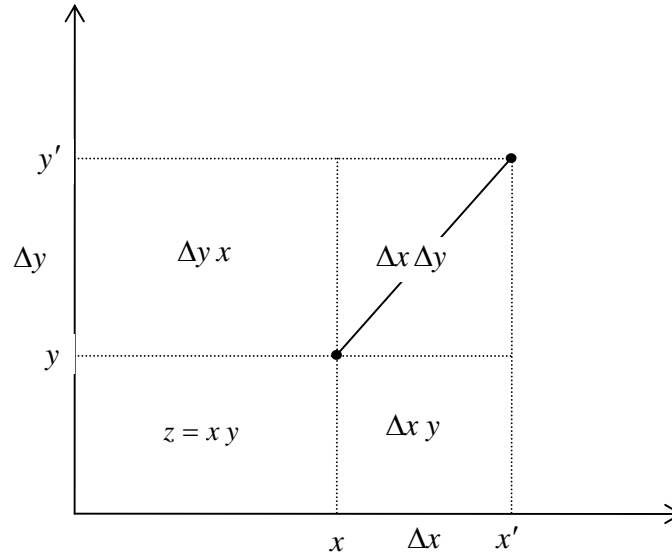
Considere o indicador z decomposto em fatores explicativos x e y , $z = xy$ (agregação multiplicativa). A variação de z entre dois instantes de tempo, t e $t' > t$ decorrente de mudanças nos valores dos fatores x e y é dada por:

$$\Delta z = z' - z = x' y' - x y = (x + \Delta x)(y + \Delta y) - x y = \Delta x y + \Delta y x + \Delta x \Delta y \quad (2)$$

A Figura 9 mostra as parcelas da decomposição de Δz . Pode-se notar que

$$x y + \Delta x y + \Delta y x + \Delta x \Delta y = z + \Delta x y + \Delta y x + \Delta x \Delta y = x' y' = \Delta z \quad (3)$$

Figura 9 – Demonstração gráfica da decomposição completa da agregação multiplicativa



Fonte: Elaboração própria com base em SCARAMUCCI (2006).

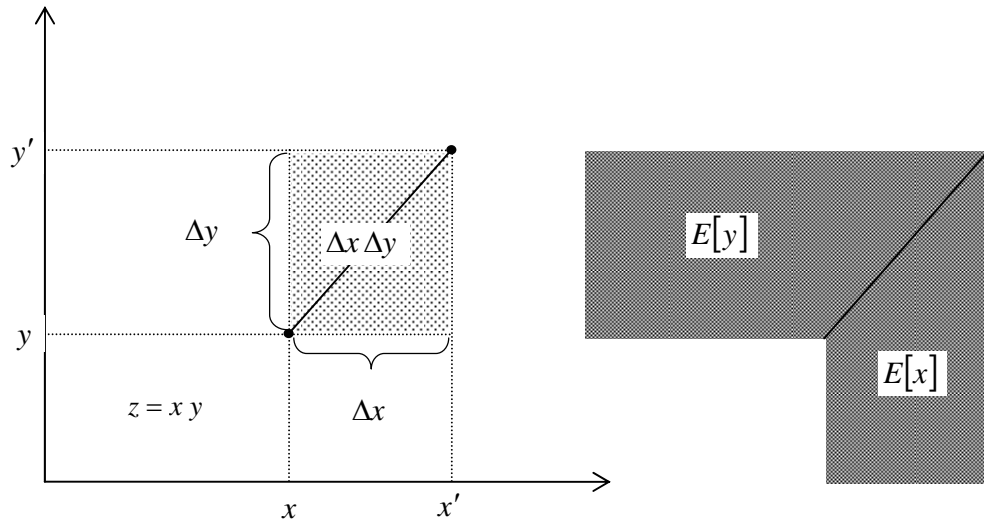
O efeito da variável x em Δz poderia ser definido pela variação de z correspondente a $\Delta x \neq 0$ e $\Delta y = 0$, ou seja, $\Delta x y$. Analogamente, o efeito de y seria $\Delta y x$. Porém, se Δx e Δy forem significativos, a parcela residual $\Delta x \Delta y$ não pode ser desprezada e a decomposição de Δz seria incompleta. Logo, a eliminação dos termos residuais, como proposto por Sun (1998), considera a distribuição linear e comum entre os termos derivados da identidade de Kaya, conhecido como o princípio do “conjuntamente criado e igualmente distribuído” (*jointly created and equally distributed*). A razão pela qual Sun (1998) desenvolveu o modelo de decomposição completa da agregação multiplicativa reside nas deficiências induzidas na modelagem por conta das imperfeições do termo residual causados na precisão e confiabilidade dos resultados.

Assim, como indicado no gráfico da Figura 10, os efeitos de x e y são definidos como $E[x]$ e $E[y]$, respectivamente e da seguinte forma $E[x] = \Delta x y + \Delta x \Delta y / 2$ e $E[y] = \Delta y x + \Delta y \Delta x / 2$.

A decomposição completa de Sun é, então,

$$\Delta z = \left(\Delta x y + \frac{1}{2} \Delta x \Delta y \right) + \left(\Delta y x + \frac{1}{2} \Delta y \Delta x \right) = E[x] + E[y] \quad (4)$$

Figura 10 – Demonstração da área gráfica do termo residual da decomposição



Fonte: Elaboração própria com base em SCARAMUCCI (2006).

Pode-se mostrar que os efeitos da decomposição de $z = x y k w$ são:

$$E[x] = \Delta x \frac{z}{x} + \frac{1}{2} \frac{\Delta x}{x} \left[\frac{z}{y} \Delta y + \frac{z}{k} \Delta k + \frac{z}{w} \Delta w \right] + \frac{1}{3} \frac{\Delta x}{x} \left[\frac{z}{y k} \Delta y \Delta k + \frac{z}{y w} \Delta y \Delta w + \frac{z}{k w} \Delta k \Delta w \right] + \frac{1}{4} \frac{z}{x y k w} \Delta x \Delta y \Delta k \Delta w \quad (5)$$

$$E[y] = \Delta y \frac{z}{y} + \frac{1}{2} \frac{\Delta y}{y} \left[\frac{z}{x} \Delta x + \frac{z}{k} \Delta k + \frac{z}{w} \Delta w \right] + \frac{1}{3} \frac{\Delta y}{y} \left[\frac{z}{x k} \Delta x \Delta k + \frac{z}{x w} \Delta x \Delta w + \frac{z}{k w} \Delta k \Delta w \right] + \frac{1}{4} \frac{z}{x y k w} \Delta x \Delta y \Delta k \Delta w \quad (6)$$

$$E[k] = \Delta k \frac{z}{k} + \frac{1}{2} \frac{\Delta k}{k} \left[\frac{z}{x} \Delta x + \frac{z}{y} \Delta y + \frac{z}{w} \Delta w \right] + \frac{1}{3} \frac{\Delta k}{k} \left[\frac{z}{x y} \Delta x \Delta y + \frac{z}{x w} \Delta x \Delta w + \frac{z}{y w} \Delta y \Delta w \right] + \frac{1}{4} \frac{z}{x y k w} \Delta x \Delta y \Delta k \Delta w \quad (7)$$

$$E[w] = \Delta w \frac{z}{w} + \frac{1}{2} \frac{\Delta w}{w} \left[\frac{z}{x} \Delta x + \frac{z}{y} \Delta y + \frac{z}{k} \Delta k \right] + \frac{1}{3} \frac{\Delta w}{w} \left[\frac{z}{x y} \Delta x \Delta y + \frac{z}{x k} \Delta x \Delta k + \frac{z}{y k} \Delta y \Delta k \right] + \frac{1}{4} \frac{z}{x y k w} \Delta x \Delta y \Delta k \Delta w \quad (8)$$

As expressões acima sugerem como seria feita a decomposição de uma agregação multiplicativa em geral, considerando quatro elementos. Percebe-se que tal descrição está alinhada com a necessidade do modelo aplicado neste trabalho, cujos efeitos de decomposição para as emissões de CO₂ são constituídos por quatro elementos.

Ainda no campo das metodologias de IDA é possível também usar outras abordagens para decomposição completa, como o método *Logarithmic Mean Divisia Index* (LMDI), apresentado em detalhes em ANG (2005). Segundo este método, chamado de Método Divisia de Média Logarítmica, conforme demonstrado em (5), os resultados tendem a ser mais sensíveis e exatos em comparação ao método de decomposição da agregação multiplicativa, porém, é não paramétrico a valores de zero e muito complicados na modelagem quando a base de dados apresenta variações negativas, o que pode ser representativo quando em períodos econômicos restritivos.

$$\Delta z^L = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta y}{\Delta(\ln y)} \ln \frac{x_{i,1}}{x_{i,0}} \quad (9)$$

4.3. Modelagem energético – ambiental

A formalização do modelo de decomposição por índices para a aplicação nos assuntos energético-ambientais requer a adaptação da teoria matemática apresentada na seção anterior aos fundamentos dos indicadores que irão determinar os resultados deste trabalho. A seguir são determinadas as condições de ajuste e adaptação da teoria à aplicação.

O ponto de partida para a demonstração da aplicação proposta está na identidade de Kaya. A identidade de Kaya é uma expressão matemática usada para descrever a relação entre fatores que influenciam a tendência de emissão do carbono relacionada ao consumo de energia.

$$Em = \frac{Em}{EU} \times \frac{EU}{GDP} \times \frac{GDP}{Pop} \times Pop \quad (10)$$

Onde Em é a quantidade do carbono emitido, EU é a energia consumida, GDP¹⁹ é o nível de atividade econômica expressa como produto interno bruto e Pop é a população. Os primeiros dois componentes no lado direito representam a intensidade de carbono de fonte de energia (Em/EU) e

a intensidade energética de atividades econômicas (EU/GDP). O crescimento econômico é visto da perspectiva de mudanças no produto per capita (GDP/Pop). Em qualquer ponto no tempo, o nível de emissão do carbono relacionada a energia pode ser visto como um produto dos quatro componentes da identidade de Kaya – intensidade de carbono, intensidade de energia, produto interno bruto per capita e população.

A intensidade de carbono de fonte de energia é uma medida da quantidade de carbono associada a cada unidade de energia produzida. Ela relaciona os níveis de emissão do dióxido de carbono diretamente às mudanças no uso de energia. Emissões do dióxido de carbono variam com fontes de energia. Matematicamente, o surgimento do termo residual, como efeito da aplicação da técnica de decomposição, não consiste em grande problema quando observado empiricamente. Em geral, esta observação seria ineficaz do ponto de vista algébrico quando avaliando condições ideais, o que não se verifica na prática. Do ponto de vista econômico, o surgimento do termo residual não possui qualquer significado claro, expondo a dificuldade do modelo para exprimir a realidade.

Assim, em (11), a identidade de Kaya assume uma nova configuração, onde i exprime os setores econômicos avaliados e Σ a somatória dos setores na composição final:

$$\frac{Em}{Pop} = \frac{GDP}{Pop} \sum_i \frac{AV_i}{GDP} \times \frac{EU_i}{AV_i} \times \frac{Em_i}{EU_i} = P \sum_i G_i I_i E_i \quad (11)$$

Onde:

$$\text{Efeito Escala (P)} = \frac{GDP}{Pop};$$

$$\text{Efeito Composição (G)} = \frac{AV_i}{GDP};$$

$$\text{Efeito Intensidade Energética (I)} = \frac{EU_i}{AV_i};$$

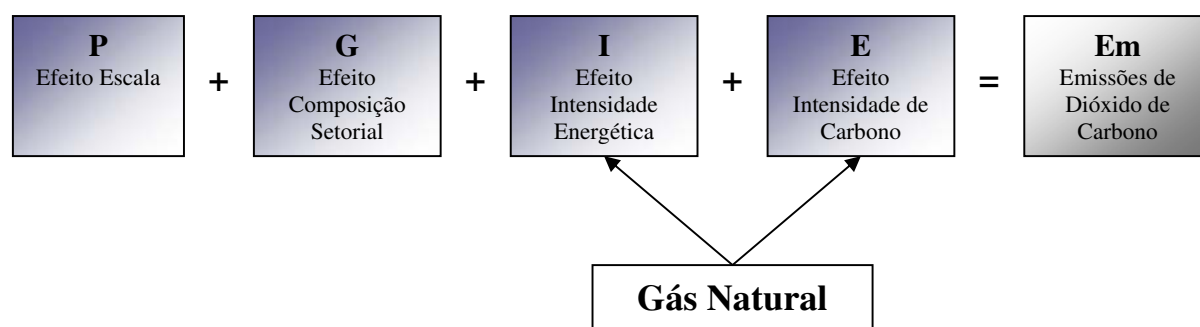
$$\text{Efeito Intensidade Carbono (E)} = \frac{Em_i}{EU_i}.$$

¹⁹ GDP – *Gross Domestic Product* (produto interno bruto).

O efeito escala é expresso pelo conjunto da economia, porém, os demais efeitos são uma composição dos resultados de cada setor econômico, identificados por i nas expressões. Para cada setor, então, é necessário exprimir os efeitos composição (G) através do valor adicionado (AV) da atividade econômica; a intensidade energética (I), que é a energia consumida (EU) pelo valor adicionado (AV); e a intensidade de carbono (E), que são as emissões de carbono (Em) pela energia consumida por setor.

