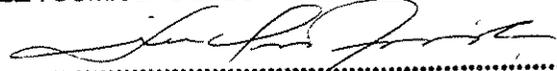


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR *Conrado Augustus*.....
Melo..... E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM *24.1.02.2005*



ORIENTADOR

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

**A expansão do sistema de distribuição de gás
natural no Brasil: a dinâmica dos
investimentos, da renda e das emissões de CO₂**

Autor: Conrado Augustus de Melo
Orientador: Sinclair Mallet-Guy Guerra

02/05

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

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

**A expansão do sistema de distribuição de gás
natural no Brasil: a dinâmica dos
investimentos, da renda e das emissões de CO₂**

Autor: Conrado Augustus de Melo
Orientador: Sinclair Mallet-Guy Guerra

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.
Área de Concentração: Política Energética

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, 2005.
S.P. – Brasil.

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

UNIVERSIDADE BC
CHAMADA UNICAMP 491
M 528e
EX
CÓDIGO 64839
CNPJ 16.100.76-05
VALOR 11,00
DATA 21/07/05
CPD Bilkad 398304

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

491
M528e

Melo, Conrado Augustus de

A expansão do sistema de distribuição de gás natural no Brasil: a dinâmica dos investimentos, da renda e das emissões de CO₂ / Conrado Augustus de Melo. -- Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Sinclair Mallet-Guy Guerra.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Investimentos. I. Guerra, Sinclair Mallet-Guy. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: The Expansion of the System of Natural Gas Distribution in Brazil: the Dynamics of the Investments, the Income and the Emissions of CO₂

Palavras-chave em Inglês: Natural gás e Investments

Área de concentração: Política Energética

Titulação: Mestre em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Arnaldo César da Silva Walter e Denis José Schiozer

Data da defesa: 24/02/2005

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

**A expansão do sistema de distribuição de gás
natural no Brasil: a dinâmica dos
investimentos, da renda e das emissões de CO₂**

Autor: Conrado Augustus de Melo

Orientador: Sinclair Mallet-Guy Guerra



**Prof. Dr. Sinclair Mallet Guy Guerra, Presidente
Instituição Universidade Estadual de Campinas**



**Prof. Dr. Denis J. Schiozer
Instituição Universidade Estadual de Campinas**



**Prof. Dr. Arnaldo C. da Silva Walter
Instituição Universidade Estadual de Campinas**

Campinas, 24 de fevereiro de 2005

200514945

Dedicatória:

Dedico este trabalho a Laura, Ana, Aline, Maria e Alberto.

Agradecimentos

Agradeço às pessoas que representaram de qualquer maneira artifícios para a existência deste trabalho. Principalmente meu orientador e os professores do curso de Planejamento de Sistemas Energéticos.

..a nós, homens de saber: de quando em quando nos apercebemos, e rimos, de como justamente a melhor ciência procura nos prender do melhor modo a esse mundo simplificado, completamente artificial, fabricado, falsificado, e de como, involuntariamente ou não, ela ama o erro, porque viva, ama a vida!
Nietzsche

Resumo

MELO, Conrado Augustus, *A Expansão do Sistema de Distribuição de Gás Natural no Brasil: a Dinâmica dos Investimentos, da Renda e das Emissões de CO₂*. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. Dissertação (Mestrado).

No Brasil existe a expectativa de aumento da participação do gás natural na matriz energética. Contabilizar os investimentos necessários à viabilização desse aumento, a renda potencial gerada com a comercialização do gás natural e as emissões de CO₂, permite o balizamento da tomada de decisões e do planejamento estratégico proporcionando o desenvolvimento sustentável. Utilizando a metodologia de sistemas dinâmicos procura-se nesse trabalho projetar o comportamento dessas variáveis indicando os futuros possíveis e os pontos-chaves para direcionamento dessa expansão; analisa-se o caso brasileiro e o caso específico do Mato Grosso do Sul. Verifica que existe a necessidade de uma constante projeção da matriz energética, que a renda gerada pela comercialização é suficiente para a efetivação do acréscimo da infraestrutura de distribuição e que a redução das emissões de CO₂ é viável através da substituição da lenha e do óleo combustível por gás natural.

Palavras Chave

- Expansão, Gás Natural, Investimentos, Renda e Emissões de CO₂.

Abstract

MELO, Conrado Augustus, The Expansion of the System of Natural Gas Distribution in Brazil: the Dynamics of the Investments, the Income and the Emissions of CO₂. Campinas, School of Mechanic Engineering , UNICAMP (State University of Campinas), 2005. Dissertation (Master Degree).

In Brazil the expectation of increase of the participation natural gas in the matrix energy exists. To analyze the necessary investments to the viabilization of this increase, the potential income generated with the commercialization of the natural gas and the CO₂ emissions, allows the measurement of the decisions taking and the strategical planning providing the sustainable development. Using the methodology of dynamic systems the study projects the behavior of these variable indicating the possible futures and the key points for aiming of this expansion. It analyzes the Brazilian case and the specific case of the “Mato Grosso do Sul.” Verify the necessity of a constant projection of the matrix energy, that the income generated by the commercialization would be enough for the effectuation of the increase of the distribution infrastructure and that the CO₂ emission could be less through replace between firewood and oil BPF by natural gas.

Key Words

Expansion, Natural Gas, Investment, Incoming and Public Benefit.

Índice

Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	x
Nomenclatura	xv
1 Introdução	1
2 Gás natural como fonte energética	4
2.1 Introdução	4
2.2 A cadeia produtiva do gás natural	4
2.3 Características da indústria do gás natural	6
2.4 O gás natural no mundo	8
2.5 O gás natural no Brasil	11
2.5.1 A indústria do gás natural no Brasil	11
2.5.2 Infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil	13
2.6 Características do gás natural e suas formas de utilização	17
3 O acréscimo da participação do gás natural na matriz energética brasileira	19
3.1 Introdução	19
3.2 Projeções do acréscimo da participação do gás natural matriz energética	20
3.3 Investimentos	24
3.4 A geração de renda	28
3.5 As emissões de CO ₂	30
4 Sistemas Dinâmicos - Metodologia	34
4.1 Introdução	34
4.2 Formalismo Matemático	38
5 Simulação da Dinâmica dos investimentos, da renda e do consumo setorial através do <i>Software Stella Research</i>	42
5.1 A dinâmica dos investimentos	42
5.2 A dinâmica da geração de renda para o transportador	44
5.3 A dinâmica do consumo setorial e da renda das distribuidoras	47
5.4 Conclusões	53
6 O Caso do Mato Grosso Do Sul	55
6.1 Introdução	55
6.2 O potencial de substituição de óleo combustível e lenha por gás natural	56
6.2.1 Equações para as transformações.	58
6.2.2 Termodinâmica e substituição	59
6.3 A Dinâmica da Geração de Renda	60
6.4 As Emissões de CO ₂	62
6.4.1 A dinâmica das emissões	63
7 Conclusões	66
Referências Bibliográficas	69
Anexos	74

Lista de Figuras

2.1	Oferta mundial de Energia por Fonte	9
2.2	Consumo per capita de gás natural em tEP no mundo	10
2.3	Evolução da malha de gasodutos	13
2.4	Redes de gasodutos e distribuidoras locais	14
3.1	Acréscimo da participação do gás natural no consumo final por fonte na matriz energética brasileira e a relação com o acréscimo da rede de gasodutos	20
3.2	Taxas de crescimento do Brasil	21
3.3	Taxas de crescimento do Brasil para o período de 2000 a 2004	22
4.1	Relação entre o acréscimo de capital físico e a quantidade demanda de GN através da estrutura de <i>Causal-Loop</i> .	35
4.2	Diagrama de fluxo com <i>Feedback</i> positivo.	36
4.3	Linhas evolutivas dos <i>Softwares</i> de sistemas dinâmicos.	37
4.4	Sistema dinâmico.	41
5.1	Modelo de Investimentos. Fluxo de Investimentos e Acréscimo da Capacidade de transporte	42
5.2	Fluxo de Investimentos	43
5.3	Acréscimo da Capacidade de Transporte	44
5.4	Modelo de geração de renda pela comercialização do gás natural nacional e importado.	46
5.5	Geração de renda relacionada à comercialização da produção nacional de gás natural segundo prospectivas	46
5.6	Geração de renda relacionada à comercialização da importação de GN segundo prospectivas.	47
5.7	Modelo de desagregação do consumo de gás natural	49
5.8	Projeções do consumo setorial.	50
5.9	Projeções do consumo setorial	50
5.10	Projeções da renda gerada por setor de consumo	52
5.11	Projeções da renda total em comparação com os custos do GN	52
6.1	Modelo que representa a dinâmica da geração de renda para o caso das industrias amostradas	60
6.2	Renda potencial para o caso das industrias amostradas	61
6.3	Modelo que ilustra a contabilização das emissões e seu potencial de redução	64
6.4	Dinâmica das emissões	65

Lista de Tabelas

3.1	Prospectivas para o Brasil 2000-2020	21
3.2	Relação dos investimentos em gasodutos brasileiros	27
3.3	Investimento necessário à expansão do sistema de gás natural conforme prospectivas	28
3.4	Fatores de conversão das emissões devido ao uso de combustíveis fósseis	32
3.5	Fatores de conversão em tEP e acréscimo em porcentagem das emissões de CO ₂ de energéticos em relação ao gás natural	33
5.1	Preços adotados para as projeções da renda gerada pelas distribuidoras	51
6.1	Consumo de combustível nas indústrias de alimentos e bebidas	56
6.2	Consumo de combustível verificado na Indústria de Couros, Peles e Assemelhados.	57
6.3	Condições termodinâmicas de operação das caldeiras	59
6.4	Consumo mensal de gás natural em substituição aos combustíveis utilizados nas indústrias amostradas	60
6.5	Emissões de CO ₂ pela indústrias amostradas	62