Para estabelecer as variações das emissões de CO_2 ao longo do período que se deseja analisar, definem-se ΔP , ΔGi , ΔIi e ΔEi como as respectivas diferenças de índices no tempo. Deve-se, com base no aspecto teórico, considerar um dos anos da série histórica como base para referenciar a análise. Assim, é possível decompor a partir de (11) as variações nos níveis de emissões através dos quatro índices definidos. Primeiro, o efeito escala (P), representa o incremento de emissões função do crescimento econômico. Se o efeito escala for dominante significa que Em é linearmente dependente de GDP (PIB). Segundo, o efeito composição ou estrutural (G), representa a variação de emissões função da composição da economia. Se a economia está baseada em setores especializados em produção limpa, então significa que Em deve decrescer ao longo do tempo. Terceiro, o efeito intensidade energética (I), representa a variação de emissões função das variações de intensidade energética na economia. Este índice tem estreita relação com o grau de tecnologia empregado na economia. Quarto, o efeito intensidade de carbono (E), representa a variação de emissões função das variações de intensidade de carbono. Este índice está diretamente relacionado com as características da matriz energética do país que se deseja analisar. É importante destacar que os dois últimos índices são bastante suscetíveis a variações ou mudanças tecnológicas e, também, exprimem de maneira significativa os resultados da inserção do gás natural, como se vê na Figura 11.

Figura 11 – Relação de causalidade dos efeitos da metodologia



Fonte: Elaboração própria

É difícil separar o efeito composição setorial (G) do efeito intensidade energética (I), pois boa parte do efeito intensidade energética se deve à composição do setor. Exemplo disso são os países mais desenvolvidos que tem conseguido ao longo dos anos reduzir a intensidade energética interna por conta da exportação de setores energointensivos para países em desenvolvimento.

A variação das emissões totais de CO₂ ao longo do período [0,t] é dada como a somatória dos indicadores ou índices P, G, I e E, como demonstrado abaixo:

$$\Delta Em = P + G + I + E \quad (12)$$

A análise de decomposição a ser feita nesse trabalho se baseia nas equações acima descritas onde se distinguem os fatores responsáveis pelas mudanças no crescimento da população, no desenvolvimento econômico, no consumo de energia e nas emissões de CO₂ relacionadas, o qual se busca de maneira destacada nos resultados. A avaliação da inserção do gás natural vai se estabelecer na comparação dos números índices deste energético em comparação ao restante da matriz. Neste caso, será fundamental destacar e utilizar as emissões de CO₂ como o principal vetor de análise, ou seja, o indicador chave.

Como foi mencionado na seção anterior, existem infinitas possibilidades de decompor os fatores da mudança do indicador chave. Portanto, os fatores podem ser decompostos de várias maneiras. No capítulo 6 são apresentados os resultados da decomposição das emissões de CO₂ associadas segundo o método de decomposição completa da agregação multiplicativa.

O ponto forte da análise de decomposição por índices utilizando o método de decomposição completa da agregação multiplicativa são principalmente determinados pelos bons resultados qualitativos e pela facilidade com que exprime de maneira significativa os efeitos ocorridos na economia, por diversos motivos. Em compensação, a IDA é incapaz de contar com os efeitos indiretos da demanda final, detalhe que pode comprometer os resultados ou, de certa forma, distorcer os impactos de determinadas ocorrências de mercado.

Finalmente, os resultados da aplicação da IDA podem variar de acordo com a técnica escolhida e de como se aborda o problema. Ou seja, dependendo do método matemático em que a decomposição se baseia, surgem diferenças nos resultados. Nos métodos incompletos (com um termo residual) apresenta-se o problema da interpretação do valor do resíduo, o qual foi eliminada neste estudo com a aplicação da técnica de eliminação dos termos residuais proposta por SUN (1998). Entretanto, certos estudos, insistem em afirmar que esse método contém erros lógicos irreparáveis, que só poderiam ser eliminados com a aplicação de métodos exatos, que não deixam termos residuais. Ao mesmo tempo, nos modelos ditos “exatos” surge a dúvida se a alocação do termo residual foi feita de maneira correta, ou seja, real.

Após a discussão dos fundamentos teóricos da análise de decomposição por índices neste capítulo, a seguir, é apresentada a preparação de dados econômicos e energéticos para transferir a discussão teórica para a aplicação prática.

Capítulo 5

5. Apresentação dos dados e aplicação do modelo

Conforme descrito no capítulo anterior, onde apresentou-se a metodologia de trabalho, este capítulo apresenta os dados coletados e a forma como os mesmos foram tratados e usados no modelo definido.

Do capítulo anterior, na avaliação dos impactos das mudanças estruturais da economia brasileira sobre as emissões de CO₂ e, por conseguinte a inserção do gás natural, são necessárias três categorias de dados: (1) dados econômicos, (2) dados energéticos a partir do balanço energético brasileiro e (3) dados ambientais (no caso desse trabalho, as emissões de CO₂ associadas à queima dos combustíveis) a partir da conversão da energia consumida em emissão de CO₂ utilizando fatores de conversão segundo IPCC (1997) e MCT (2002).

5.1. Alinhamento de dados

Como este capítulo é direcionado à apresentação dos dados usados no trabalho e a forma como os mesmos foram tratados, é necessário separar de maneira objetiva os tipos de dados e identificá-los de forma correta.

5.1.1 Dados econômicos

A análise de decomposição por índices (IDA), como dito, é uma técnica cuja metodologia de análise é de comparação e utiliza dados não agregados em nível setorial. Por este motivo, a IDA, se baseia em dados históricos bem definidos e requer uma menor quantidade de dados, o que proporciona uma vantagem significativa em termos de manipulação de variáveis, tornando sua aplicação mais simples.

A IDA não busca o conhecimento da estrutura econômica e funcional do setor. Para a aplicação deste trabalho os dados econômicos necessários limitam-se a evolução da população brasileira ao longo do período e, também, do produto interno bruto (PIB), de maneira que se possa compor os efeitos escala e composição, previstos no modelo.

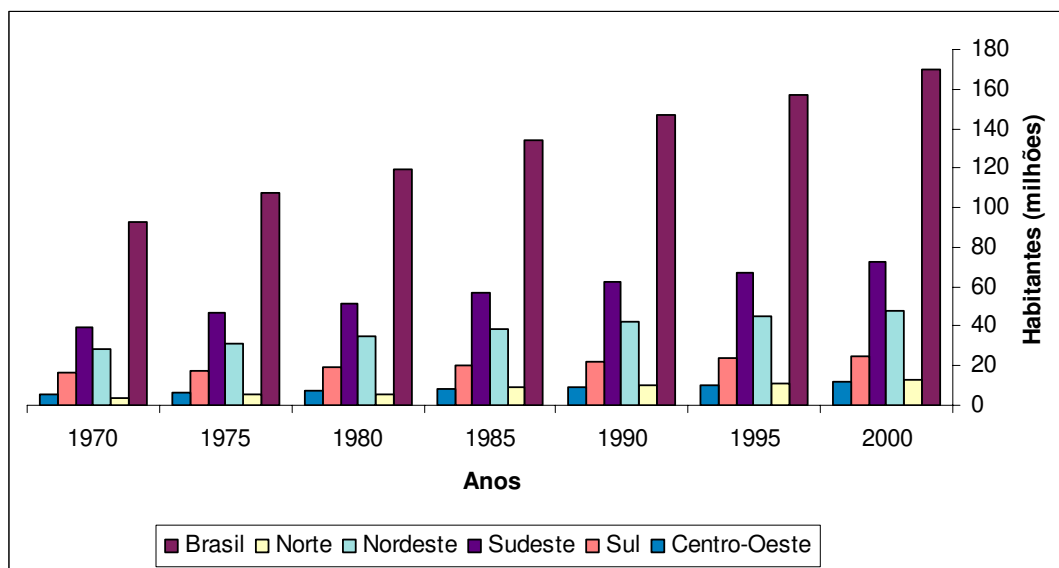
Tais informações foram colhidas do Sistema de Contas Nacionais (SCN) do IBGE (2005) e estão a seguir mostradas na Tabela 2 e na Figura 12.

Tabela 2 – População brasileira 1970 a 2004

Períodos	Brasil	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
2004	181.598.181	13.797.149	51.059.189	77.444.207	26.852.295	12.445.341
2000	169.799.170	12.900.704	47.741.711	72.412.411	25.107.616	11.636.728
1995	157.070.163	11.288.259	44.766.851	67.000.738	23.513.736	10.500.579
1990	146.825.475	10.030.556	42.497.540	62.740.401	22.129.377	9.427.601
1985	134.241.400	9.170.860	38.855.173	57.363.065	20.232.719	8.619.583
1980	119.011.052	5.880.706	34.815.439	51.737.148	19.031.990	7.545.769
1975	107.265.581	5.300.326	31.379.424	46.631.091	17.153.680	6.801.060
1970	93.134.846	3.603.679	28.111.551	39.850.764	16.496.322	5.072.530

Fonte: IBGE, 2005.

Figura 12 – Evolução da população brasileira por região



Fonte: IBGE, 2005.

Verifica-se que ao longo do período a população brasileira reduziu significativamente sua taxa de crescimento, mas manteve uma média alta em torno dos 10% ao ano. Especificamente a região norte foi a que teve o maior crescimento, da ordem de 22% ao ano, enquanto a região sul foi a que registrou o menor crescimento populacional, 7% ao ano.

A Tabela 3 identifica os dados referência do PIB para o período avaliado. As linhas destacadas dizem respeito aos setores que são avaliados de forma separada para efeito da análise de decomposição, a saber, o setor de transportes, agropecuário, industrial e energético. A Figura 13 sintetiza as informações para os setores avaliados desde 1970 a 2004.

Tabela 3 – Produto Interno Bruto (1970 a 2004)

UNIDADE: 10 ⁶ US\$ (2004)								
SETORES	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004
T O T A L	160771	259726	367896	391942	427553	497266	555239	604712
SERVIÇOS	75238	125950	182679	209189	237301	277175	307607	313273
COMÉRCIO E OUTROS (1)	70275	116735	168627	195188	221163	260635	292913	298844
TRANSPORTES	4963	9215	14052	14001	16138	16540	14695	14429
AGROPECUÁRIO	23969	29564	37527	37101	32926	43392	43376	57973
INDÚSTRIA	57348	97560	137272	129670	139009	159042	171140	187141
ENERGÉTICO (6)	4215	6652	10418	15982	18316	17657	33116	46325

(1) Corresponde a comércio, comunicações, instituições financeiras, administrações públicas, aluguéis, outros serviços e SIUP menos geração elétrica;

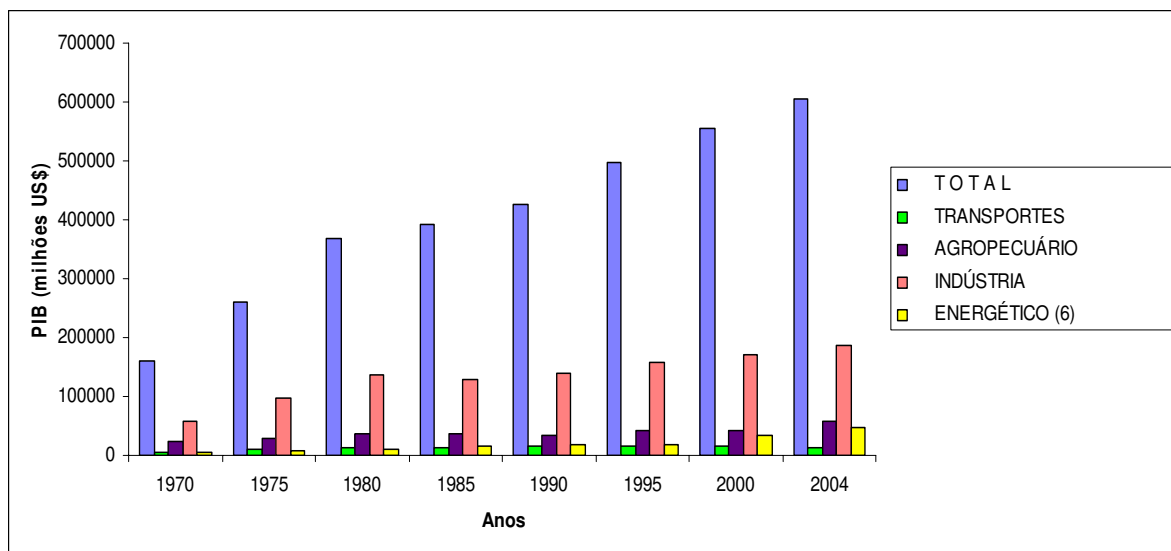
(2) Corresponde a extração de petróleo, extração de carvão mineral, refino de petróleo, destilação de álcool, geração de eletricidade e produção de coque;

Nota: Dummy financeiro distribuído proporcionalmente aos grupos de setores econômicos

(*) Dólar constante de 2004

Fonte: IBGE, 2005.

Figura 13 – Evolução do PIB Brasil nos setores de interesse



Fonte: IBGE, 2005.

5.1.2 Dados energéticos

Os dados energéticos necessários para esse trabalho são do Balanço Energético Nacional do Brasil (BEN, 2005). Como já mencionado anteriormente, os valores de consumo energético são convertidos posteriormente em dados ambientais (neste caso a emissão de CO₂). Essa conversão se dá a partir de utilização de fatores de conversão usados pelo primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa (MCT, 2002), que adotou a metodologia do IPCC.

Para conhecer o consumo total de energia de uma economia, evitando dupla contagem de energia primária e secundária, existem, principalmente, duas possibilidades. Primeiro, o consumo de energia é considerado equivalente à oferta interna bruta de energia, onde:

$$\begin{aligned} & \text{Produção de energia primária} \\ & + \text{importação} \\ & \pm \text{variação de estoques} \\ & - \text{exportação} \\ & \underline{- \text{energia não aproveitada ou reinjeção}} \\ & = \text{Oferta Interna Energia (OIE)} \end{aligned}$$

A segunda possibilidade de dados para uso em termos de energia na economia é a adoção do consumo final de energia, conforme descrito pelo Balanço Energético Nacional (BEN). Para evitar possíveis distorções dos resultados finais, considerar-se-á o consumo final de energia global e por setor. A vantagem dessa abordagem é a distribuição do consumo energético entre os setores consumidores segundo os dados do BEN. Essa técnica parece mais próxima da realidade, entretanto, não inclui as perdas de transformação de energia primária em secundária, nem as perdas de distribuição e armazenagem.