Nomenclatura

Letras Latinas

C - Consumo	m ³ /ano
I – Investimentos	US\$/ano
K – Estoque de capital fixo	US\$
Y - Renda	US\$/ano

Abreviações

GN - Gás Natural
EUA – Estados Unidos da América
UPGN – Unidade de processamento de gás natural
GNL – Gás natural liquefeito
GNC – Gás natural comprimido
GLP – Gás liquefeito de petróleo
GNC – Gás natural veicular
PIB – Produto interno bruto
OIE – Oferta interna de energia
SDGN – Sistema de distribuição de gás natural
YEPP - Renda dos empregos gerados na elaboração do projeto
CCDA - Custos de controle e dano ambiental
YEP - Renda gerada na execução do projeto
YGNI - Renda gerada pela venda de gás natural importado
YGNN - Renda gerada pela venda de gás natural nacional

Siglas

IEA – International Energy Agency
MME – Ministério de Minas e Energia
GASBOL - Gasoduto Bolívia Brasil
ANP – Agência Nacional de Petróleo
IEO - International Energy Outlook

Capítulo 1

Introdução

As projeções de longo prazo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2000) e do Ministério de Minas de Energia (MME, 2002) apontam para o crescimento da oferta e do consumo de gás natural na matriz energética brasileira. Analisar essa expansão do ponto de vista dos investimentos, da geração de renda e das emissões de CO₂ é fundamental para balizar as políticas energéticas a serem adotadas. O planejamento estratégico viabiliza os objetivos de maximizar o desenvolvimento econômico e minimizar as degradações ambientais provocadas pelo uso de energia.

Nas sociedades modernas, por envolver grandes volumes, a oferta de energia demandada pelos agentes sociais exige a tomada de decisões que são dependentes de vários fatores: disponibilidade de recursos energéticos, estratégia das empresas em relação ao mercado, prejuízos ambientais da produção, transformação e do uso da energia, pesquisa e desenvolvimento, eficiência energética, políticas públicas e energéticas, investimentos, etc.

As decisões em relação aos investimentos devem levar em conta a limitação dos recursos financeiros dentro de várias opções. A infraestrutura necessária à utilização final de cada energético possui especificidades¹ que tornam grande a diferença entre as quantias a serem investidas. O consumo mundial de energéticos indica que as fontes energéticas mais utilizadas necessitam de grandes quantias de investimento em infraestrutura. Segundo dados tornados disponíveis no Balanço Energético Nacional (BEN) de 2003 os energéticos que predominam na matriz energética mundial são: petróleo com 34,9%, carvão mineral com 23,5% e gás natural com 21,1%, os quais somados correspondem a 79,5% do total.

¹ A infraestrutura necessária para o uso da eletricidade requer hidrelétricas, redes de distribuição da energia por cabos etc. Em relação ao uso de gás natural a infraestrutura necessária requer unidades de processamento, gasodutos para o transporte, navios metaneiros etc.

O gás natural é um exemplo de fonte energética que necessita de amplos investimentos, principalmente em infraestrutura de transporte.

O consumo de gás natural ainda é embrionário no Brasil, 6% do consumo final por fonte no Balanço Energético Nacional de 2004. Esse mesmo balanço mostra que é crescente o uso do GN nos últimos anos. O consumo final de gás natural praticamente dobrou nos últimos oito anos: de 2,9% em 1996 para 6% em 2003 potencializado com o aumento da disponibilidade deste energético devido principalmente à entrada do gás boliviano através do gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) e com a descoberta de gás no campo BS-400, na bacia de Santos, que elevou as reservas projetadas em 419 bilhões de m³, somando para o Brasil 741,6 bilhões de m³, o que equivale a aproximadamente 56% das reservas bolivianas.

No entanto, a expansão do sistema de distribuição de gás natural tem como uma das principais barreiras a infraestrutura de transporte. Esta ainda mostra-se incipiente, uma vez que a rede de distribuição existente não atende locais que apresentam potencial de demanda. Faz-se necessária a construção de uma infraestrutura de distribuição de gás natural. Cabe comparar que o Brasil dispõe hoje, de cerca de 8000 km de gasodutos, contra cerca de 2,1 milhões de km nos EUA.

Neste contexto, analisar a expansão do sistema de distribuição de gás natural em relação à dinâmica dos investimentos, da renda e da redução de emissões de CO₂ é fundamental para um planejamento estratégico que viabilize a sustentabilidade da utilização de energia proporcionando desenvolvimento econômico de maneira mais otimizada com o meio ambiente e com os benefícios públicos.

Os objetivos principais do presente trabalho são:

- Contabilizar a dinâmica de investimentos necessários;
- Contabilizar a renda que pode ser gerada a partir da expansão nas várias etapas de comercialização do GN;
- Contabilizar a demanda potencial de GN em indústrias do Mato Grosso do Sul para analisar a viabilidade de expansão da distribuição de gás natural;

- Simular possíveis comportamentos da dinâmica das emissões de CO₂ devido à substituição da lenha² e do óleo combustível por gás natural nessas indústrias;

No capítulo 2, o trabalho enfoca o gás natural como fonte de energia. Além de relatar um pouco da história do gás natural, caracteriza sua cadeia produtiva e sua indústria no Brasil, a atual conjuntura dessa indústria e sua inserção do gás natural na matriz energética nacional e mundial, além de apresentar suas principais características e formas de utilização.

No capítulo 3 o trabalho analisa a questão do acréscimo da participação do gás natural na matriz energética em relação aos investimentos com base nas projeções da Agência Internacional de Energia e do Ministério de Minas e Energia. Esse capítulo identifica e discute as variáveis que influenciam nessas questões.

O capítulo 4 proporciona o entendimento e a ilustração da metodologia utilizada no trabalho. A evolução e os fundamentos dos sistemas dinâmicos e suas possíveis aplicações são tratadas nesse capítulo.

No capítulo 5 é aplicada a metodologia. Através do *Software Stella* são projetados os comportamentos possíveis dos investimentos e da renda gerada devido à expansão do sistema de gás natural com base nas projeções de longo prazo da matriz energética.

O capítulo 6 apresenta um estudo de caso referente ao acréscimo potencial do consumo de gás natural no Mato Grosso do Sul. É contabilizada a demanda potencial de gás natural no Estado, os potenciais de geração de renda e de redução das emissões.

No capítulo 7 são listadas as conclusões e os comentários finais do trabalho.

² Lenha nativa e lenha de reflorestamento.

Capítulo 2

Gás natural como fonte energética

2.1- Introdução

O gás natural, o petróleo e o carvão são conhecidos há muito tempo pela humanidade. Não existe uma data exata, porém, bem antes da revolução industrial os chineses utilizavam o gás natural para a iluminação, cozimento de alimentos e aquecimento a partir de jazidas naturais através de perfurações e transportes em canalizações de bambu (Martin, 1992).

No entanto, devido principalmente à inexistência de tecnologias de transporte (dutos) e de prospecção (encontrar reservas), a difusão do gás natural como fonte de energia foi tardia. Apenas em 1821, na Pensilvania, Estados Unidos, o gás natural retirado de um poço foi canalizado com a finalidade de iluminar ruas e casas (*Petroleum Economist*, 1998). Posteriormente o gás natural foi utilizado como combustível para cocção de alimentos, com o surgimento do primeiro fogão a gás em 1878 e o aquecimento de água residencial. Até então, o gás utilizado na iluminação na Europa, principalmente Reino Unido, França e Alemanha era manufaturado a partir do carvão mineral (coqueificação). Com o advento da luz elétrica, no final do século XIX, o gás para iluminação aos poucos vai perdendo o mercado de iluminação pública e residencial.

Os Estados Unidos foram os pioneiros na forma de utilização dessa fonte de energia. Com as descobertas de grandes reservas no Texas e no litoral da Louisiana no início da segunda guerra mundial os EUA, chegaram a consumir, em 1950, 90% do gás natural comercializado no mundo (Martin, 1992).

2.2 A cadeia produtiva do gás natural

A cadeia produtiva do gás natural é formada, a montante, pelas etapas de exploração e produção e processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e, a jusante (*downstream*), pelo transporte (quando o gás natural é entregue às distribuidoras

nos pontos de entrega – *city gates*) e pela comercialização e distribuição ao consumidor final.

A fase de exploração compreende as atividades de pesquisa e investigação de determinadas áreas, por métodos geológicos e geofísicos, a execução de um ou mais poços em locais selecionados, até a verificação da ocorrência ou não de hidrocarbonetos. Nesta fase concentra-se grande parte do risco da indústria, já que são feitos altos investimentos sob fortes incertezas de cunho geológico, técnico e econômico. De acordo com o grau de incerteza, as reservas são denominadas possíveis, prováveis ou provadas, em ordem decrescente de incerteza.

Quando os recursos gasíferos são considerados economicamente viáveis então é possível iniciar a fase de produção, ou seja, a extração do gás dos campos em terra (*onshore*) ou em mar (*offshore*). Os hidrocarbonetos estão armazenados em reservatórios com pressões elevadas e uma vez que o poço (a perfuração) atinge a zona da reserva, a pressão força os hidrocarbonetos a se deslocarem através da coluna de produção até a superfície.

Depois de extraído, o gás natural deve ser separado da água e de partículas contaminantes como o enxofre e processado nas chamadas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). Nesta etapa as partículas do gás natural rico³ são separadas e fracionadas dando origem a diversos produtos. O metano e o etano compõem o gás natural pobre (ou seco), que é o gás natural consumido nas térmicas, indústrias, residências e setores comercial e automotivo.