Nesse estudo, não se tenta fazer um compromisso entre a abordagem usando a OIE e o consumo final. Decidiu-se pelo uso do consumo final, incluindo todas as perdas, já que de outras formas o BEN procura mapear as perdas e que, para efeito deste estudo, não se poderia mesmo considerar tal informação tendo em vista que não houve uso final do energético e, por

consequência, o mesmo não poderia, então, gerar emissões diretas de CO₂. O método escolhido consegue abranger o total de energia consumida pela economia, levando em conta fontes energéticas importadas e exportadas. A Tabela 4 trás um resumo do consumo final de energia por setor.

Tabela 4 – Consumo final de energia por setor

	UNIDADE: 10 ³ tep				
	1970	1980	1990	2000	2004
CONSUMO FINAL	62106	104382	127596	171949	191128
CONSUMO FINAL NÃO-ENERGÉTICO	1471	5641	10014	14293	12976
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	60635	98741	117582	157657	178152
SETOR ENERGÉTICO	1551	5873	12042	12847	16409
RESIDENCIAL	22076	20957	18048	20688	21357
COMERCIAL	850	1794	2936	4968	5188
PÚBLICO	417	1158	1732	3242	3273
AGROPECUÁRIO	5351	5752	6027	7322	8276
TRANSPORTES - TOTAL	13192	25715	32964	47385	51432
INDUSTRIAL - TOTAL	17198	37491	43523	61204	72217
CONSUMO NÃO-IDENTIFICADO	0	0	311	0	0

Fonte: BEN, 2005.

Este trabalho utiliza os dados do balanço energético publicado em 2005, depois de 2001, ou seja, depois da adoção dos critérios internacionais para a conversão das unidades físicas das fontes de energia em uma unidade padrão. A nova metodologia de contabilização das diferentes fontes de energia permite comparações diretas com outros países.²⁰ Para poder comparar a oferta interna bruta de energia entre países com diferentes estruturas de geração hidráulica e térmica, é comum a utilização de critérios de equivalentes térmicos, que tratam a energia hidráulica como se fosse originada de usinas termelétricas. No caso de energia hidráulica e eletricidade, o valor teórico é de 1 kWh = 860 kcal (segundo o primeiro principio da termodinâmica). Porém, até 2001, o BEN utilizou um critério de equivalência térmica, onde 1 kWh = 3.132 kcal, um fator que corresponde ao valor de eficiência média das usinas termelétricas brasileiras de 27,5%. A utilização desse critério resultou em valores de 3,62 vezes maiores que na aplicação do critério teórico. (MME, 1999 e 2003) Para evitar essas distorções e permitir comparações diretas com as estatísticas

²⁰ Os novos critérios adotados correspondem aos critérios da Agencia Internacional de Energia (IEA), do Conselho Mundial de Energia (WEC) e do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). (MME, 2003).

energéticas de outros países, a nova metodologia empregada na contabilização dos dados energéticos calcula os valores segundo os critérios teóricos, aplicando para todas as fontes o poder calorífico inferior (PCI) e considerando um petróleo de referência de 10.000 kcal/kg (MME, 2003).

5.1.3 Dados ambientais

As emissões de CO₂ associadas ao uso de fontes energéticas se dão por considerar a queima dos combustíveis fósseis. Porém, já se mostrou em alguns estudos, por exemplo, ROSA E SCHAEFER (1994 e 1995) e ROSA et al. (1996), que grandes hidrelétricas podem emitir gases de efeito estufa (CO₂ e CH₄) se a parte submersa da biomassa dos reservatórios se decompõe. Como ainda não existem dados confiáveis sobre as quantidades de emissão, é considerado um valor igual a zero para fontes energéticas não-fósseis, um fato que corresponde à metodologia recomendada internacionalmente (IPCC, 1996). No momento já há alguns procedimentos para quantificar estas emissões. Conseqüentemente, devem ser calculadas as emissões geradas pela queima atribuindo fatores de conversão ao uso das fontes energéticas emissoras de CO₂. Esses fatores foram definidos nas Diretrizes Revisadas de 1996 do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, 1997) com base na abordagem *bottom-up* e ajustados ao caso do Brasil pelo MCT (2002). Neste trabalho, como apresentado na Tabela 5, são aplicados os fatores de emissão líquida de carbono (FEC), em conformidade com as diretrizes citadas. Os fatores de emissão de carbono, ou em inglês, *carbon emission factors*, representam a quantidade de carbono contida no combustível por unidade de energia.

FONTES	tC/TJ
PETRÓLEO E DERIVADOS	20,0
GÁS NATURAL	15,3
CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	25,8
URÂNIO (U ₃ O ₈) E DERIVADOS	0,0
HIDRÁULICA E ELETRICIDADE	0,0
LENHA E CARVÃO VEGETAL	29,9
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	29,9
OUTRAS RENOVÁVEIS	0,0

Fonte: IPCC, 1997.

Para o cálculo das emissões de carbono por fonte energética, como pode ser visto na Tabela 6, foi utilizada a metodologia aplicada pelo IPCC (1997), expresso no estudo realizado pela COPPE-UFRJ quando da elaboração do primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa (MCT, 2002).

Tabela 6 – Emissões de carbono por fonte (Brasil 1970 – 2004)

FONTES	UNIDADE: 10³ tC							
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL	24.502	41.466	54.816	55.248	62.975	77.480	95.958	99.227
PETRÓLEO E DERIVADOS	21.695	37.562	47.594	42.306	49.618	60.820	74.530	71.641
GÁS NATURAL	106	356	680	1.834	2.700	3.377	6.386	11.820
CARVÃO MINERAL E DERIVADOS	2.701	3.548	6.542	11.107	10.657	13.283	15.042	15.766
URÂNIO (U ₃ O ₈) E DERIVADOS	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGIA RENOVÁVEL	45.529	47.931	51.766	65.255	61.045	59.190	56.288	73.152
HIDRÁULICA E ELETRICIDADE	0	0	0	0	0	0	0	0
LENHA E CARVÃO VEGETAL	40.913	42.586	39.927	42.292	36.656	29.885	29.620	36.214
DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR	4.615	5.344	11.839	22.963	24.390	29.305	26.667	36.938
OUTRAS RENOVÁVEIS	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	70.031	89.396	106.581	120.503	124.020	136.670	152.246	172.379

Obs: 1) 1tep Padrão = 41,868 x 10⁻³ TJ (BEN, 1998);

2) se os dados da Tabela forem multiplicados pela razão 44/12 obtém-se os resultados em tCO₂.

Fonte: Elaboração própria.

Este cálculo leva em consideração a diferença entre o carbono contido no combustível e disponível para ser emitido na combustão com o carbono efetivamente oxidado, uma vez que, na

prática, a combustão nunca ocorre de forma completa, deixando não oxidada uma pequena quantidade de carbono contida nos subprodutos de combustão. Na metodologia do IPCC, esse fato é levado em conta no cálculo das emissões reais (Em_j), conforme descrito em (13). O IPCC recomenda 0,995 para o gás natural considerando as frações de carbono oxidadas.

$$Em_j(t) = OIE \times FEC \quad \text{em [tC]} \quad (13)$$

Onde:

OIE – Oferta Interna de Energia;

FEC – Fator Equivalente de Carbono.

5.2. Formalização do modelo

Para formalizar a aplicação do modelo são usadas as equações descritas no capítulo 4, onde foi feita toda a elaboração teórica e matemática da análise de decomposição por índices utilizando-se a agregação multiplicativa.

Os efeitos, ou números-índice, serão calculados com base naquelas equações e nos dados obtidos e trabalhados na seção anterior. As etapas consistem em calcular os efeitos escala (P), composição (G), intensidade energética (I), e intensidade de carbono (E) para o conjunto, ou seja, a agregação total de todos os dados considerando o País como o volume de controle e depois, para cada setor separadamente. Os resultados destas iterações iniciais são suficientes para estabelecer uma série de avaliações qualitativas entre períodos econômicos históricos e, também, entre os setores e suas contribuições específicas a respeito de cada efeito para com o resultado global para o País.

Para estabelecer as variações das emissões de gás carbônico ao longo do período, ΔP , ΔGi , ΔLi e ΔEi serão obtidos como as respectivas diferenças dos índices no tempo. Como comentado no capítulo anterior, onde se explorou a questão metodológica, teoricamente deveria se considerar um dos anos da série histórica como base para referenciar a análise. Porém, como a IDA utiliza as

diferenciações com base em t e $t' > t$, tal procedimento não se faz necessário para conhecimento dos resultados finais, mas pode servir para conhecer a escala das alterações ao longo do tempo.

A equação (13), bem como as equações derivadas para cada efeito serão aplicadas a todos os setores e ao valor global, procurando obter a variação total das emissões de CO₂ ao longo do período $[0, t]$, dada pela agregação aditiva de cada um dos efeitos estudados na metodologia para o conjunto e para cada setor.

Como foi dito antes, neste capítulo são discutidos os fundamentos teóricos da análise de decomposição por índices apresentada com vistas ao desenvolvimento de uma aplicação voltada à identificação das emissões de CO₂ como indutor das análises de resultados que serão apresentadas no próximo capítulo.

O foco é aplicar a metodologia para os dados conhecidos no Brasil e avaliar sua reprodução para cenários futuros com horizonte em 2030. Como as abordagens terão dois momentos bem distintos, no primeiro caso serão comparados os resultados obtidos com os eventos ocorridos na economia de uma maneira geral e, no momento seguinte, a partir dos dados já conhecidos, estabelecer premissas que permitam avaliar resultados futuros para o horizonte citado. O objetivo é transferir a discussão teórica para a aplicação prática e tentar entender, por meio das análises, as mudanças ocorridas em pouco mais de três décadas (1970 – 2004) com dados reais agregados e desagregados nos setores energético, de transportes, agropecuário e industrial, de forma que se tenha uma base para ampliar a avaliação até 2030.

No Brasil, ao contrário do que ocorre na maior parte do mundo, o setor energético não é o que mais emite CO₂. Esse ônus recai basicamente sobre o setor industrial e de transportes, devido ao fato de que no Brasil a produção de eletricidade tem fundamentalmente sua base hidráulica²¹. Portanto, esta aplicação não procura subsídios para uma análise intra-setorial do consumo de energia e da emissão de CO₂, mas sim referências quanto a participação dos energéticos existentes na matriz energética do período avaliado de forma a determinar as contribuições do gás natural.

Por meio da modelagem demonstrada, é possível mostrar de que maneira os efeitos da análise de decomposição permitem conhecer detalhes que podem colaborar no planejamento e na

elaboração de política públicas de energia no longo prazo. Estes efeitos representam, cada qual com sua especificidade, a quantidade dessa variação que se deve apenas à mudança na escala da produção (efeito escala); a quantidade que provém da mudança na intensidade energética (efeito intensidade); a quantidade que decorre de uma mudança estrutural (efeito composição ou estrutural); e a quantidade que se deve às modificações decorrentes do emprego das diversas categorias de fontes energéticas (efeito intensidade de carbono).

As interpretações de cada um dos efeitos citados podem ser dadas a partir das seguintes definições. Por efeito escala compreende-se aquilo que se deve apenas a mudanças que ocorrem na produção. Por exemplo, o crescimento da atividade econômica gera por si só um aumento da emissão de gás carbônico, por causa do maior consumo de energia. Repare que as alterações na população também produzem alterações linearmente dependentes nas emissões de CO₂. Efeito estrutura são as alterações da emissão de CO₂ relacionadas a modificações na forma como se efetiva o consumo de energia no setor produtivo. Efeito intensidade designa o quanto da emissão de CO₂ é decorrente das alterações no nível de consumo e nos meios pelos quais a energia é aproveitada. Por exemplo, a obsolescência de equipamentos e o uso de energéticos com baixo grau de rendimento podem levar a um consumo maior de energia, gerando desperdícios no uso de determinado insumo energético e, conseqüentemente, uma maior emissão de gás carbônico. As introduções de novas tecnologias e as manutenções dos equipamentos também ajudam a diminuir ou atenuar o consumo de energia e, portanto, a emissão de CO₂. Existe ainda o efeito relacionado às modificações decorrentes do emprego das diversas categorias de fontes energéticas. Isso significa que o deslocamento de uma fonte de energia por outra, com potenciais distintos de emissão de CO₂, proporciona alterações que podem ser sensíveis na IDA.

Ao final, com os resultados da aplicação da IDA para o Brasil e o estudo comparativo entre economias similares, como Índia, poder-se-á traçar um paralelo bastante interessante entre as opções econômicas, inclusive de investimentos e de potencial para a adoção de políticas de sustentabilidade. Este tratamento será considerado para a abordagem prospectiva de acordo com os cenários que são explorados no capítulo seguinte, após a análise dos dados da abordagem retrospectiva.

²¹ Neste trabalho não serão computadas contribuições às emissões oriundas de queimadas e reservatórios de hidrelétricas.

Capítulo 6

6. Resultados e avaliações

Este capítulo é direcionado à apresentação dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia para os objetivos que se destina, ou seja, avaliar a questão das emissões e as contribuições energéticas. Há que se observar os dados numéricos de forma quantitativa e qualitativa através da decomposição aplicada aos dados discutidos no capítulo 5. Como parte dos objetivos, há interesse especial sobre os resultados relativos ao gás natural.

No âmbito da análise retrospectiva, pode-se avaliar a aderência da metodologia aos fatos históricos que marcaram a economia no período estudado, validando o seu uso para análise de cenários futuros.

A discussão dos cenários futuros é um balizador para avaliar de que maneira, dentro das perspectivas estabelecidas e da proposta metodológica, a economia se comportará frente à questão das emissões.

6.1. Avaliação retrospectiva

Para entender melhor de que maneira o modelo se comporta, priorizou-se os cálculos dos dados conhecidos, ou seja, período entre 1970 e 2004 e, paralelamente, inferiu-se com base nos cenários apresentados no item 6.2 os resultados econômicos, energéticos e de emissões, de tal forma que foi possível aplicar de maneira razoável a mesma metodologia para o período entre 2004 e 2030.

A idéia com a avaliação dos resultados obtidos na análise prospectiva é tentar exprimir elementos que contribuam para a formalização de perspectiva de mais longo prazo em relação a questão energética, em especial com a elaboração sobre a inserção planejada do gás natural no País.

Os efeitos, ou números-índice, são os balizadores e os pontos de partida das análises. As etapas consistem em calcular os efeitos escala (P), composição (G), intensidade energética (I), e intensidade de carbono (E) para o conjunto, ou seja, a agregação total de todos os dados considerando o País como o volume de controle e depois, para cada setor separadamente. Os resultados destas iterações iniciais são suficientes para estabelecer uma série de avaliações qualitativas entre períodos econômicos históricos e, também, entre os setores e suas contribuições específicas a respeito de cada efeito para com o resultado global para o País.

6.1.1. Resultados agregados

Entre 1970 e 2004 o consumo energético total da economia brasileira aumentou em 3.960.106 GJ (de 2.739.106 GJ a 6.699.106 GJ), sendo o consumo residencial e o consumo intermediário responsáveis por 10% e 90% dessa mudança, respectivamente.

Uma vez encontrados os resultados a partir da metodologia proposta, é preciso, agora, avaliar qualitativamente as principais considerações que irão conduzir a aplicação para o caso brasileiro. Naturalmente, o período analisado (1970 a 2004) retrata a disponibilidade de dados, mas talvez seja o período mais importante em termos econômicos, pois anteriormente talvez não fossem significativos os resultados, tendo em vista que, para o período estudado, são claras as mudanças políticas, econômicas, sociais e tecnológicas. Contudo, praticamente todos os estudos que tratam da questão da decomposição – semelhante àquela com que se trabalha aqui – têm mostrado que os resultados se deterioram quando o intervalo analisado é “demasiado” grande (MENDONÇA E GUTIERREZ, 2000).

Assim, os períodos foram divididos da seguinte forma, considerando os aspectos históricos relevantes e o adequado enquadramento dos dados obtidos:

- Período de 1970 – 1975, conhecido como período de energia barata. Durante os três primeiros anos da década de 1970, o preço do petróleo, principal insumo energético, era bastante acessível. Considera-se que, diante da alta do preço do petróleo no mercado internacional, devido ao primeiro choque, não houve impacto significativo e imediato na economia brasileira função de uma política desenvolvimentista baseada na estratégia de crescimento com endividamento. Essa opção só foi possível graças à disponibilidade de recursos financeiros oriundos de bancos privados internacionais.
- Período de 1975 – 1980 dá continuidade à política desenvolvimentista seguida pelos governos militares. Foi implantado o II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), que tinha como objetivo a instalação de um parque industrial consolidado, de modo a assegurar o crescimento econômico numa base mais sólida. O II PND considerava prioritários os setores de bens de equipamentos, eletrônica, indústria pesada e bens intermediários.
- Período de 1980 – 1985 é marcado pelo início de um processo firme de ajuste, deflagrado em consequência da crise econômica mundial gerada pela política de elevação da taxa de juros adotada nos Estados Unidos. O aumento das taxas de juros no mercado americano tinha como objetivo conter a retomada da inflação advinda do segundo choque do petróleo. Foi nesse período que entrou em operação o programa do álcool (Proálcool) como alternativa perante a importação de petróleo. Também a partir de 1980, houve um crescimento acentuado da produção interna de petróleo. A combinação desses dois eventos, mais a queda da demanda interna, contribuiu significativamente para uma acentuada diminuição da dependência externa de petróleo e, em longo prazo, acabou sendo, juntamente com a queda contínua do preço internacional do barril de petróleo, um dos fatores de início do declínio do programa do álcool.
- Período de 1985 – 1990, apesar de marcar o retorno à democracia, está ligado a um momento de alto desequilíbrio macroeconômico. Decorre daí que as metas de política econômica estavam voltadas basicamente para a solução de problemas conjunturais como, por exemplo, o controle da inflação. Todos os planos governamentais do período partilhavam desse objetivo, e nenhum teve uma proposta de ação de cunho estrutural. Quanto ao setor energético, em nível mundial, é nesse período que se observa uma

mudança na tendência de alta do preço do petróleo. No plano interno há a consolidação e, ao mesmo, estagnação do programa do álcool e o aumento da importação de petróleo decorrente da recuperação do nível da atividade econômica.

- Período de 1990 – 1995, apesar de conturbado no panorama político, pode ser relacionado, em termos puramente econômicos, com o momento que marca uma mudança em direção a um processo de abertura comercial da economia que se instalou a partir de 1990. Houve assim, a reestruturação do setor industrial, tendo em vista uma série de fatores, incluindo o uso da energia. Nessa procura pela maior eficiência, a indústria nacional teria de introduzir formas mais racionais de produção, resultando, no plano energético, num consumo menos intensivo em energia.
- Período de 1995 – 2000 é marcado pelo impacto do plano de reestruturação econômica de 1994 e pela crise desencadeada em 1999 pelo ataque especulativo que ocorreu ao longo das economias do mundo, caso da Ásia e Europa do leste. No Brasil, função das medidas de restrição de investimentos do estado, houve um completo desarranjo no setor elétrico, culminando com a crise de 2001.
- Período de 2000 – 2004 é marcado pelo impacto provocado pela crise energética de 2001. Do ponto de vista econômico, ainda muito recente para uma consolidação prática, mas politicamente marcado pela transição de governo de 2002 que trouxe certo incômodo ao mercado interno.

Conhecidos os períodos e os principais fatos pelos quais passou a economia brasileira serão mostrados e discutidos os resultados obtidos a partir da metodologia de decomposição aplicada aos períodos assinalados e setores escolhidos para análise. A Tabela 7 apresenta os resultados da decomposição agregada de CO₂ pela aplicação da metodologia proposta por SUN (1998). Note que foram determinados dois agregados de emissões, um oriundo das contribuições totais da matriz energética e outro especificamente da contribuição do gás natural. Os resultados obtidos para o gás natural são relativos a sua contribuição e não sobre o total de emissões.

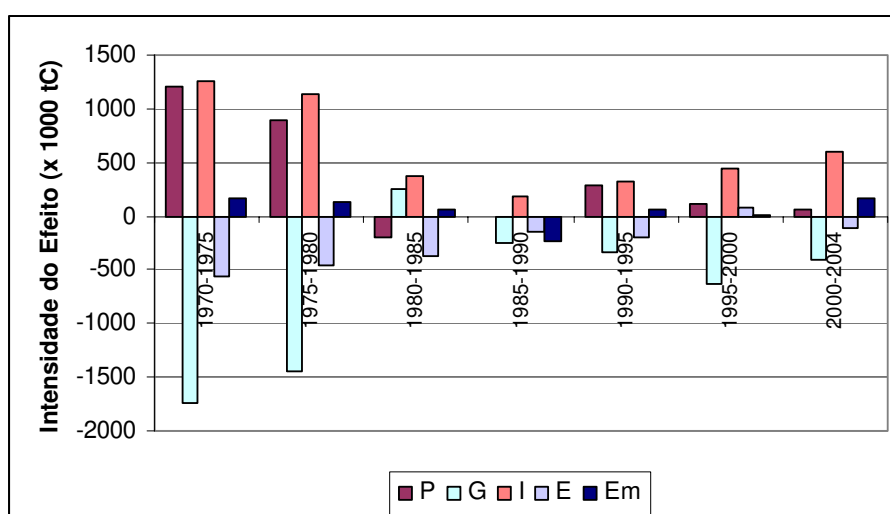
Tabela 7 – Resultados agregados de emissões de CO₂ na economia brasileira (1970 – 2004)

UNIDADE: 10 ³ tC							
Efeitos	1970-1975	1975-1980	1980-1985	1985-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2004
P _{GN}	2,29	3,37	-1,68	-0,13	5,02	2,86	2,80
P _{TOT}	1210,19	900,38	-206,59	-9,49	280,61	116,96	65,23
G _{GN}	-4,02	-6,98	2,46	-4,59	-7,73	-19,45	-21,00
G _{TOT}	-1747,77	-1439,83	258,14	-252,17	-335,97	-631,13	-397,96
I _{GN}	4,00	6,27	3,31	3,53	7,49	17,89	34,58
I _{TOT}	1256,19	1137,84	379,82	187,91	318,78	436,33	605,38
E _{GN}	6,87	6,28	28,36	20,10	5,59	64,96	92,88
E _{TOT}	-556,42	-460,64	-365,13	-151,15	-195,22	81,30	-110,25
Total							
Em _{GN}	9,14	8,95	32,45	18,91	10,37	66,26	109,26
Em _{TOT}	162,18	137,76	66,24	-224,89	68,20	3,46	162,41

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 7 vê-se que, comparativamente, a contribuição de cada efeito varia conforme os períodos. Por exemplo, na década de 1980, a contribuição do efeito escala foi negativa por conta dos fracos resultados da economia brasileira naquele período. No caso do efeito intensidade de carbono, o mesmo cresceu significativamente entre 1995 e 2004. Por outro lado, a variação de emissões totais (Em_{TOT}) de CO₂ entre 1970 e 2004, foi da ordem de $0,22 \times 10^3$ tC, bem menor do que a contribuição específica do gás natural (Em_{GN}) que passou de $9,14 \times 10^3$ tC em 1970 para $109,26 \times 10^3$ tC em 2004.

Figura 14 – Decomposição total da variação de emissões por períodos



Fonte: Elaboração própria.

6.1.2. Resultados setoriais

Uma vez feitas algumas observações gerais, são avaliados os resultados obtidos para cada setor estudado, procurando situar o contexto de cada período específico e as ocorrências em cada setor. Na Tabela 8 vêem-se os resultados obtidos por cada setor por conta da decomposição aplicada. A variação obtida na última coluna da Tabela 8 mostra a significativa contribuição do setor de transportes para o resultado total. Nos demais setores avaliados esta contribuição foi negativa para as emissões totais de CO₂ entre 1970 e 2004.

Tabela 8 – Resultados agregados dos setores analisados

								UNIDADE: 10³ tC	
Setores	1970-75	1975-80	1980-85	1985-90	1990-95	1995-2000	2000-04	Total	Δ
Transporte									
Em _{GN}	2,49	2,68	7,95	4,71	3,12	16,13	27,48	64,56	24,99
Em _{TOT}	-37,88	18,51	2,10	-55,34	26,02	21,38	52,54	27,34	90,41
Agropecuário									
Em _{GN}	2,57	2,61	7,95	4,73	2,76	16,12	27,80	64,55	25,22
Em _{TOT}	88,11	38,77	1,85	-54,05	-8,02	25,95	27,81	120,42	-60,30
Energético									
Em _{GN}	2,24	2,33	8,03	4,71	3,12	18,94	27,43	66,80	25,19
Em _{TOT}	31,08	19,50	60,66	-60,37	25,91	-70,88	29,19	35,10	-1,89
Industrial									
Em _{GN}	2,54	2,42	7,98	4,72	3,04	16,11	27,48	64,29	24,94
Em _{TOT}	80,87	60,97	1,63	-55,14	24,29	27,01	52,87	192,50	-28,00

Fonte: Elaboração própria.

Estranhamente, e ao contrário do que se verificou no caso do agregado total, os resultados obtidos para o agregado relativo a contribuição do gás natural não mostraram uma boa consistência. Ou seja, não se pode conceber que o setor agropecuário tenha um resultado similar em termos de emissões ao setor de transporte, muito mais intensivo na aplicação deste energético. A conclusão que se pode ter, após verificar passo a passo os cálculos e a metodologia, é que realmente deve haver algum tipo de inconsistência entre os dados usados, para os quais não é possível avaliar com profundidade que tipo de falha provocou o desvio observado.

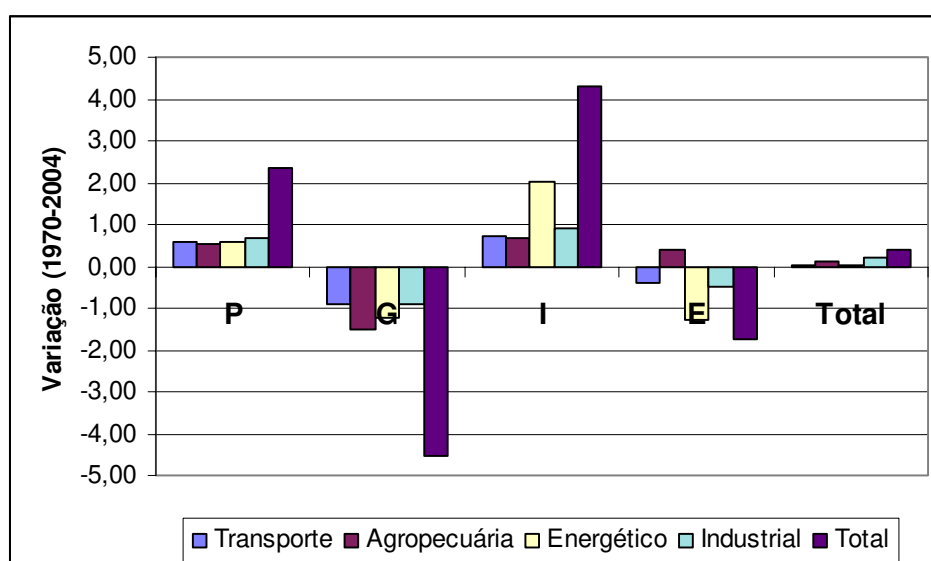
Tabela 9 – Resultados agregados dos setores analisados (1970 – 2004)

Agregado Total	10³ tC				
Setor	P	G	I	E	Total
Transporte	573,95	-895,11	739,43	-390,93	27,34
Agropecuária	529,62	-1501,22	690,29	401,73	120,42
Energético	564,10	-1233,83	2007,03	-1302,21	35,10
Industrial	689,62	-916,53	885,50	-466,10	192,50
Total	2357,29	-4546,68	4322,25	-1757,52	375,35

Fonte: Elaboração própria.