A etapa seguinte é o transporte do gás natural (agora, já o gás natural seco) das zonas produtoras até os mercados consumidores. Existem dois principais meios de transporte para longas distâncias: os gasodutos, que transportam o combustível em seu estado gasoso, e os navios metaneiros, que transportam o Gás Natural Liquefeito (GNL). Existe também a possibilidade de transportar gás natural através de caminhões, trens e barcas.

³ Partículas de propano, butano, pentano.

Para liquefazer o gás natural, submete-se o produto a temperaturas baixíssimas (o resfriamento pode chegar a -162°C) em terminais de liquefação reduzindo-se o volume do gás de maneira expressiva (o volume específico do gás natural em seu estado gasoso é cerca de 600 vezes maior que o volume do GNL) para que seja transportado em navios criogênicos. Então, o gás liquefeito é descarregado em terminais de regaseificação para que possa ser novamente transformado para seu estado gasoso e transportado via dutos.

A atividade de distribuição sucede a de transporte e consiste na transferência do combustível entre os pontos de entrega dos gasodutos de transporte (*city gates*) e os consumidores finais. O gás pode ser distribuído através de redes de dutos de pressão mais baixa e diâmetro menor que os de transporte, ou ainda através de cilindros na forma de gás natural comprimido (GNC) transportados em caminhões chamados carretas-feixe (o gás comprimido pode ainda ser transportado através de barças).

Finalmente, há ainda a atividade de comercialização do gás. A figura do comercializador pode estar ou não vinculada à do transportador e/ou à do distribuidor, dependendo do modelo regulatório adotado. O comercializador busca o lucro através da obtenção de margem na compra e venda do gás natural. Quando o gás é comprado do produtor e vendido à distribuidora ou a grandes consumidores, o comercializador é chamado carregador. Em outras palavras, o carregador é aquele que compra o gás do produtor e contrata o serviço de transporte do transportador para a entrega do produto nos *city gates*.

2.3 Características da indústria do gás natural

As indústrias de infraestrutura⁴ possuem características técnicas e econômicas que as tornam diferentes dos demais setores da economia. Em função disto, estas são, em boa parte, compostas por atividades distintas que se constituem sob a forma de uma rede física necessária à sua operação e a prestação do serviço, denominando-as, como indústria de rede.

⁴ Exemplos de indústrias de infraestrutura são: energia elétrica, gás natural, água, saneamento básico e telefonia.

A Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2001) define a indústria de GN como sendo os bens e serviços compostos de ativos fixos que estão a disposição da coletividade, sejam empresas ou indivíduos.

As diversas fases da rede constituem-se de ativos fixos diferentes, por exemplo, gasodutos são ativos fixos da fase de transporte e, UPGNs são ativos fixos da fase de processamento. Pela caracterização de cada fase verifica-se o quanto cada uma pode representar para a competitividade em relação a seus produtos e/ou serviços.

As fases de exploração/produção e comercialização são consideradas potencialmente competitivas, sendo possível à atuação simultânea de várias empresas. No entanto, as atividades de transporte e distribuição são naturalmente monopólicas.

As principais características⁵ das indústrias de gás natural são:

- Ter ativos indivisíveis. O que implica impossibilidade de construí-los de forma fracionada, ou seja, sem a devida conexão com outro ativo, por exemplo, gasodutos e UPGNs.
- Produção de bens e serviços que são consumidos a todo e qualquer momento. O que implica instalações capazes de responder, simultaneamente, as fortes oscilações da demanda (que podem ser previsíveis ou imprevisíveis). Um exemplo é o uso do gás residencial que deve estar disponível para consumo a qualquer momento.
- Ter alto nível de investimento necessário à implantação dos ativos. Por serem superdimensionados e não poderem ser fracionados, além de exigir o emprego de tecnologias e insumos específicos. Assim, o investimento inicial deve ser significativo, com prazo de maturação elevado. Logo, os agentes privados interessados neste tipo de indústria ficam desincentivados de entrar nesse mercado.
- Ter economias de escala. Para Viscusi (2000), tal fator justifica economicamente a existência de monopólios naturais, já que permitem a sub-aditividade na função de custos da indústria como um todo. Portanto, um monopólio natural surge quando o custo de uma única firma para produzir um ou mais bens é menor do que o somatório dos custos de várias firmas produzindo esses mesmos produtos.

⁵ Ver Rodrigues & Farias (2001).

- Possibilitar a geração de externalidades, que podem ser tanto positivas quanto negativas. Isso significa que estas indústrias são responsáveis pela geração de benefícios e/ou custos que irão recair sobre outros agentes da economia. Alguns exemplos de externalidades positivas são: (a) criação de mercados paralelos como o de peças e serviços para usuários de gás veicular ou residencial; e (b) benefícios ambientais oriundos da diminuição das taxas de poluição quando o gás natural substitui outros combustíveis fósseis.
- Ter obrigação jurídica de fornecimento do serviço, pois normalmente bens e/ou serviços de infraestrutura são considerados de utilidade pública. Segundo Pires (2000), “esses serviços possuem uma função social e devem satisfazer às necessidades da população e da atividade econômica do país, devendo ser oferecidos a qualquer pessoa que deseje demandá-los. Desta forma, além da obrigação jurídica, eles possuem também caráter universal e devem ser prestados de forma contínua - aspectos que evidenciam ainda mais a obrigação jurídica de fornecimento de tais serviços”.

A presença das características acima expostas é responsável pela forma como estas indústrias foram desenvolvidas e organizadas ao longo das últimas décadas: monopólios naturais verticalmente integrados (Alveal & Pinto Júnior, 1997). Esta estrutura goza de um poder de mercado que pode conduzi-lo a práticas nocivas ao consumidor, já que não sofre pressões competitivas, estando protegida por barreiras econômicas à entrada.

Desta forma, uma empresa que opere nessa estrutura de mercado pode produzir e fornecer bens e/ou serviços a custos unitários mais elevados e com qualidade e com continuidade desejada aquém do ponto de maximização do bem estar social. Ou seja, apesar de potencializar ganhos associados à escala e a formação de redes, o monopólio sem a devida supervisão pode não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infraestrutura (ANP 2001). Exatamente por conta desses fatores a teoria econômica neoclássica explica a intervenção do Estado em tais indústrias.

2.4 O gás natural no mundo

Apesar do relativamente tardio crescimento da indústria do gás natural no mundo e da forte dependência desse energético em relação ao petróleo, hoje essa indústria apresenta-se

bem estruturada em muitos países, principalmente nos que encontraram condições de viabilizar o gás natural como uma saída para o suprimento da crescente necessidade de energia. O fomento dessa indústria também está fortemente relacionado ao acréscimo das reservas mundiais⁶ e dos avanços tecnológicos na área.

Em 1973 o gás natural representava 16,2% da oferta mundial de energia (BEN, 2003). Em 2000 o gás natural representou 21,1% dessa oferta, possibilitando um acréscimo nesse período de aproximadamente 115%, contra um acréscimo da oferta total de energia de 65% para o mesmo período. Ver figura 2.1

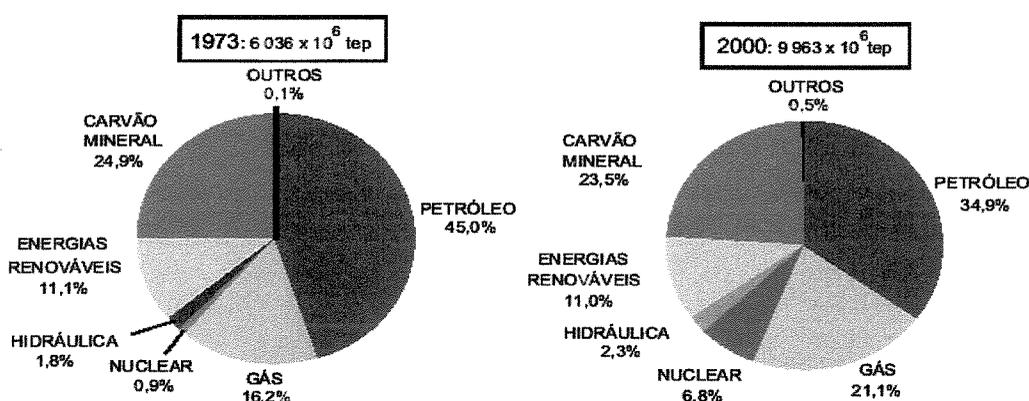


Figura 2.1 - Oferta mundial de energia por fonte.
Fonte: Balanço Energético Nacional 2003

Em relação ao consumo de energia, percebe-se que o acréscimo do uso do gás natural não foi tão acentuado quanto o acréscimo da oferta implicado pelo aumento das reservas. Segundo dados disponibilizados no BEN 2003 o consumo de gás natural no mundo em 1973 foi de 673,548 10⁶ tep, o que representou 14,8% do total da energia mundial consumida. Em 2000 este consumo foi de 1111,795 10⁶ tep, ou seja, 16,1% do total. Assim, durante esse período o gás natural apresentou um acréscimo de aproximadamente 65%.

Apesar desse acréscimo, verifica-se ainda que a distribuição do consumo está fortemente ligada ao desenvolvimento econômico dos países. Os países denominados desenvolvidos ou industrializados apresentam as maiores taxas de consumo. É plausível notar ainda a relativamente forte independência do consumo com relação às reservas

⁶ Ver anexo 1.

disponibilizadas em cada país, salvo algumas exceções como a Rússia e os Estados Unidos. A figura 2.2 proporciona a visualização do consumo per capita mundial de gás natural.

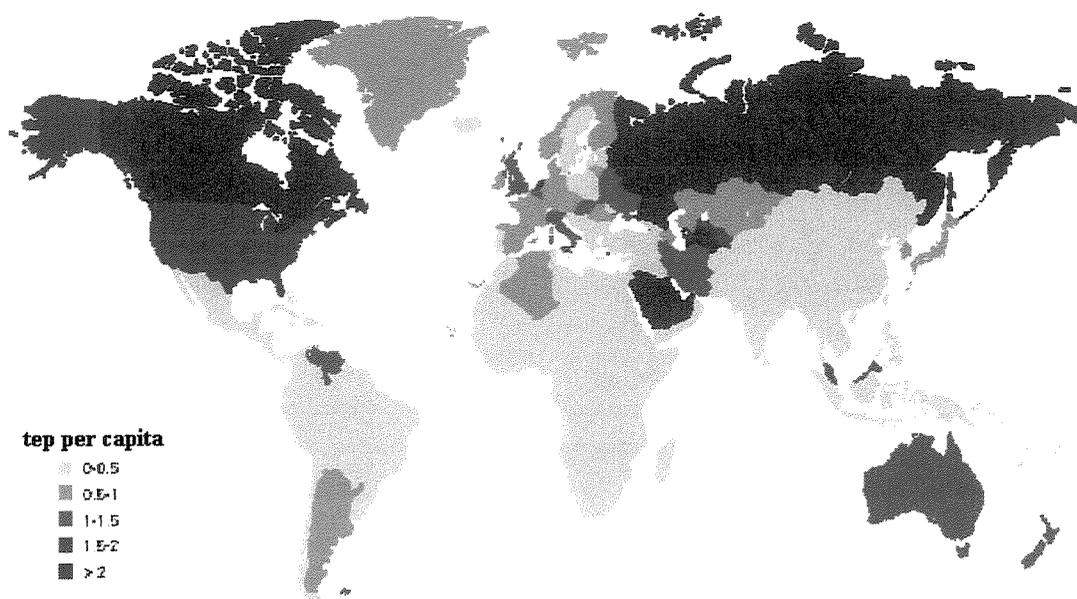


Figura 2.2 - Consumo per capita de gás natural em tep no mundo
Fonte: British Petroleum

Do consumo total mundial de gás natural em 2003 que foi de $2591 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ a América do Norte representou 29,4% sendo 24,3% referente ao consumo dos Estados Unidos. Em contra partida, a América Central e a América do Sul, apresentaram um consumo de apenas 4,2% do total. O mesmo acontece com a Europa e Eurásia (41,8%) em relação à África (2,6%). O consumo específico mundial de gás natural de cada país para o período de 1993 a 2003 pode ser visualizado no anexo 2.

Nos últimos anos o gás natural foi à única fonte fóssil que apresentou crescimento. O carvão mineral e os derivados de petróleo que representavam em 1973 69,9% da oferta mundial, passaram a representar em 2000 58,4% dessa mesma oferta.

No entanto, verifica-se que o consumo mundial de energia esta fortemente baseado em fontes derivadas do petróleo, como gasolina, óleo Diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), etc. Em 2000 esse consumo representou 42,7% do total de energia consumida no mundo.

2.5 O gás natural no Brasil

Com a descoberta de reservas de petróleo na Bahia na década de sessenta, o gás associado começou a ser utilizado, mas seu uso ficou restrito às áreas próximas da extração.

Na década de oitenta, com o aumento da produção nacional de petróleo e com a construção da rede de gasodutos que liga a Bacia de Campos ao Rio de Janeiro e São Paulo, o gás natural foi finalmente posto a disposição para consumo residencial e industrial na região Sudeste. A participação mais expressiva do gás natural foi no Rio de Janeiro, o que se deve, sobretudo, à existência de uma rede de gasodutos já em plena operação em 1983, ano em que o gás natural proveniente da Bacia de Campos começou a ser colocado a venda. Da mesma forma, no Nordeste do país, o gasoduto ligando Guamaré a Cabo foi concluído, possibilitando assim a distribuição de gás natural nos Estados de Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.

Na década de noventa com a assinatura do acordo Bolívia-Brasil, iniciou-se, primeiramente a construção do gasoduto para Belo Horizonte e em seguida a construção do Gasoduto ligando Rio Grande na Bolívia a Campinas no Brasil (concluído em 1999), e posteriormente Porto Alegre. No Nordeste a rede de gasodutos foi ampliada e atualmente atravessa os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. A infraestrutura de transporte de gás natural atual será apresentada com mais detalhes em item específico.

2.5.1 - A Indústria do Gás Natural no Brasil

Muito após o desenvolvimento da indústria de gás natural nos Estados Unidos, que já era regulada⁷ desde a primeira metade do século XX e mais de uma década depois do desenvolvimento da indústria européia,⁸ a indústria brasileira de gás natural começou a se desenvolver. Até recentemente, antes da quebra constitucional do monopólio, a indústria do gás natural era estruturada verticalmente, com a Petrobrás sendo responsável pela exploração, produção importação e transporte. Do ponto de vista da organização da

⁷ Segundo o princípio jurídico-institucional que regula as *public commissions*.

⁸ A indústria do gás natural na Europa manteve-se quase incipiente até os anos 70. Só a partir do início da produção do campo de Groningen (NL), no fim dos anos 70, e do início da importação da Argélia, Noruega e Rússia, no fim dos anos 80 é que o mercado se desenvolveu.

exploração/produção dos recursos naturais, a Petrobrás tem que gerir o aproveitamento econômico do gás natural, cuja expansão da oferta, provoca um excedente de outros derivados “concorrentes” produzidos pela empresa. Isto reflete a complexidade de coordenação dos aspectos estratégicos referentes às indústrias de petróleo/derivados e de gás natural.

O sistema estatal, no qual o governo federal (produção e transporte) e o governo estadual (distribuição) eram operadores exclusivos, passou para um sistema misto, em que o capital privado e o estatal concorrem, com a regulamentação sendo exercida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Atualmente quase todo o gás produzido no país é da Petrobrás, com exceção do gás da bacia de Santos, descoberto via contrato de risco. A importação de gás da Bolívia também é realizada pela Gaspetro, subsidiária da Petrobrás. O transporte do gás é realizado pela Transpetro, subsidiária da Petrobrás ou pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), empresa na qual cinquenta e um por cento do capital pertencem a Gaspetro.

Na distribuição, o mercado já se encontra mais dividido. No Rio de Janeiro, a CEG foi privatizada pelo governo estadual e passou para o controle da multinacional Espanhola “Gás Natural”. A Riogás foi criada com as participações da Petrobrás e do governo fluminense e absorveu os grandes clientes que antes eram abastecidos diretamente pela Petrobrás; em São Paulo a COMGÁS foi privatizada também pelo governo do Estado e passou para o controle da ENRON, recentemente o controle é da *British Gas* e Shell. Na área sul a vencedora do leilão foi a empresa espanhola Gás natural. Em Minas Gerais a Gasmig foi criada pelo governo estadual.

Nos Estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Sergipe, Rio Grande do Sul e Paraná, a Petrobrás distribuidora é acionista juntamente com os governos estaduais das empresas de distribuição de gás que se encontram em operação. Nos Estados do Mato Grosso do Sul e Santa Catarina a Petrobrás Distribuidora também é acionista, juntamente com os governos estaduais das empresas de distribuição de gás que entraram em operação após a conclusão das obras do Gasoduto Bolívia – Brasil.

2.5.2 Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil

A rede de gasodutos compreende a estrutura de transporte posterior às unidades de processamento de gás natural até os *city gates* de entrega do energético na malha de distribuição das companhias distribuidoras estaduais (ANP, 2003a).

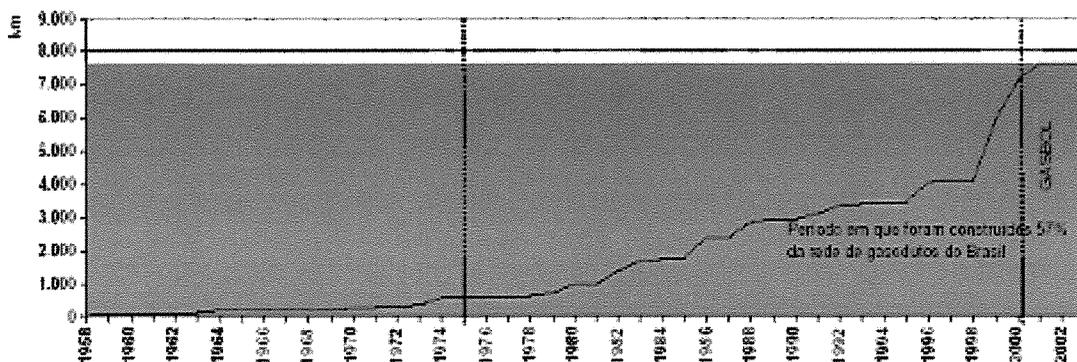


Figura 2.3 - Evolução da malha de gasodutos - 1958 - 2003

Fonte: ANP/SCG 2003

No Brasil, conforme apresentado pela figura 2.3, a primeira grande expansão na rede de transporte foi realizada no período 1981-1997, quando foram construídos mais de 3000 km da malha existente. Gasodutos foram instalados no Rio de Janeiro, Espírito Santo e em diversos pontos do Nordeste. A segunda expansão do sistema foi realizada em apenas dois anos, 1998-1999, com a construção de um grande gasoduto destinado, essencialmente, ao escoamento do gás natural importado da Bolívia (GASBOL).