Nos resultados mostrados na Tabela 9 e no gráfico da Figura 15, são vistos os dados setoriais do agregado total, distribuídos pela contribuição específica de cada efeito. Importante notar os resultados negativos do efeito composição (G) e a contribuição positiva do setor agropecuário em termos de intensidade de carbono. No total, contudo, a indústria permanece como o setor de maior peso nos resultados das emissões na economia brasileira. Ainda pelo gráfico da Figura 15 é importante notar que, nos setores indicados, há um espaço importante para ser trabalho em termos de eficiência energética.

Figura 15 – Decomposição total da variação de emissões por setores



Fonte: Elaboração própria.

A seguir são descritos e discutidos os resultados para os setores.

a) Setor transportes

Em termos percentuais, o efeito do crescimento econômico reflete forte presença nos resultados. Outro importante efeito ativo neste setor é a intensidade energética. No Brasil, o efeito intensidade energética é característico no setor transporte, muito intensivo em energia. O ramo rodoviário, pouco eficiente, era em 1970, responsável por mais de 80% do consumo final de energia e em 2004 é responsável por mais de 90% do consumo final de energia, demonstrando que o setor está se tornando cada vez mais poluente. Isso é comprovado pelos resultados da metodologia. O valor negativo de emissões ocorrido no período de 1970 – 1975 ($-37,88 \times 10^3$ tC), mostrado na Tabela 8, pode ser explicado pelo forte impacto causado pela crise mundial do petróleo ocorrida naquele período. Ainda com base na Tabela 8, no período de 1970 – 2004, o setor de transportes brasileiro foi o único a contribuir com uma variação positiva nas emissões totais de CO₂ (90×10^3 tC) ao passo que os demais setores apresentaram variações negativas no mesmo período.

b) Setor agropecuário

Os resultados de emissões do setor agropecuário demonstram que houve uma mudança interessante. O componente crescimento econômico denota que o setor é bastante sensível aos resultados da economia como um todo. No entanto, verificando os resultados relativos ao efeito escala e ao efeito intensidade energética, é possível verificar que a sensibilidade do setor para o resultado em emissões de CO₂ migrou do primeiro para o segundo efeito. Isso ocorreu durante a década de 1990 e de maneira mais forte durante a sua segunda metade. Pode-se explicar este comportamento por uma profunda alteração na estrutura produtiva e de mercado deste setor. Em 1970 o setor agropecuário estava baseado no atendimento do mercado interno, com baixo nível tecnológico e muito intensivo em mão-de-obra. Atualmente, voltado para o agronegócio, o setor investe visando às exportações não estando tão suscetível às variações do mercado interno. A introdução da mecanização e automação do processo produtivo explica o aumento da intensidade energética do setor que é, hoje, a principal componente das emissões de CO₂ no setor agropecuário. Ainda como pode ser visto na Tabela 9, o setor é o único que contribuiu

positivamente em termos de intensidade de carbono com 401×10^3 tC, estando no total como segundo setor mais influente, perdendo apenas para o industrial.

c) Setor energético

Os resultados para o setor energético apresentam um equilíbrio relativo entre fontes renováveis e não-renováveis na matriz energética nacional, o que é um importante diferencial. No entanto, este não é o mais importante elemento para análise deste setor. Todos os efeitos da metodologia têm importante participação no resultado final, em especial o efeito escala. Pelos resultados, nos períodos de crescimento econômico, houve contribuições significativas deste setor para as emissões de gás carbônico, mesmo que o efeito intensidade de carbono tenha permanecido praticamente negativo em todos os períodos avaliados, função da composição da matriz energética nacional com forte presença da geração hidrelétrica e de outras fontes renováveis.

Para o setor energético é importante frisar, ainda, que durante os períodos de 1985 – 1990 e 1995 – 2000 houve forte redução das emissões neste setor, o que refletiu dois importantes momentos econômicos distintos da economia nacional. Primeiro resultado da recessão vivida na década de 1980 e, segundo, um processo de recomposição estrutural da economia nacional e de uma queda de investimentos no setor energético, que resultou na crise de 2001. O grande vilão do setor, conforme mostrado na Tabela 9, é a forte contribuição negativa do efeito intensidade energética entre 1970 e 2004, sendo o pior indicador entre todos os setores (2007×10^3 tC).

d) Setor industrial

O setor industrial é basicamente afetado pelos efeitos estruturais da economia e pela intensidade energética. Isso é fácil de compreender pelas oscilações observadas nos níveis de emissões entre períodos de crescimento e recessão no Brasil dentre os períodos avaliados. A questão da intensidade energética também é muito presente e pode ser bem explicado. Note-se que entre 1970 e 1980, percentualmente, as emissões afetadas pelo efeito intensidade energética eram três vezes maiores que o período seguinte até 2004, a menos do hiato econômico percebido na década de 1980. Isso se deve a uma profunda alteração nos meios de produção com a introdução de novas tecnologias a partir da década de 1990 e com o aumento relativo de empresas de base tecnológica em detrimento da indústria de base. O efeito estrutural reflete continuamente

nos períodos estudados esta nova composição da estrutura produtiva brasileira. Este setor vem apresentando uma redução importante nos níveis históricos de emissões de CO₂, o que é nominalmente compensado pelo setor transporte e relativamente acompanhado pelo setor agropecuário.

6.1.3. Participação do gás natural

Na Tabela 10 tem-se um panorama da contribuição do gás natural, entre os diversos efeitos, nos resultados agregados da economia entre 1970 e 2004. Nota-se que a contribuição de emissões do gás natural é significativa, mas está em perfeita consonância com a sua inserção na economia do País, o que passa a ser bastante significativo a partir da segunda metade da década de 1990.

Tabela 10 – Resultados agregados (contribuição do gás natural)

UNIDADE: 10 ³ tC							
EFEITOS	1970-1975	1975-1980	1980-1985	1985-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2004
Escala (P _{GN})	2,29	3,37	-1,68	-0,13	5,02	2,86	2,80
Participação %	25%	38%	-5%	-1%	48%	4%	3%
Composição (G _{GN})	-4,02	-6,98	2,46	-4,59	-7,73	-19,45	-21,00
Participação %	-44%	-78%	8%	-24%	-75%	-29%	-19%
Int. Energética (I _{GN})	4,00	6,27	3,31	3,53	7,49	17,89	34,58
Participação %	44%	70%	10%	19%	72%	27%	32%
Int. Carbono (E _{GN})	6,87	6,28	28,36	20,10	5,59	64,96	92,88
Participação %	75%	70%	87%	106%	54%	98%	85%
Total Agregado							
Em_{GN}	9,14	8,95	32,45	18,91	10,37	66,26	109,26
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se verificar ainda que a inserção do gás natural na matriz energética e, por conseguinte, na economia nacional não se deu pelos efeitos econômicos da análise com a IDA, mas sim como uma possibilidade de alternativa energética. Isso se verifica pelos resultados obtidos entre os períodos 1995 – 2000 e 2000 – 2004, onde a participação dos combustíveis

fósseis, em particular o gás natural, foi determinante no período da crise do setor elétrico, função dos problemas de afluência de chuvas e transmissão de energia entre regiões, o que acabou permitindo o acionamento de termelétricas para compor o suprimento, em especial na região sudeste do País.

Tabela 11 – Resultados agregados dos setores analisados (ótica do GN)

Agregado GN		10³ tC			
Setor	P	G	I	E	Total
Transporte	4,83	1,71	1,41	56,60	64,56
Agropecuária	4,90	-23,28	19,16	63,76	64,55
Energético	4,85	-33,43	44,05	51,33	66,80
Industrial	4,79	-6,29	12,44	53,35	64,29
Total	19,38	-61,30	77,07	225,04	260,19

Fonte: Elaboração própria.

Como foi informado na análise dos dados da Tabela 8, verificou-se uma certa estabilidade dos números do agregado total relativo a contribuição do gás natural, o que evidencia uma certa inconsistência. Pela Tabela 11, os efeitos P e E apresentam um comportamento similar em todos os setores analisados

A percepção dos resultados obtidos com a decomposição do gás natural deveria levar em conta o que aconteceria se o mesmo não tivesse se inserido na economia brasileira e, então, tivesse sido seu espaço ocupado por um outro energético. Obviamente que esta avaliação deveria levar em conta qual energético poderia ocupar este espaço, o que, na realidade, teria um escopo e uma profundidade que merece um estudo completo.

O gás natural, por suas características, é um energético que deve ter nobres aplicações, as quais precisam ser adequadamente pensadas e viabilizadas de maneira que sejam evitados prejuízos no longo prazo, com a adoção do GN em processos ineficientes. Isso porque, nos resultados apresentados, tanto na Tabela 10 quanto na Tabela 12, fica evidente a forte contribuição em termos de intensidade de carbono, a qual foi na média 86% do resultado agregado total da decomposição exclusiva dos efeitos para o caso do gás natural.

Tabela 12 – Resultados agregados dos setores analisados (ótica do GN)

Agregado GN	%				
Setor	P	G	I	E	Total
Transporte	7%	3%	2%	88%	100%
Agropecuária	8%	-36%	30%	99%	100%
Energético	7%	-50%	66%	77%	100%
Industrial	7%	-10%	19%	83%	100%
Total	7%	-24%	30%	86%	100%

Fonte: Elaboração própria.

Para o gás natural as variações negativas estiveram concentradas no efeito composição e com percentuais bastante expressivos no caso do setor energético. Também fica bastante evidente que o efeito composição é, em quase todos os setores, compensado pelos resultados em termos de eficiência energética. Como a participação do gás natural ainda é muito pequena na matriz energética nacional, os resultados em termos de efeito estrutura são bastante incipientes.

6.1.4. Análise geral

Como visto na apresentação dos resultados agregados e setoriais, o emprego da metodologia de decomposição mostrou-se bastante interessante para analisar através das emissões de CO₂ quais efeitos são determinantes em cada setor. É provável que o bom nível dos resultados tenha sido, também, consequência da partição de todo o período em intervalos apropriados, ou seja, cinco anos, que é o intervalo que foi empregado nesse estudo. Foi feita a decomposição da variação das emissões considerando, para cada setor, a contribuição de cada efeito, como visto nas Tabelas 9 e 11. Ainda observando os resultados obtidos, alguns pontos merecem destaque:

- Pelos cálculos, os níveis de emissões da economia brasileira atual (2000 – 2004) encontram-se semelhantes aos níveis do período 1970 – 1975. Verificando-se cada um dos efeitos, houve uma contribuição de todos, mas preponderantemente função do efeito estrutural da economia e do equilíbrio na matriz energética. O acréscimo das emissões

totais de CO₂ entre 1970 e 2004 foi da ordem de $0,22 \times 10^3$ tC.

- Um aumento significativo de 91,63% na participação do gás natural na matriz energética nacional. Tal aumento da participação ensejou uma significativa elevação da contribuição em termos de emissões de CO₂ passando dos $9,14 \times 10^3$ tC em 1970 para $109,6 \times 10^3$ tC em 2004;
- No agregado total, vê-se de forma latente, que nos períodos em que houve restrição econômica acentuada, mudança de paradigmas tecnológicos ou econômicos ou, ainda, crise energética, o índice é vertiginosamente menor que nos demais períodos, chegando a ter uma variação negativa no período de 1985 – 1990;
- Algumas mudanças de paradigmas tecnológicos são parte do resultado composto, como no período de 1985 – 1990, onde houve uma consolidação do Proálcool e da geração hídrica, perfeitamente captada pela redução do efeito intensidade de carbono;
- Em todo o período retrospectivo avaliado, as variações negativas dos indicadores estiveram concentradas no efeito composição (G), tendo em vista que reflete o comportamento do valor adicionado da atividade econômica. Normalmente o desempenho de G foi compensado pelos resultados em termos de intensidade energética (I).
- O efeito estrutural é bastante homogêneo e distribuído entre os setores;
- O setor de transportes ainda é o menor dentre os principais nas emissões totais nominais de CO₂. Isso, contudo, não se reflete em termos percentuais;
- O setor industrial segue como tendo o maior agregado de emissões totais nominais de CO₂, com forte variação no consumo energético que é explicado pelo índice obtido no efeito intensidade energética;
- O menor índice em termos de efeito intensidade de carbono segue no setor energético, o que se explica pela dimensão do parque de geração hidrelétrica que o Brasil possui e que é identificado claramente pela decomposição.

Outras importantes conclusões são possíveis com base nos índices obtidos nos resultados retrospectivos. Como por exemplo, o Brasil, por ser um importante produtor de biocombustíveis, em especial o álcool, não necessita que o gás natural venha a ser um supridor de soluções em termos de combustíveis alternativos para veículos. Isso ocorre, todavia, por conta de incentivos e da situação dos preços de mercado. Pode, porém, se contar com adequadas políticas públicas, ser importante para aplicação em frotas municipais de ônibus, onde pode atuar de maneira positiva, deslocando o diesel para aplicações mais restritas, como o transporte ferroviário e rodoviário pesado.