No Nordeste, até 1998, a malha era formada por três gasodutos (Guamaré-Pacém, Guamaré-Cabo e Pilar-Cabo), perfazendo uma extensão de 1.486 km e atendendo todos os Estados nordestinos, exceto Bahia, com capacidade projetada de escoamento de 3.360 mil m³/dia.

Na região Sudeste a malha é mais recente. Esta atende todos os principais centros consumidores dos Estados da região (São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro), contando com oito gasodutos, cuja extensão é de 1.278 km com capacidade de transporte projetada de 23.927 mil m³/dia. O Espírito Santo ainda não se encontra conectado, mas já existe a previsão da construção do gasoduto Cabiúnas-Vitória (325 km). A malha nacional de gasodutos pode ser visualizada através da figura 2.5. O anexo 3 lista todos os gasodutos especificamente.



Figura 2.4 - Rede de gasodutos e distribuidoras locais.
Fonte: Gasenergia 2003

Cabe ressaltar que não podem ser visualizadas através da figura 2.4 as redes de distribuição local. Os gasodutos em licitação são: Urucu-Porto Velho, Urucu-Manaus e Uruguiana-Porto Alegre. Os futuros são: São Paulo-Brasília, Ceará-Piauí-Maranhão.

A infraestrutura de gás importado até dezembro de 2003 é descrita no anexo 4. Os gasodutos que transportam gás importado são três. O gasoduto Lateral Cuiabá, Uruguiana-Porto Alegre e o Bolívia-Brasil (GASBOL). Dentre esses o principal projeto é o do gasoduto Bolívia-Brasil. Seu traçado permite atender os Estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

O GASBOL é considerado um marco na indústria do gás natural. A partir de sua construção, as primeiras atividades de importação surgiram. E, com elas, muitas questões regulatórias. A Lei do Petróleo (Lei 9478, de 06/08/97) e a ANP foram criadas no mesmo período da construção do gasoduto. Assim, o gasoduto surgiu sem a existência de um marco regulatório consistente para a indústria do gás natural e, ao mesmo tempo, questões

relacionadas à sua operação (livre acesso, tarifas, contratos, etc) serviram de base para a criação de diversas portarias por parte da ANP.

Esse gasoduto foi um dos principais projetos de investimento em infra-estrutura implementados pelo governo brasileiro na década passada. Um duto de 3.150 quilômetros liga a cidade de Rio Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, incluindo no seu percurso importantes centros consumidores do Centro-Sul brasileiro, como São Paulo.

Do custo total do projeto, cerca de US\$ 2 bilhões, 20% foram investidos do lado boliviano e o restante do lado brasileiro. Do investimento total, a PETROBRAS captou 82% dos recursos através de agências multilaterais e de crédito à exportação, além de uma participação expressiva do BNDES.

Além de assumir o financiamento, a Petrobrás foi responsável pela obra em toda sua extensão, incluindo a obra no lado boliviano. Em contrapartida, assumiu o controle da operação do trecho brasileiro do gasoduto e a exclusividade do papel de transportador, através de um contrato de compra de 20 anos do tipo *take or pay*, o que garante o pagamento, ao fornecedor boliviano, por um volume fixo de gás, independentemente de o mesmo ser ou não transportado.

O controle da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil (TBG) é da Petrobrás, através de sua subsidiária integral, a Gaspetro, enquanto a empresa boliviana é comandada pela Transredes, operada pela Enron em sociedade com a Shell e fundos de pensão locais. São também acionistas a El Paso, a British Gas e a Total Fina.

Antes da entrada em operação comercial do GASBOL, em 1999, o cenário de incerteza na oferta não motivava a alteração do perfil da demanda energética nacional em favor do gás. Diante da elevação das reservas bolivianas e da capacidade de transporte, as incertezas de oferta foram superadas.

Com isso, o mercado passou a depender exclusivamente do crescimento da demanda, variável ao longo do tempo. Inicialmente, as projeções utilizadas para o projeto do gasoduto apontavam para o uso industrial como âncora para o desenvolvimento da

demanda. Isso demandaria investimentos em redes de distribuição e equipamentos para substituir aqueles utilizados em processos a base de óleo combustível e lenha.

O estudo de caso apresentado no capítulo 7 analisa justamente a possibilidade de criação de uma rede de distribuição a partir do GASBOL para o Estado do Mato Grosso do Sul e as conseqüências dessa expansão.

Em território brasileiro, o GASBOL foi executado em duas etapas: o primeiro trecho, de Corumbá (MS) a Guararema (SP), com extensão de 1.418 km e diâmetro variando de 32' a 24', entrou em operação em julho de 1999. O segundo trecho, de Guararema (SP) até Canoas (RS), com extensão de 1.165 km e diâmetro variando de 24' a 16', foi inaugurado em março de 2000. Em conjunto, estes dois trechos possuem uma capacidade de transporte projetada de 30 milhões de m³/dia.

A partir da conexão deste empreendimento com o gasoduto Esvol-São Paulo (duto que transporta gás natural produzido na Bacia de Campos até São Paulo), é possível a diversificação das fontes supridoras deste energético para os mercados da região sudeste.

O gasoduto Lateral-Cuiabá, que transporta gás natural argentino e ou boliviano até a usina termelétrica de Cuiabá tem uma extensão de 267 km (no lado brasileiro) e uma capacidade de transporte projetado de 2,8 milhões de m³/dia.

O outro projeto é o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que escoar gás natural proveniente da Argentina e, temporariamente, da Bolívia. Este duto, atualmente inacabado, opera em dois trechos de extensão total de 50 km (com capacidade de transporte projetada de 2,8 milhões de m³/dia) dos 715 projetados, sendo 25 km utilizados para atendimento da Usina termelétrica de Uruguaiana e os outros 25 km interconectados ao gasoduto Bolívia-Brasil, atendendo, principalmente, as demandas do pólo petroquímico da Copesul. Caso este empreendimento se efetive conforme projetado, a capacidade de transporte poderá atingir o volume de 12 milhões m³/dia, fato que pode trazer um novo perfil energético à região sul do país.

2.6 Características do Gás Natural e suas formas de utilização

As principais características do gás natural são:

- Ter alto poder calorífico por unidade de massa⁹;
- Ser encontrado na natureza praticamente pronto para o consumo;
- Produzir baixos níveis de emissão de dióxido do carbono, particulados e eliminação das emissões de SO₂;
- Ser transportado de maneira segura e confiável;
- Não necessitar de formações de estoque por parte do consumidor final;
- Atender as variações abruptas de vazão e dispensar o pré-aquecimento e;
- Ter ampla utilização e praticamente poder substituir qualquer tipo de combustível em qualquer aplicação com exceção do querosene de aviação¹⁰.

O gás natural possui vários tipos de uso: industrial, automotivo, residencial, comercial e na geração de energia.

Industrial – Utilizado principalmente como combustível, é ideal para processos que exigem queima em contato direto com o produto final, como na fabricação de vidro, cimento e na indústria cerâmica. Como matéria prima o gás natural pode ser utilizado na indústria de fertilizantes, na produção de amônia e uréia, na indústria química, petroquímica e siderúrgica como redutor do minério de ferro para fabricação de aço e na agroindústria.

Transportes – No uso automotivo recebe o nome de gás natural veicular (GNV). Além de proporcionar maior economia se comparado com a gasolina, óleo Diesel e o álcool o GNV não provoca formação de resíduos de carbono nas partes internas do motor aumentando sua vida útil e reduzindo, assim, os custos de manutenção.

Residencial – O gás natural é utilizado como energia em chuveiros, fogões, saunas, aquecedores de piscinas, secadoras de roupa, sistemas de refrigeração, lareiras, aquecedores de ambiente, etc.

⁹ O poder calorífico de 1m³ de gás natural úmido é de 10564 kcal. Fonte: BEN, 2003.

¹⁰ Devido a impossibilidade de armazenamento de grandes quantidades de gás natural

Comercial – Pode ser utilizado em hotéis, restaurantes, hospitais, creches, lavanderias, escolas, shopping centers, universidades, etc. Pode ser utilizado em sistema de refrigeração, ar condicionado, produção de água quente, cocção, cogeração, etc.

Geração de energia elétrica - A geração de energia pode ser através de termelétricas, geração distribuída e cogeração. Na geração de energia o gás pode substituir o óleo combustível, a lenha, a energia nuclear.

Capítulo 3

O acréscimo da participação do gás natural na matriz energética brasileira

3.1 Introdução

O acréscimo da participação do gás natural na matriz energética brasileira nos próximos anos tem como principal fundamento a disponibilidade desse recurso tanto em termos nacionais (reservas brasileiras) quanto internacionais, principalmente devido às possibilidades de importação da Bolívia e da Argentina. As possibilidades de substituição de outros combustíveis como o óleo combustível, a lenha, o carvão vegetal e a gasolina pelo gás natural também fomentam esse acréscimo.

As principais barreiras existentes para efetivação desse acréscimo são o preço do gás natural importado da Bolívia e a incipiente estrutura de distribuição representada pelos 8000 km de gasodutos. Atualmente, apenas o gasoduto Bolívia – Brasil representa aproximadamente 30% da malha de gasodutos além de transportar aproximadamente 50% da oferta de gás natural no país.

Apesar das tentativas de encontrar consumidores em escala que viabilizem os investimentos na rede de distribuição de GN (como no caso do PPT¹¹), a participação do GN no consumo final da matriz energética representou 6% em 2003 (BEN, 2004).

Para a geração de eletricidade em termoeletricas as projeções do MME (MME, 2002) para 2022 e da IEA (IEA, 2000) para 2020 indicam que esse consumo representará respectivamente 54% e 50% da oferta de GN no Brasil. Em 2003 esta participação foi de aproximadamente 20% (BEN, 2004).