É necessário aumentar a participação na economia nacional de produtos e serviços que tenham maior potencial de valor adicionado. O efeito composição, apesar de ter contribuído para reduzir as emissões totais de CO₂, estritamente sob o ponto de vista econômico deve ser uma preocupação, pois indica um desenvolvimento econômico medíocre. É importante equipar a economia nacional de condições para que haja produtos e serviços competitivos e eficientes, permitindo de maneira adequada que a economia desenvolva seu papel social à medida que demonstra, na distribuição da riqueza gerada, sua capacidade de produção.

Pelo lado das emissões propriamente ditas, o Brasil tem a grande vantagem de contar com fontes “limpas”. Porém, a questão da intensidade energética permanece sendo um problema que precisa ser trabalhado no longo prazo e permitir um desenvolvimento econômico sustentado.

É no sentido das nobres e eficientes aplicações energéticas que o gás natural pode contribuir mais no Brasil, principalmente na geração distribuída comercial e industrial de médio e grande porte, permitindo seu uso em processos de co-geração, cujos aproveitamentos podem chegar a 80% do combustível. Isso seria de fundamental importância para desafogar o Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões de gases de efeito estufa pela substituição de centrais movidas a diesel.

6.2. Avaliação prospectiva

Com o conhecimento de cenários pré-definidos são avaliados os resultados para o horizonte do ano de 2030, tentando inferir os resultados econômicos, energéticos e de emissões

década a década até 2030. A idéia é comparar os resultados retrospectivos com a avaliação dos resultados obtidos na análise prospectiva e tentar exprimir elementos de longo prazo em termos de emissões de dióxido de carbono.

6.2.1. Cenários

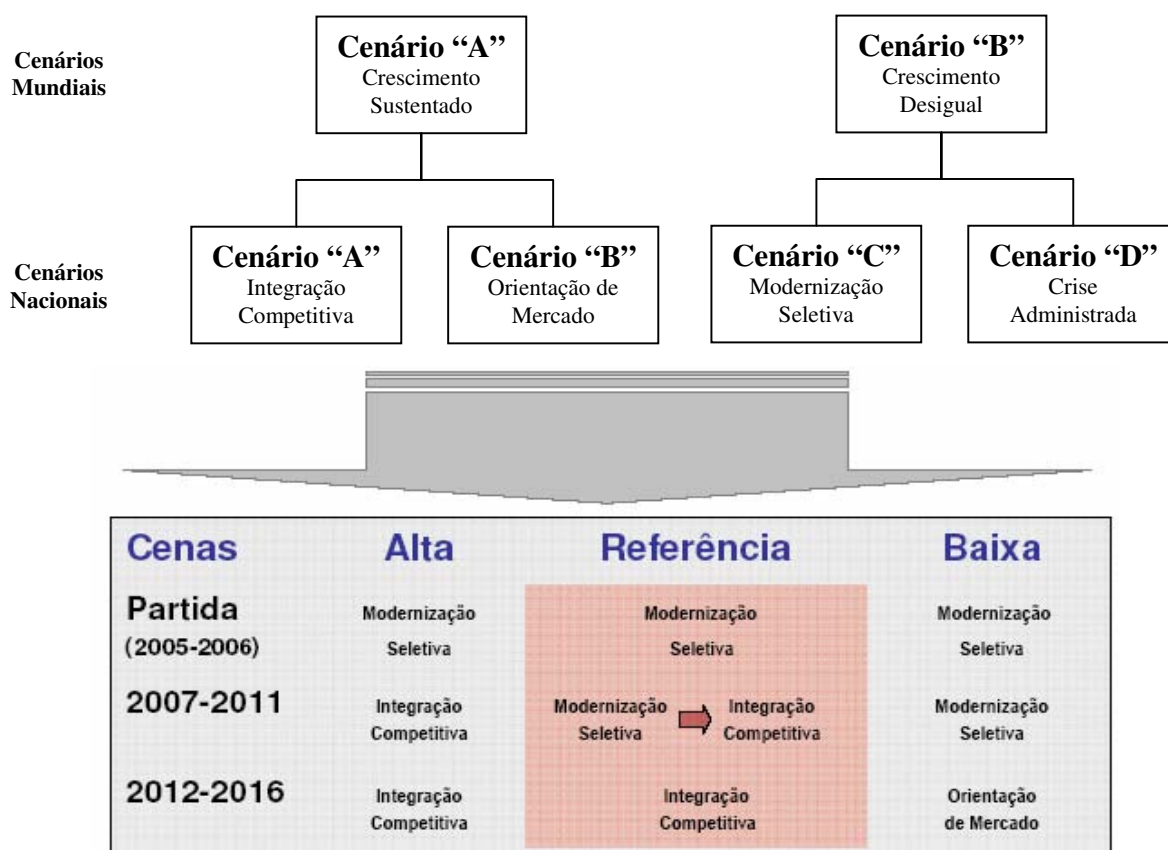
A indicações de cenários cumpre, neste trabalho, o objetivo de colaborar no sentido de tentar visualizar, com base em determinadas premissas, um conjunto de possibilidades futuras. Não se busca com a apresentação destes cenários discutir modelos de “cenarização” ou mesmo modelos para abordagens prospectivas. Buscou-se apenas conhecer os possíveis cenários apresentados por uma instituição como a EPE, que estuda estes modelos com o objetivo de tentar conhecer melhor as perspectivas futuras da economia e tentar traçar planos que permitam atender, do ponto de vista energético, aos cenários constituídos. Os cenários apresentados neste trabalho são fruto do Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pela EPE em 2006, e são a base para a avaliação realizada.

Segundo o documento da EPE, o conceito de cenário adotado foi *“Conjunto formado pela descrição coerente de uma situação futura e pelo encaminhamento dos acontecimentos que permitem passar da situação de origem à situação futura.”*²². A metodologia usada no trabalho elaborado pela EPE leva em consideração a análise do ambiente atual (mundial e nacional), pesquisas qualitativas de coleta de percepções e expectativas de agentes, identificação dos condicionantes (tendências e incertezas) usados nas análises, seleção de fatores críticos – variáveis principais, formulação de hipóteses plausíveis, geração de cenários exploratórios e quantificação.

Todas os condicionante e resultados obtidos no estudo da EPE permitiu a construção de tendências macroeconômicas, como indicador central das análises. O presente trabalho se baseou nos cenários descritos pelo estudo da EPE, sem considerar quaisquer alterações nas premissas estabelecidas. Tais premissas definiram três trajetórias plausíveis para a análise de cenários, as quais foram desdobradas em três trajetórias de crescimento para a economia brasileira até 2030 e compõem a Figura 16.

²² Godet, M. *Manual de Prospectiva Estratégica*. Lisboa, 1993

Figura 16 – Trajetórias de crescimento para a economia brasileira (2030)



Fonte: EPE, 2006.

De acordo com o estudo de cenários preparado pela EPE, os possíveis cenários mundiais são controversos, principalmente depois que as questões ambientais relacionadas às mudanças climáticas se tornaram o centro da discussão mundial. Este aspecto pode ser um gerador de incertezas no médio prazo e tenderão a dificultar as análises quanto à deterioração das condições de vida no planeta.

Neste contexto, conforme descrito no Plano Nacional de Energia 2030, o cenário mundial mais provável é a manutenção do crescimento de maneira desigual e distorcida. No entanto, dentre as trajetórias possíveis, a taxa de crescimento mundial não deverá ultrapassar, no melhor caso, 3,8% ao ano, em média até 2030. Essa condição, porém, será mais favorável nos primeiros anos, tendendo a perder força no final do período em função do aumento das assimetrias econômicas e sociais.

O Brasil, segundo o estudo de cenários da EPE, apresenta características peculiares em relação aos cenários globais. Tais características estão relacionadas à atuação do governo e das instituições nacionais diante dos possíveis cenários mundiais. Assim, conforme o estudo, a adequada gestão do ambiente interno brasileiro vai determinar de que maneira as incertezas nacionais irão contribuir para as projeções futuras.

Considerando, então, as incertezas, fraquezas e pontos fortes, o Brasil deverá apresentar, conforme descrito na Figura 16 e com base nas análises da EPE (2006), três cenários bastante característicos: o cenário “A” – integração competitiva, o cenário “B” – orientação de mercado e o cenário “C” – modernização seletiva. Avalia-se que o cenário “D” constitui-se uma condição que na realidade não traduz um cenário propriamente dito e que, pelas características das projeções mundiais, não deverá se propagar como um período de grande crise. Assim sendo, o cenário “C” será mediado com algumas das perspectivas do cenário “D”. Tais condições estão resumidas na Tabela 13.

Tabela 13 – Cenários projetados para 2030 (Brasil)

CENÁRIOS	A	B	C
Situação Macroeconômica	Condições favoráveis da economia mundial.	Condições assimétricas na economia mundial.	Condições desfavoráveis da economia mundial (possibilidade de crise).
	Elevado nível de desenvolvimento econômico com o equacionamento do problema de vulnerabilidade externa e do desequilíbrio fiscal.	- Atraso nas reformas microeconômicas. - Reforma fiscal não equacionada. - Aproveitamento parcial das vantagens comparativas.	- Baixo nível de desenvolvimento econômico. - Retorno da vulnerabilidade externa. - Desequilíbrio fiscal acentuado.
Situação dos Investimentos	Aumento do fluxo investimentos externos diretos e de poupança interna líquida, com alongamento de crédito.	Investimentos externos pouco significativos.	Redução no fluxo de investimentos externos com desvalorização real da moeda.
Produtividade Nacional	Equacionamento fiscal e implementação das reformas microeconômicas potencializam o aumento de investimentos em educação e infra-estrutura, elevando a produtividade nacional.	- Alguns nichos específicos avançam nos ganhos de produtividade, com foco corporativo. - A produtividade geral avança lentamente.	Restrições fiscais e dificuldades na implementação e finalização das reformas inibem os investimentos em educação e infra-estrutura.
Desigualdade Social e Regional	A conjuntura econômica positiva impulsionou as disparidades regionais sócio-regionais e os patamares de distribuição de renda no País.	Efeitos da convergência econômica entre as diversas regiões, em paralelo a melhoria na evolução da distribuição de renda.	A conjuntura econômica deteriorada aprofunda as disparidades sócio-regionais e mantiveram os patamares de distribuição de renda no País.

Fonte: Elaboração própria com base no Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006).

Este trabalho não busca definir nenhuma imagem futura, mas sim utilizar os dados obtidos pelo estudo elaborado pela EPE para basear as análises prospectivas. Porém, como o estudo referência não dimensiona por períodos decenais os possíveis valores de PIB para cada cenário, utilizou-se a taxa de crescimento esperada (3,8% ao ano) para determinar a evolução do PIB brasileiro em cada situação, como mostrado na Tabela 14.

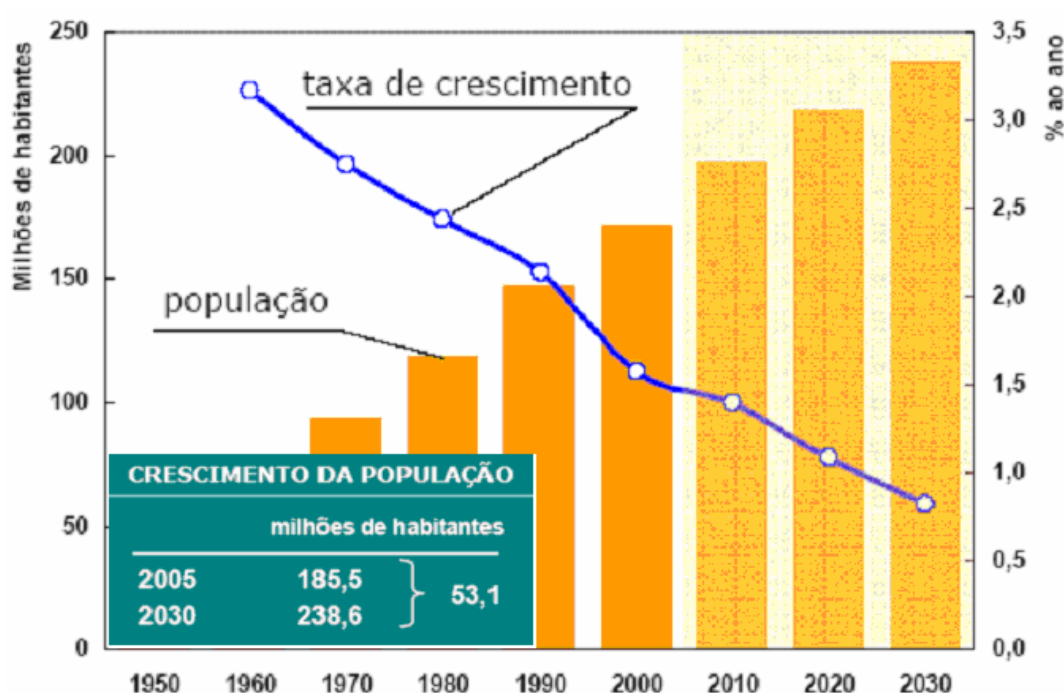
Tabela 14 – Cenários: evolução do PIB brasileiro

CENÁRIOS	2001 - 2010	2011 - 2020	2021 - 2030
A	3,3 %	4,8 %	5,7 %
B	3,1 %	3,7 %	4,5 %
C	2,6 %	1,5 %	2,5 %

Fonte: Elaboração própria com base no Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006).

Nas três trajetórias supõe-se que o PIB cresce ao longo do horizonte decenal e os cenários formulados são sintetizados nas taxas de evolução do PIB apresentadas. No gráfico da Figura 17 vê-se a evolução da população brasileira e na Tabela 15 a estimativa da oferta interna de energia com base nos dados de 2004, conforme descrito no estudo elaborado pela EPE (2006).

Figura 17 – Cenários: crescimento da população brasileira



Fonte: EPE, 2006.