¹¹ Plano Prioritário de Termoeletricidade.

É inegável a tendência de crescimento da oferta e do consumo de GN no país. Existe uma relação direta entre a efetivação desse crescimento e a capacidade de transporte representada pela rede de gasodutos. A figura 3.1 indica essa relação.

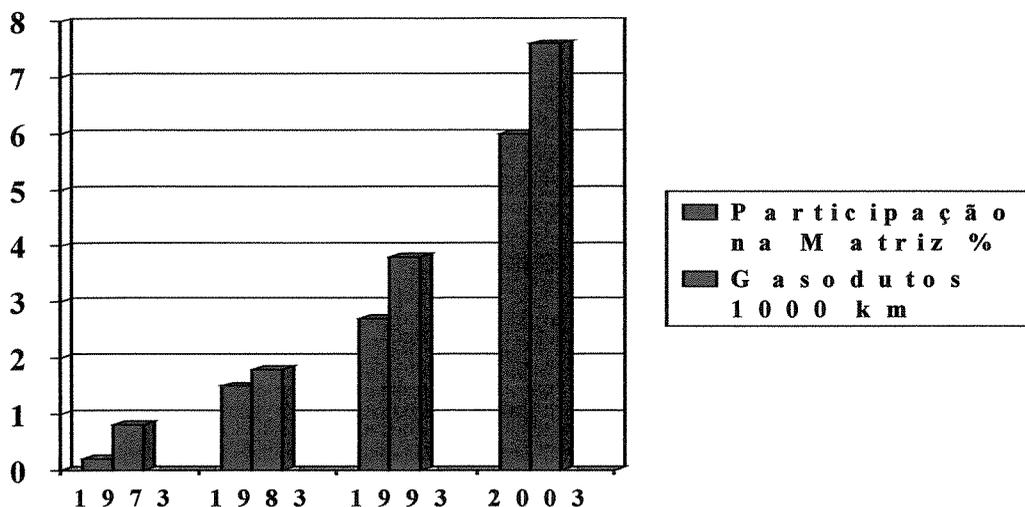


Figura 3.1 – Acréscimo da participação do GN no consumo final por fonte na matriz energética brasileira e a relação com o acréscimo da rede de gasodutos.

Fonte: Elaboração própria baseada no BEN de 2004.

3.2 Projeções do acréscimo da participação do gás natural matriz energética

As construções das várias projeções referentes ao futuro da oferta e da demanda de gás natural ao longo das próximas décadas tomam por base algumas hipóteses referentes ao comportamento de indicadores econômicos, demográficos, etc. Com isso são elaborados cenários com base em condicionantes da época de estudo.

As projeções citadas na introdução são:

- Plano de Longo Prazo Projeção da Matriz - 2022 do Comitê Técnico da Matriz Energética (CT2), Conselho Nacional de Política Energética do Ministério das Minas e Energia (MME, 2002);
- IEO (International Energy Outlook) IEA: International Energy Agency (IEA, 2000).

O CT2/MME adota algumas suposições diferentes para a elaboração dos cenários em relação ao IEA. No entanto ambos os estudos revelam aderência¹² em relação ao crescimento passado do PIB e da OIE (Oferta Interna de Energia) no Brasil. O CT2/MME tem uma expectativa mais otimista em relação ao desenvolvimento econômico e a OIE, enquanto o IEA (2000) é menos otimista. A tabela 3.1 apresenta essas taxas de crescimento. A figura 3.2 representa essas taxas de crescimento nas últimas décadas.

2000 - 2020	MME/CT2	IEA
PIB	4.5%	3%
OIE	3.8%	2.6%

Tabela 3.1 - Prospectivas para o Brasil 2000 - 2020
Fonte: MME 2002

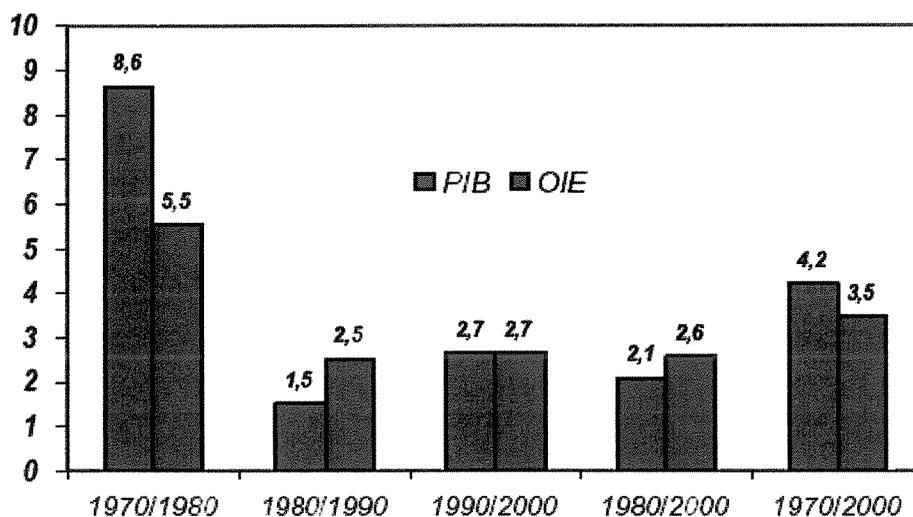


Figura 3.2 –Taxas de crescimento do Brasil.

Fonte MME 2002.

Para os últimos 5 anos observa-se que as médias dos crescimentos tanto do PIB quanto da OIE são expressivamente inferiores às médias do período de 1970 a 2000. Assim, revelam-se mais aderentes às previsões da IEA. A figura 3.3 representa essas taxas de crescimento.

¹² Aderência ao contabilizar as décadas de 1970 a 2000. Ao relacionar apenas as décadas de 1980 a 2000 apenas a prospectiva do IEA é aderente, mesmo assim superestimada em relação ao crescimento do PIB.

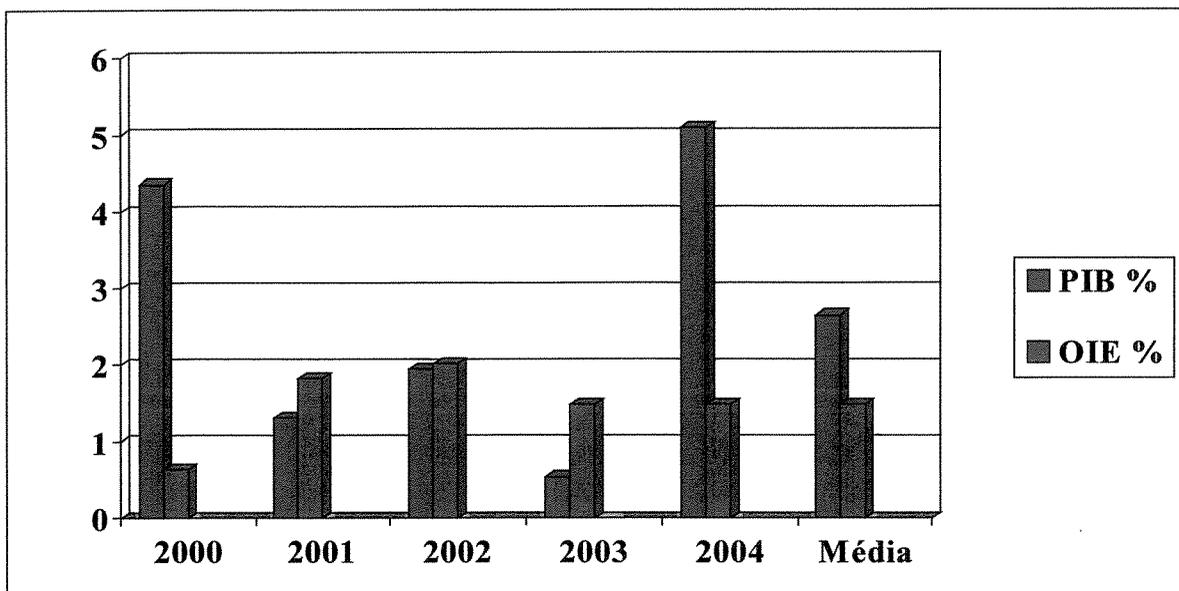


Figura 3.3 –Taxas de crescimento do Brasil no período de 2000 a 2004. A OIE para o ano de 2004 é a média dos últimos 4 anos.

Fonte: Elaboração própria baseada no BEN 2004.

Segundo o Plano de Longo Prazo da Matriz – 2022 do MME (MME, 2002), de uma oferta de 42,8 milhões de m³ por dia (m³/d) em 2000, o gás natural representa em 2010 128 milhões m³/d e em 2022 283 milhões m³/d - taxa média de crescimento de 9% ao ano no horizonte dos estudos.

A projeção do IEA para 2020 revela uma oferta interna de gás natural da ordem de 45. 10⁹ m³/ano, o que significam 123 milhões de m³/dia. Cabe ressaltar que este estudo não considera a redução da queima do gás natural (*flare*) e do uso próprio nas refinarias, enquanto o estudo do CT2 considera uma drástica queda das perdas de gás natural através desses meios.

O Brasil possui hoje uma capacidade de processar aproximadamente 40 milhões m³/dia de GN. Ao se adicionar as UPGN's em construção esta quantidade chega a 48 milhões m³/dia¹³. Esta quantidade, somada a capacidade máxima projetada de gás que pode ser importado (já processado) que é de aproximadamente 45 milhões m³/dia revela a capacidade máxima existente de oferta de GN diária no país que é de 93 milhões m³/dia. Cabe ressaltar que foram consideradas as UPGN's em que a construção esta em andamento e também que a capacidade de importação é a projetada e não a que vem sendo realizada.