Tabela 15 – Cenários: oferta interna de energia

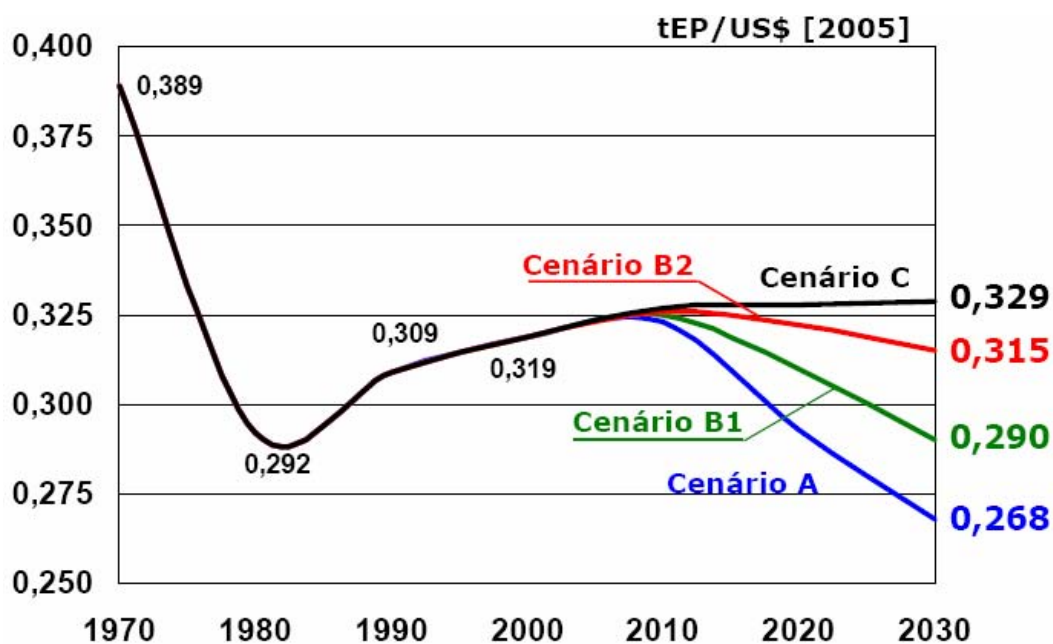
Oferta interna de energia em 2004: 213,4 milhões tep				
	%	A	B	C
Consumo setorial	76,5	475,4	404,7	293,9
Consumo setor energético + Consumo final não energético	13,5	83,9	71,4	51,9
Consumo final	90,0	559,3	476,1	345,8
Transformação e perdas	10,0	62,1	52,9	38,4

Oferta interna de energia	100,0	621,4	529,0	384,2
----------------------------------	-------	-------	-------	-------

Fonte: EPE, 2006.

Em todos os cenários apresentados pela EPE, a indústria perde participação em favor do crescimento relativo do setor terciário, sendo essa perda maior nos cenários de maior crescimento. Como a análise do Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006) apresenta os dados apenas para 2030, foram preparadas inferências para os dados de 2010 e 2020, com base no crescimento da intensidade energética, de acordo com a Figura 18, para ter os dados necessários à análise prospectiva do valor adicionado total. Os resultados obtidos estão disponibilizados na Tabela 16.

Figura 18 – Cenários: evolução da intensidade energética



Fonte: EPE, 2006.

Tabela 16 – Cenários: Consumo final total estimado de energia no Brasil

UNIDADE: 10 ³ tep			
CENÁRIOS	2010*	2020*	2030
A	224.986	305.427	475.400
B	215.901	281.582	404.700
C	207.521	243.270	293.900

Nota: * valores inferidos com base na projeção 2030.

Fonte: Elaboração própria com base em Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2006).

6.2.2. Resultados agregados

Após ter conhecido os resultados que retrataram o passado recente da relação entre a economia nacional, o comportamento do modelo e os resultados em termos de números índices, é possível, com base nos cenários determinados, tentar aplicar o modelo para a obtenção de resultados que expressem as características futuras da economia com base nos efeitos expressos pelo modelo e como será a relação da economia com as emissões de dióxido de carbono.

Segundo, ainda, HEIJDEN (2004), e conforme descrito no estudo da EPE (2006), as condicionantes futuras de uma análise de cenários são elementos fundamentais e determinados por processos sistêmicos, contínuos ou pontuais, de natureza social, econômica, cultural, política, ambiental e tecnológica, que têm influência relevante na trajetória futura do objeto de cenarização. Neste caso, para efeito do que se busca neste trabalho, as informações contidas no estudo de cenário escolhido permitem tentar obter uma visão futura dos efeitos que determinam as emissões de dióxido de carbono e o comportamento dos efeitos que se deseja avaliar então.

O importante para este trabalho é tentar conhecer como, para certas condicionantes, serão os comportamentos da economia (efeitos escala e composição), da intensidade energética e das emissões de CO₂.

A Tabela 17 apresenta os resultados da decomposição agregada para o período considerado entre 2004 e 2030. Conforme feito na Tabela 7, onde foram apresentados os resultados agregados do período de 1970 a 2004, também estão computados os agregados de emissões das contribuições totais da matriz energética bem como da contribuição específica do gás natural para o horizonte de 2030, considerando os períodos de 2004 – 2010, 2010 – 2020 e 2020 – 2030. A partição é fundamental para entender a evolução dos efeitos, o que obviamente não seria necessário, mas foi introduzido para tentar quantificar um pouco mais os resultados qualitativos que seguem descritos.

Tabela 17 – Resultados de emissões de CO₂ para a economia brasileira (2004 a 2030)

UNIDADE: 10 ³ tC									
Efeito	CENÁRIOS								
	A			B			C		
	2004-2010	2010-2020	2020-2030	2004-2010	2010-2020	2020-2030	2004-2010	2010-2020	2020-2030
P _{GN}	-17,32	-18,74	-43,76	-12,17	-23,15	-30,68	-15,29	-23,67	-29,79
P _{TOT}	-226,26	-208,28	-356,84	-166,66	-234,53	-264,41	-208,92	-241,59	-258,18
G _{GN}	24,06	44,17	146,02	2,70	66,35	108,59	20,96	39,47	108,27
G _{TOT}	328,94	448,02	1268,02	36,98	672,28	936,77	285,89	401,67	939,05
I _{GN}	-6,17	2,71	78,67	-4,47	0,75	2,79	-6,12	-1,85	3,56
I _{TOT}	-84,53	27,52	679,73	-61,29	7,63	24,10	-83,69	-18,89	30,87
E _{GN}	25,44	40,29	111,16	19,23	41,12	78,50	17,14	40,34	89,96
E _{TOT}	305,60	87,45	418,89	233,01	87,94	269,42	191,02	146,54	407,50
Total									
Em_{GN}	26,01	68,43	292,09	5,29	85,07	159,21	16,68	54,29	172,00
Em_{TOT}	323,75	354,72	2009,79	42,04	533,32	965,88	184,31	287,75	1119,25

Fonte: Elaboração própria.

O emprego da metodologia de decomposição mostrou-se resultados inusitados na análise prospectiva das emissões de CO₂. Como os resultados têm como base determinada os cenários, o importante é avaliar as alterações ocorridas em cada efeito, para cada cenário e em cada partição para os períodos de 1970 – 2004 e de 2004 – 2030. Merece especial atenção a evolução dos números-índice:

- O efeito P, ou seja, o incremento de emissões função do crescimento econômico, apresentou-se sempre negativo e crescente em todos os cenários. Isto pode indicar, de maneira bastante explícita, uma significativa queda da taxa de crescimento em relação ao produto interno bruto. Este efeito se intensifica para todos os cenários entre 2020 e 2030;
- No caso do efeito composição (G), a progressão é positiva e crescente e, diferente do que ocorreu na análise retrospectiva, a tendência é de que haja uma forte alteração da composição da economia nacional. Isso vale para todos os cenários comparados. Esta situação indica que o País terá um crescimento em base “não limpa”, ou seja, um modo de produção intensivo em carbono;

- A condição variável do efeito intensidade energética (I), com considerável tendência à intensificação entre 2010 e 2020, mostra, para o período de análise prospectiva, uma possível perda de eficiência energética. Poderá estar relacionado a uma certa obsolescência do parque industrial brasileiro. Isso não se verifica, porém, para o cenário “C”. Pelos cálculos, a comparação entre os períodos de 1970 – 2004 e de 2004 – 2030 revela uma importante melhora quanto a racionalidade de uso dos energéticos, indicando uma possível melhora tecnológica dos equipamentos e, também, a inserção cada vez maior da co-geração. Os resultados estão em linha com as projeções previstas pela EPE e demonstradas no gráfico da Figura 16;
- O efeito intensidade de carbono (E) está muito associado à evolução dos usos e aplicações dos energéticos. Há, nos diferentes cenários, para o caso de E_{TOT} , certas variações temporais, para as quais não há uma explicação muito evidente. Isso se dá em especial entre 2010 e 2020. No caso das contribuições exclusivas do gás natural esta variação não é verificada;
- Assim como no período retrospectivo, a participação do gás natural na matriz energética nacional permanece crescente em quaisquer dos cenários. Nominalmente melhor no cenário “A”, o que era de se esperar. Percentualmente, o gás natural poderá ter seu melhor período entre 2010 e 2020, podendo chegar a compor 19% da matriz energética brasileira²³;
- No agregado total, viu-se que entre 1970 e 2004 os valores nominais de emissões permaneceram praticamente os mesmos, apesar das variações existentes durante os 34 anos analisados. Percebe-se, entretanto, que esta tendência não deverá ser a mesma, para qualquer cenário, no horizonte e 2030, com um aumento previsto de 600% no pior caso;

²³ Atualmente o gás natural responde por aproximadamente 9,5% da matriz energética nacional.

- É possível afirmar, através dos resultados, que a economia brasileira tende a sofrer importantes alterações ao longo das próximas décadas. O cenário “B” apresenta, em termos numéricos, valores indicativos de que tende a ser um cenário de mais equilíbrio.
- Algumas mudanças de paradigmas tecnológicos são parte do resultado composto, como no período de 1985 – 1990, onde houve uma consolidação do Proálcool e da geração hídrica, perfeitamente captada pela redução do efeito intensidade energética;

Assim como visto na Tabela 10, percebem-se também nos resultados prospectivos que a contribuição do gás natural está em perfeita consonância com a sua previsão de inserção na economia do País, o que passa a ser bastante significativo entre a segunda metade da década de 2010. Importante ressaltar que, em não sendo o gás natural o combustível fóssil a ocupar os espaços energéticos previstos, os resultados tendem a ser mais prejudiciais aos resultados em termos de emissões de CO₂.

Como previsto neste trabalho, o objetivo de determinar os impactos do gás natural nas emissões de dióxido de carbono e os fatores relativos à dinâmica econômica foram possíveis com o uso da IDA. Os resultados mostram boa coerência entre as análises retrospectiva e os dados colhidos ao longo dos anos, bem como, também, a determinação de cenários e os resultados simulados.

Capítulo 7

7. Conclusões

As mudanças no consumo de energia e nas emissões de CO₂, bem como as forças indutoras destas alterações, foram estudadas sistematicamente para o caso brasileiro em duas perspectivas, ou seja, no período de 1970 a 2004, com vistas a uma análise baseada em resultados reais procurando identificar a aderência do modelo com os fatos e, na segunda abordagem, ou seja, em uma análise prospectiva com base em cenários pré-definidos pela EPE (2006) para 2030, a busca por resultados que pudessem determinar um horizonte com metas mais claras e objetivas.

A análise foi feita através da técnica de decomposição por índices (IDA) como uma ferramenta matemática que permitisse contabilizar as mudanças no consumo de energia, na eficiência de utilização, procurando exprimir ao final, por intermédio das emissões associadas de CO₂ as causas e efeitos das alterações na matriz energética e na economia brasileira. Isso foi feito por intermédio de uma análise agregada de toda a economia brasileira como também de alguns setores expressivos, procurando verificar os efeitos diretos e indiretos dos impactos das políticas públicas e de que forma a decomposição por índices é capaz de tratar estes efeitos.

Como visto nos resultados apresentados no capítulo 6, a IDA mostrou-se uma ferramenta adequada na busca de resultados em termos de emissões de CO₂. Há que se considerar que o tratamento do termo residual conforme sugerido por SUN (1998) é um fator importante na adequação da metodologia.

Do ponto de vista da abordagem retrospectiva, ou seja, entre 1970 e 2004, a análise por decomposição em índices com foco nas emissões de gás carbônico como principal indicador mostrou adequadamente todos os fatos principais que ocorreram na economia brasileira durante o período citado. Os resultados mostraram que o nível de emissões de CO₂ atual, causado pela atividade econômica brasileira em 2000 – 2004 são semelhantes aos níveis do período 1970 – 1975, com uma pequena tendência de acréscimo. Vale ressaltar, no entanto, que nesta análise não se avaliam os resultados ambientais e sim os resultados econômicos e, portanto, não há contabilização de emissões que não sejam parte da matriz energética. Assim sendo, poderá ocorrer algum tipo de questionamento quanto à questão ambiental relativamente a queimadas, etc., porém, isso não foi considerado neste estudo.

Como o principal objetivo era a análise quanto à inserção do gás natural, observou-se um aumento significativo da participação deste combustível na matriz energética nacional com mais de 91% de aumento entre 1970 e 2004, principalmente na segunda metade da década de 1990.

Alguns paradigmas tecnológicos fazem parte dos resultados agregados, particularmente em 1985 – 1990, onde teve espaço o programa nacional do álcool e também a consolidação do Brasil como uma das maiores potências mundiais na geração de energia hidrelétrica, situação perfeitamente capturada pela IDA através da redução do efeito de intensidade de carbono.