¹³ Ver tabela 1 e 2 do anexo 5.

Assim, existe necessidade de aumento da capacidade de processamento de GN de no mínimo duas vezes a capacidade atual instalada para que o suprimento de GN na próxima década não seja deficitário. Ao comparar com as previsões da IEA, previsão menos otimista, esta capacidade deve ser aumentada em aproximadamente 130% para 2020.

Ao se comparar com as projeções realizadas pelo CT2/MME, previsão mais otimista, esta capacidade deve aumentar em relação à capacidade atual cerca 380% já em 2022. É importante salientar que o estudo do CT2 considerou a redução da queima, da perda e da reinjeção do GN em poços de petróleo.

Em relação à capacidade de transporte do gás, esta deve suportar a quantidade de gás que deve ser transacionada diariamente. Logo, se a oferta representa o limite máximo de transporte de gás e a capacidade de transporte desse energético deve ser superdimensionada, a suposição de que a capacidade de transporte de gás seja em relação à oferta interna¹⁴ será adotada neste trabalho.

A capacidade total de transporte diário de GN no Brasil em dezembro de 2003 foi de 71,1 milhões de m³ (ANP, 2003b). Assim, para esta capacidade suportar o acréscimo da oferta de GN segundo a projeção do IEA para 2020 esta capacidade deve aumentar¹⁵ em 75%.

Em relação às previsões do CT2/MME, a oferta de GN para 2022 deve ser de 283 milhões de m³/d, a capacidade de transporte de GN deve ser aumentada em aproximadamente 300%, três vezes a capacidade instalada.

O aumento da capacidade de processamento em cada região possui especificidades. Pode existir uma necessidade maior ou menor de aumento dessas capacidades conforme o potencial de demanda ou requerimento de energia, além da viabilidade econômica.

¹⁴ Referente a produção e a importação brasileira.

¹⁵ O que significa investimento em infraestrutura de transporte (gasodutos).

3.3 Investimentos

A noção de investimento utilizada neste trabalho é a que o define como sendo o gasto destinado ao aumento ou à manutenção do estoque de capital (Dornbusch & Fischer, 1991). O estoque de capital consiste em fábricas, máquinas, móveis, gasodutos e outros bens duráveis usados no processo de produção.

O investimento em capital físico, no presente caso, em infraestrutura do sistema de GN, tem como consequência a geração de externalidades positivas e negativas, as quais podem implicar benefícios ou malefícios públicos e privados.

O investimento em infraestrutura de transporte de gás natural representa bem a noção utilizada acima. Este investimento em particular é um bom exemplo dentre os principais determinantes do crescimento econômico de longo prazo e da performance da produtividade.

Por requerer grandes quantias de capital, com longos prazos de amortização, alguns cuidados quanto às decisões de investimento devem ser tomados. Alguns pontos importantes são citados por Kaplan (Kaplan, 1983, p 82):

1. Custo de um método proposto para conversão de energia comparado contra o custo de uma outra metodologia de conversão.
2. Uma proposta de investimento em economia de energia é avaliada dependendo da determinação da expectativa de economia de energia no futuro, ou seja, se o investimento vale a pena em termos econômicos.
3. Duas ou mais alternativas propostas que desempenham a tarefa requerida são comparadas, com os custos em energia constituindo uma porção significativa do total de custos de operação para uma ou mais das alternativas.

Estes pontos colocados acima são importantes principalmente para uma correta análise da viabilidade dos projetos. No entanto, quando os projetos de investimentos são pensados com apenas um único objetivo, que geralmente é maximização dos retornos do investimento, questões como a economia de energia (eficiência energética¹⁶) ou uso de

¹⁶ Ver Jannuzzi, 2000.

energéticos mais poluentes com preços menores implica continuidade da existência de avaliações incompletas.

Avaliar os investimentos requer previamente a formulação de questões que norteiem o desenvolver da análise para que estas próprias possam ser respondidas. No caso de investimentos em gasodutos para transporte de gás natural cabem algumas questões que são relevantes também para qualquer outro tipo de investimento: quanto de capital os agentes¹⁷ envolvidos gostariam de usar dados os custos e retornos de sua utilização? Ou também, qual o nível de produção que os agentes esperam realizar? E ainda, qual o produto marginal do capital?¹⁸

Esta dissertação não tem por objetivo reportar detalhadamente os métodos de análise econômico-financeira de projetos. No entanto, cabe citar que esses métodos se baseiam em considerações sobre o Fluxo de Caixa Descontado (FCD)¹⁹. Os mais utilizados são o Método do Valor Presente Líquido (VPL) e Método da Taxa Interna de Retorno (TIR), mas ainda é bastante útil o Método de *Pay-Back*. Gitman, 2002 apresenta um maior detalhamento dessas técnicas de avaliação de investimentos.

Em projetos não determinísticos, como a construção de gasodutos, são usadas outras ferramentas de análise. A Teoria da Decisão²⁰, diferentemente das análises acima descritas, leva em consideração incertezas envolvidas na avaliação de investimentos. O retorno financeiro devido à utilização do capital é essencial quando se trata principalmente de investimento privado. O lucro é determinante na decisão de investimento.

Na prática, com o objetivo de maximizar o lucro, minimizando os riscos de investimento, o investidor se questiona: Qual o valor do produto marginal (VPM)? E qual o custo de utilização do capital (CUC).

No equilíbrio tem-se:

$$\text{VPM} = \text{CUC}$$

¹⁷ Os agentes são os possíveis investidores: empresas de caráter privado e governo ou qualquer agente que represente o poder público. Existe também a possibilidade de parceria público privado, denominada PPP.

¹⁸ O produto marginal do capital é o aumento na produção pelo uso de uma unidade a mais de capital na produção. Para mais detalhes ver Fisher e Dornbusch, 1991.

¹⁹ Os métodos VPL e TIR são extremamente indicados em análises determinísticas de projetos.

²⁰ Para maiores detalhes ver Margueron, 2003.

A partir do equilíbrio e tendendo para um valor do produto marginal maior que o custo de utilização do capital a atratividade do investimento aumenta.

Cada empreendimento, o qual é o alvo dos investimentos, possui especificidades que se traduzem em maior ou menor valor do produto marginal. No entanto, o custo de utilização do capital é igual para qualquer que seja o empreendimento e depende da taxa de juros adotada. Neste caso, o investidor pode ser pensado como financiador da compra de capital uma vez que existe o custo devido aos juros chamado de custo-juro.

Assim, quanto maior a atratividade do mercado financeiro aliado a riscos menores de investimento, maior é a atratividade e a probabilidade dos investimentos tenderem para esse mercado. Desse modo, surge um primeiro problema: como atrair investimentos para um sistema que necessita de grandes quantidades de capital tendo altos prazos de amortização do investimento, além de ter um maior número de incertezas relacionadas²¹.

Essa resposta é indicada por outra característica das indústrias de GN: ter economias de escala. Economias de escala existem nas funções de produção que apresentam reduções do custo médio com o aumento da produção e/ou da capacidade instalada. Assim, o custo marginal é menor que o custo médio e decrescente à medida que se eleva o nível de produção. Devido a essas economias, no monopólio natural, o custo marginal é decrescente ao longo de toda a curva de demanda, de forma que a minimização dos custos se dá com a atuação de uma única firma no mercado (Varian, 1997).

O foco principal desse trabalho não é discutir essa questão, mas sim colocar de maneira sucinta a objetivação dos investidores e seus métodos de avaliação e as possíveis motivações e incentivos que os levam a realizar investimentos no transporte de gás natural. A tabela 3.2 relaciona os possíveis valores necessários à realização de alguns projetos de gasodutos além de valores relacionados a projetos construídos ou em construção no Brasil.

²¹ Estas incertezas podem ser: preço do gás natural no médio, e no longo prazo, cenários econômicos e políticos existentes durante a vida útil do empreendimento, regulação do sistema de transporte e distribuição, questões ambientais.

Gasoduto	Comprimento (km)	Capacidade (milhões de m³/d)	Investimento (milhões de US\$)
GASBOL	3150	30	2.000
Uruguaiana Porto Alegre	615	12	270
Lateral Cuiabá	267	2,8	92
Cruzeiro do Sul	410	12	150
Coari - Manaus	397	10,5	378
Coari - Porto Velho	560	2,5	370
Gasfor II	373	2	90
São Carlos Belo Horizonte	500	7,5	270
Média	713	10	450

Tabela 3.2 – Relação dos investimentos em gasodutos brasileiros
Fonte: ANP, 2001.

Cada gasoduto possui especificidades em relação a sua construção que implicam variações de custos e de tempo de execução dos projetos redundando em maiores ou menores necessidades de investimento. Algumas dificuldades são relacionadas às questões ambientais²², outras às barreiras físicas²³.

A média dos investimentos realizados nos gasodutos descritos na tabela 3.2 é de US\$ 450.000.000. Cabe ressaltar que o diâmetro do gasoduto é outro fator muito relevante nos custos. Como pode ser observado ao comparar os preços de construção do GASBOL com os outros gasodutos listados na tabela. O investimento por km é de aproximadamente US\$ 635.000.

Assim, obtém-se a tabela 3.3, que relaciona a necessidade de investimentos²⁴ conforme as projeções supracitadas.

²² Obtenção de permissões ambientais referentes a: devastação de florestas, poluição visual, poluição atmosférica devida aos vazamentos, etc.

²³ Montanhas, cordilheiras, cidades, desertos, etc. No caso específico do GASBOL à barreira física foi o pantanal.

²⁴ Estimativa para expansão da rede de gasodutos em 2004.