As avaliações dos setores de transportes, agropecuária, energia e indústria foram importantes para calibrar as avaliações e perceber, em cada caso, de que maneira o gás natural torna-se competitivo e determinante. No setor de transportes, por exemplo, o efeito intensidade energética é característico, demonstrando sua fragilidade. O ramo rodoviário, pouco eficiente, era em 1970, responsável por mais de 80% do consumo final de energia e em 2004 é responsável por mais de 90% do consumo final de energia, demonstrando que o setor está se tornando cada vez mais poluente e energo-intensivo.

A intensidade energética é um fator que precisa ser mais bem cuidado no Brasil, principalmente sob o ponto de vista do planejamento e da implantação de medidas de efficientização. Não adianta ter uma matriz energética muito favorável do ponto de vista das

emissões de dióxido de carbono se a aplicação dos insumos energéticos se dá de forma inadequada.

Depois do setor de transportes, o setor industrial é ainda pouco eficiente. Isso se caracteriza no efeito de emissões, basicamente, fruto de um parque industrial ainda muito representado em indústrias de base com forte apelo energético. Notou-se que entre 1970 e 1980, percentualmente, as emissões afetadas pelo efeito intensidade energética eram três vezes maiores que o período seguinte até 2004. Gradualmente está ocorrendo uma transformação nas características do setor industrial brasileiro, perceptível pela redução do efeito intensidade energética ao longo dos anos.

Os resultados para o setor energético apresentam um grande diferencial para o País que é a grande disponibilidade de fontes renováveis na matriz energética. No entanto, o principal efeito que causa grande impacto neste setor é o efeito escala. Ou seja, todas as políticas públicas para este segmento devem se basear nos resultados e nas projeções da economia como um todo. A análise da evolução do consumo energético dos setores no Brasil leva a crer que a economia brasileira tendeu a consumir mais energia indiretamente (energia embutida nos insumos) do que energia diretamente (em forma de fontes energéticas). Isso significa que os processos produtivos, por melhor eficiência energética que tivessem, acabaram aplicando insumos que de uma maneira ou de outra foram produzidos sem a mesma qualidade que o produto final em termos de intensidade energética.

Entretanto, a análise do consumo energético de um país meramente pela ótica de consumo direto pode levar a conclusões incorretas. Se medidas de políticas públicas e energéticas são introduzidas sem contar a energia indireta necessária na produção dos bens e serviços da demanda final, as consequências dessas medidas podem não gerar os resultados esperados. Uma das alternativas é a introdução de combustíveis mais adequados a este caso, como os biocombustíveis. A mesma observação é válida para qualquer outra medida de eficiência energética no uso final, principalmente na produção de energia elétrica, cujo efeito pode ser compensado pela aplicação e incentivo a geração distribuída e co-geração. Ao longo do tempo, os efeitos tornam-se positivos pela maneira pela qual o energético passa a ser aplicado. Esta questão é, por exemplo, uma das

explicações para os casos da Índia e Turquia, que possuem matrizes energéticas sujas e não implementam políticas de fomento ao uso adequado dos insumos energéticos.

Serviços como transporte e geração de energia elétrica devem ser repensados, principalmente em países em desenvolvimento como Brasil, Índia e Turquia, que tendem a sofrer um crescimento importante ao longo das próximas décadas. Isso ficou bem caracterizado com a aplicação da IDA com o objetivo de avaliar possíveis cenários futuros da economia brasileira. Os números-índice mostraram que, nas perspectivas para 2030, o incremento de emissões função do crescimento econômico tenderá a manifestar-se de maneira negativa em todos os cenários propostos, indicando que a queda da taxa de crescimento em relação ao produto interno bruto terá importante impacto nas emissões de CO₂. Assim como no período retrospectivo, a participação do gás natural na matriz energética nacional permanece crescente em quaisquer dos cenários.

De uma maneira geral, a IDA pode ser, em conjunto com outras técnicas, uma importante ferramenta de auxílio à análise de dados e contribuir ao estabelecimento de indicadores de sustentabilidade econômicos e ambientais. Este é um desafio importante para o governo brasileiro em termos de elaboração de iniciativas que garantam desenvolvimento econômico sustentável do ponto de vista sócio-econômico e ambiental.

Há um grande potencial de crescimento na utilização do gás natural, mas o mercado brasileiro depende da criação de um ambiente favorável para atrair investidores e permitir que haja uma evolução na indústria de gás e energia. Problemas de regulação, estrutura tarifária, ausência de infra-estrutura e falta de incentivos e políticas claras tornam-se barreiras ao crescimento do setor e ao desenvolvimento de um ambiente de negócios virtuoso. No caso da geração de energia, por exemplo, o sistema de formação de preços é inflexível, ocasionando perda de competitividade com combustíveis concorrentes. Isto acarreta certas restrições durante as etapas de projeto de sistemas que operam com o gás natural.

Ainda em relação às barreiras de desenvolvimento, a questão ambiental pode ser contornada. Com a base hidráulica criada no passado, o Brasil pode e deve investir em combustíveis como o gás natural para aplicações onde não haverá espaço para outros combustíveis concorrentes. Para isso, basta que haja direcionamentos e incentivos claros nas políticas públicas, impedindo que haja conflitos de interesse entre, por exemplo, geração

distribuída e co-geração, com geração termelétrica. Da mesma forma, GNV e biocombustíveis. Com certeza há espaço e mercado para todos, desde que haja uma política clara com base em análises coerentes para as corretas aplicações.

Um mercado maduro com regras e infra-estrutura compatíveis assegura um ambiente propício para a expansão do sistema de gás natural, pois outros setores da economia poderão tirar proveito das facilidades de utilização do gás. Sistemas de geração distribuída, em especial a co-geração, podem aproveitar muito mais o combustível trazendo benefícios ao sistema elétrico nacional como um todo e permitindo melhorar a qualidade de fornecimento em todos os níveis. A geração distribuída e a co-geração, na maior parte dos casos, evita custos, postergando investimentos na transmissão e distribuição, além de diminuir as perdas no sistema que, no caso do Brasil, já são consideráveis. Vale ressaltar que um dos pivôs na crise de 2001 foi o gargalo na transmissão de energia elétrica. Portanto, a fim de que haja melhores condições para a inserção do gás natural de maneira definitiva na economia nacional e não só em aplicações destinadas a geração termelétrica, é fundamental o empenho do atual e dos próximos governos na definição de regulamentos claros e integrados.

A substituição de combustíveis e de processos ineficientes continuará, porém, se for feita de maneira não estruturada, como visto no capítulo 3, não haverá muito que comemorar no futuro próximo. As mudanças climáticas já são uma realidade e as ações e iniciativas precisam começar agora e ter um caráter integrado. No médio prazo, os combustíveis fósseis continuarão desempenhando papel importante, mas desde já, o uso racional e eficiente deve ser uma premissa até que as tecnologias mais limpas possam se tornar economicamente viáveis e ganhar escala.

Em resumo, pode-se dizer que este estudo avaliou dados que permitam aos tomadores de decisão ter elementos para considerar de maneira efetiva as vantajosas contribuições da inserção do gás natural na economia nacional. De fato, o gás natural passa a vigorar no cenário energético nacional, mas de forma absolutamente desorganizada. O planejamento da produção e do consumo energético futuro tem que levar em conta os resultados demonstrados por meio da IDA através dos efeitos diretos agregados. Por exemplo, decisões do governo para aumentar a participação do gás natural têm que levar em conta onde e como isso deverá ocorrer, ou seja, em detrimento de que outro combustível e por quê. O governo e os *policymakers* precisam ter consciência dos

possíveis impactos das suas decisões sobre o consumo energético para conduzir paralelamente a política energética do país com a finalidade de não enfrentar uma escassez da oferta de energia incapaz de satisfazer a demanda crescente. Essa última menção tem a ver com as dificuldades que o mercado de gás enfrenta em função da dependência atual da Bolívia.

Finalmente, para aperfeiçoar os resultados obtidos ao longo da pesquisa apresentada, se sugere o aprofundamento dos elementos de análise setorial e, principalmente, uma melhor definição dos cenários futuros. A utilização de uma outra técnica de IDA diferente da agregação multiplicativa pode ser muito proveitosa na confirmação ou não de algumas análises ou, eventualmente, correções nos rumos da política de inserção do gás natural. Ainda sob a ótica da inserção do gás natural, pode-se pesquisar de maneira mais orientada as influências dos impactos de crescimento do mercado de biocombustíveis e de que maneira o gás natural poderia se integrar de maneira positiva neste contexto. Além de incluir estas duas propostas em trabalhos futuros para avaliar de forma mais global todos os resultados obtidos, a pesquisa poderia ser ampliada para uma avaliação mais adequada das emissões incorporando os outros gases de efeito estufa (principalmente CH₄ e N₂O) que também merecem maior atenção devido a seu maior potencial de aquecimento global.

Referências Bibliográficas

- ANG, B.W. – “*The LMDI Approach to Decomposition Analysis: a Practical Guide*”; *Energy Policy* 33, p. 867-871, 2005.
- BG GROUP – “**Mercado de Gás natural no Brasil**”, Apresentação Institucional, São Paulo, 2006.
- BHATTACHARYA, S. C. e USSANARASSAMEE, A. – “*Changes in the Energy Intensities of Thai Industry between 1981 and 2000: a Decomposition Analysis*”; *Energy Policy* 33, p. 995-1002, 2005.
- BRIFFA, K. R. e OSBORN, T. J. – “*Influence of Volcanic Eruptions on Northern Hemisphere Summer Temperature over the Past 600 years*”; *Nature Magazine* 393 (6684), p. 450-455, 1998.
- BRITISH PETROLEUM (BP) – “*Quantifying Energy*”, In: *BP Statistical Review of World Energy 2006*; United Kingdom, 2006.
- CROWLEY, T. J. – “*The problem of paleo-analogs*”, *Climatic Change*, 35 (1), 119-121, 1997.
- D’APOTE, S. – “**Potencial e Perspectivas para o Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural**”, IEA, 2003.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), “**Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015**”, 2006.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), “**Plano Nacional de Energia 2030**”, 2006.

- GARCIA, R. – “**Combustíveis e Combustão Industrial**”; Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2002.
- GATES, W. L. et al– “*An overview of the results of the atmospheric model Intercomparison project (AMIP)*”, UCRL-JC-129928 PCMDI, Report No. 45, *The Program for Climate Model Diagnosis and Intercomparison*, Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, California, 1998.
- HANSEN, J. e LEBEDEFF, S. – “*Global trends of measured surface air temperature*”, *Geophysics Research Journal*, n. 92, 13,345-13,372, 1987.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), “**Contas nacionais**”, 2005.
- INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGES (IPCC), “**Diretrizes Revisadas do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa – 1996**”, in: *Inventário de Gases de Efeito Estufa Instruções para a Elaboração de Relatórios*; Bracknell, Reino Unido, 1997.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), “*Key World Energy Statistics 2006*”, France, 2006.
- KATTENBERG, A. et al– “*Climate models - projections of future climate, in Climate Change 1995: The Science of Climate Change*”, edited by J. T. Houghton, L. G. M. Filho, B. A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, pp. 285-357, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1996.
- LINDZEN, R. S. – “*Global Warming: the Alleged Scientific Consensus*”; in *Regulation*, Cato Institute, Washington, USA.
- LISE, W. – “*Decomposition of CO₂ Emissions over 1980-2003 in Turkey*”, *Energy Policy*, 2004.
- MACHADO, G.V. – “**Modificações recentes no padrão de uso de energia na indústria brasileira face à inserção do país na economia mundial**”; Tese de Mestrado, PPE/COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1996.
- MACHADO, G.V., SCHAEFFER, R. – “*Energy and economic development*”, In: *Brazil: A country Profile on Sustainable energy development*; IAEA, in press, 2005.

- MENDONÇA, M. J. C. e GUTIERREZ, M. B. S. – **“O Efeito Estufa e o Setor Energético Brasileiro”**, Texto para Discussão, IPEA, Rio de Janeiro, 2000.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **“Balanço Energético Nacional”**, 2005.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **“Balanço Energético Nacional”**, 1999.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **“Balanço Energético Nacional”**, 1998.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **“Balanço Energético Nacional”**, 2003.
- PAUL, S. e BHATTACHARYA R. N. – **“CO₂ Emission from Energy Use in India: a Decomposition Analysis”**; Energy Policy 32, p. 585-593, 2004.
- PETROBRAS, **“O Cenário do Gás Natural na Matriz Energética Nacional”** in 1º Encontro de Geração Distribuída e Refrigeração a Gás Natural, São Paulo, 2005.
- PETROBRAS, **“Pequena História do Petróleo”**, Rio de Janeiro, 1986.
- PITANGA, F. J. – **“Combustão de Líquidos e de Gases”**, São Bernardo do Campo. FEI, 1992.
- ROSA, L. P. et al– **“Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Top-down in: Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa”**, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.
- ROSA, L. P. et al– **“Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Bottom-up in: Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa”**, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.
- ROSA, L.P., SCHAEFFER, R. – **“Global warming potentials: the case of emissions from dams”**, Energy Policy, 23, pp. 149-158, 1995.
- ROSA, L.P., SCHAEFFER, R. – **“Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs”**, Ambio, 23, pp. 164-165, 1994.
- SCARAMUCCI, J. A – **“Um Modelo de Insumo-Produto para Previsão de Mercado de Eletricidade”** – XI Congresso Brasileiro de Energia, 2006.

SUN, J. W. – *“Changes in Energy Consumption and Energy Intensity: a Complete Decomposition Model”*; *Energy Economics* 20, p. 85-100, 1998.

UNIVERSIDADE CÂNDIDO MENDES (UCAM), **“Boletim de Difusão das Informações e Promoção do Debate sobre Distribuição dos Royalties do Petróleo.”**, Rio de Janeiro, 2006.

WACHSMANN, U. – **“Mudanças no Consumo de Energia e nas Emissões Associadas de CO₂ no Brasil entre 1970 e 1996 – Uma Análise de Decomposição Estrutural”**; Tese de Doutorado, PPE/COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.