Projeções	Acréscimo (milhões de m³/dia)	Distância (km)	Investimentos (bilhões de US\$)
IEA - 2020	53	3.780	2,4
CT2/MME - 2022	213	15.000	9,5

Tabela 3.3 – Investimentos necessários à expansão do sistema de GN conforme prospectivas.

Fonte: Elaboração Própria.

Os acréscimos são considerados em relação à capacidade total de transporte diário de GN no Brasil em 2003, que foi de 71,1 milhões de m³, e representam os valores das projeções com base nos valores citados anteriormente.

Para o caso de estudo do Mato Grosso do Sul considera-se um investimento necessário a construção de um único gasoduto.

3.4 A geração de renda

A distribuição de renda pode representar superação da pobreza e do subdesenvolvimento. O problema de avaliar a renda gerada a partir dos investimentos na expansão da infraestrutura do sistema de gás natural envolve inúmeras variáveis que se relacionam entre si e de maneira direta ou indireta refletem-se em benefícios para a sociedade. Cabe aqui ressaltar que o presente trabalho tem o papel de identificar quais variáveis são mais relevantes para a questão e quais podem ser descartadas sem que o modelo seja prejudicado no que tange ao seu poder de representar a realidade.

Seguindo do ponto em que acontecem os investimentos, independentemente de sua origem (o que é explanado na seção 3.3), tem-se primeiramente o acréscimo do estoque de capital fixo representado neste estudo pelo acréscimo na infraestrutura de distribuição de gás natural.

Chiang (1967) considerando o investimento continuamente ao longo do horizonte equacionou o investimento e o estoque de capital em termos diferenciais:

$$\frac{dK}{dt} \equiv I(t) \quad (3.1)$$

$$K(t) = \int I(t)dt = \int \frac{dK}{dt} dt = \int dK \quad (3.2)$$

Para existência desse acréscimo (dK) existem diversos requisitos que devem ser cumpridos. Dentre esses, existem os que representam distribuição de renda para a sociedade. A expansão do sistema de distribuição de gás natural requer:

- Elaboração do projeto, um projeto de construção de um gasoduto necessita de mão de obra especializada composta por engenheiros, técnicos, ambientalistas, etc.
- Em relação à execução do projeto existe a necessidade de compra de materiais e equipamentos, pagamentos de *royalties* pelo uso de tecnologias, além de uma grande diversidade de salários pagos devido aos empregos gerados na execução do projeto, a construção propriamente dita. Durante a execução do projeto devem ainda ser contabilizados possíveis custos de controle e dano ambiental (CCDA) que se apresentam na forma de gastos para minimizar os danos ambientais do projeto.

Após a construção do gasoduto o GN deve ser transportado do local de produção até o *city gate*. Nessas etapas de exploração/produção e transporte mais duas rendas são geradas: a primeira devido à venda do GN para as companhias distribuidoras e a segunda devido à tarifa de transporte.

No caso brasileiro existem diferenças nos preços²⁵ do GN importado e nacional. A renda gerada pela venda do gás importado será denominada YGNI e nacional será denominada YGNN.

Custos de operação e manutenção do sistema de transporte de GN podem ser fixos ou variáveis: materiais e equipamentos, salários, energia para funcionamento das estações de compressão e margem da transportadora. Esses são contabilizados através da tarifa de

²⁵ Devido ao grande diferencial de preços entre o transporte nacional e internacional, os preços totais (*commodity*+transporte) apresentam diferença substancial.

transporte, que esta embutida nos preços do gás praticados pelas produtoras e transportadores que o vendem para as distribuidoras.

No presente trabalho será enfocada a renda gerada com a comercialização do GN pelas transportadoras para as distribuidoras²⁶ e das distribuidoras para o consumidor final.

O consumo de gás natural é influenciado por vários fatores, principalmente pela possibilidade de trocas entre outros combustíveis, o que é altamente dependente do preço dos combustíveis concorrentes. O gás pode substituir os combustíveis na geração termoelétrica, no setor industrial, nas residências, existe a possibilidade do uso direto do gás natural e no setor de transportes e comercial. Como os preços praticados pelas distribuidoras são diferentes para cada um dos setores, além de serem diferentes conforme a quantidade comercializada dentro dos setores, o trabalho adotará um preço médio baseado na quantidade comercializada segundo classes de consumo.

3.5 As emissões de CO₂

A primeira vista, percebe-se que a questão dos benefícios ambientais relacionados à expansão do sistema de gás natural como algo paradoxal. Como pode a utilização de um combustível fóssil que através de sua utilização emite gases que provocam o efeito estufa, gerar benefícios ambientais?

A resposta para essa questão fica evidente ao se analisar a matriz energética brasileira ou mesmo a matriz energética mundial (no capítulo 2) que permite compreender que a estrutura já estabelecida para suprimento de energia é fortemente dependente da utilização de combustíveis fósseis. Esses, liderados pelo petróleo e seus derivados, ao serem consumidos emitem poluentes e implicam grandes dificuldades para acréscimos mais acentuados ou mesmo planejamento da distribuição de fontes renováveis de energia²⁷.

Juntamente com o fato de que o gás natural é dentre os combustíveis fósseis o que polui menos, desprende-se que o aumento da participação dessa fonte poderia representar menores taxas de emissão de gases de efeito estufa, se para tal, ao invés de seguirem as

²⁶ A margem de comercialização da distribuidora local tende a variar conforme os acordos entre as empresas de gás, e depende do volume de gás contratado.

²⁷ As principais fontes renováveis de energia são: biomassa, recursos hidráulicos (hidreletricidade), ventos (energia eólica), sol (energia solar) e geotermia.

proporções da utilização das várias fontes de energia dados pelo balanço energético, fossem utilizadas outras menos poluentes que pudessem suprir a demanda em grande escala, como o GN. Neste contexto, o gás natural surge como uma solução parcial para o problema, diminuindo as emissões de gases que provocam o efeito estufa, porém, não as eliminando.

Assim, é evidente a necessidade de maior integração das questões econômicas com as ambientais, buscando diminuir a taxa dos processos que degradam o ambiente e sua diversidade biológica. O grande problema na integração do econômico com o ambiental e da preservação da base de recursos é que os atuais dispositivos econômicos não percebem esta degradação da base ambiental.

No nível macroeconômico os atuais Sistemas de Contabilidade Nacional como Produto Interno Bruto e de medida de desenvolvimento como o Índice de Desenvolvimento Econômico (IDH) da ONU não refletem a degradação da base de recursos, e no nível microeconômico os preços dos produtos também não a refletem e os serviços que a natureza propicia. A internalização desses custos de degradação da base de recursos no processo econômico requer a quantificação do valor do serviço proporcionado pela natureza perdido pela degradação, e aí é que entram os métodos de valoração econômica, que serão discutidos na próxima seção.

O benefício ambiental contabilizado neste trabalho é referente à diminuição de emissões CO₂ (gás de efeito estufa) devido a maior participação do gás natural na matriz energética. O acréscimo da participação do GN implicará substituição de outros combustíveis²⁸.

Para tanto, torna-se necessária uma avaliação das emissões causadas tanto pelo consumo de GN quanto por seus concorrentes diretos. O presente trabalho analisará o caso da substituição de GN por óleo combustível e lenha.

Essa avaliação será baseada nos indicadores estipulados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas das Nações Unidas (IPCC). Esses

²⁸ Uma análise das possibilidades de troca de combustíveis é analisada por Montes (2000) em sua dissertação de mestrado 'O potencial do consumo de gás natural pelo setor industrial no Brasil'. Este trabalho analisa a substituição da lenha e do óleo combustível por gás natural.

indicadores tomam por base os pesos moleculares dos componentes químicos dos combustíveis. Esses fatores estão indicados na tabela 3.4.

Fatores de Conversão		
Energético	Toneladas de C/TJ	Toneladas de CO₂/TJ
Gás Natural	15,3	53,3
Petróleo	20,0	69,7
Lenha	28,7	104,2

Tabela 3.4 - Fatores de conversão das emissões devido ao uso de combustíveis fósseis.
Fonte: IPCC, 1997.

Esta tabela evidencia quantitativamente que, dentre os energéticos apresentados, o gás natural é o que possui menores taxas de emissões de CO₂.

O Balanço Energético Nacional adota como unidade padrão de energia o tEP (tonelada equivalente de petróleo). Assim, torna-se desejável obter esses índices de maneira a equipará-los com os dados disponibilizados nesse balanço.

Para isso temos:²⁹

$$1 \text{ J} = 0,239 \text{ cal} \rightarrow 1 \text{ GJ} = 239 \text{ Mcal}$$

$$10.800 \text{ Mcal} = 1\text{tEP}$$

Logo:

$$1 \text{ GJ} = 239 \text{ tEP}/10800 \rightarrow 1\text{TJ} \approx 22,13 \text{ tEP}$$

Considerando a conversão de unidades exposta acima, obtém-se a tabela 3.5 que além de apresentar os fatores de conversão para as emissões de CO₂ em tEP também coloca em porcentagem a diferença das emissões dos combustíveis apresentados em relação ao gás natural.

²⁹ J = Joule; cal = calorias; GJ giga Joule ou 10⁹ J; Mcal mega calorias ou 10⁶ cal.

Energético	Fatores de Conversão (toneladas de CO₂/tep)	Diferença das Emissões (%)
Gás Natural	2,41 tCO ₂ /tep	0%
Óleo Combustível	3,32 tCO ₂ /tep	37% superior
Lenha	4,70 tCO ₂ /tep	95% superior

Tabela 3.5 – Fatores de conversão em tEP e acréscimo em porcentagem das emissões de CO₂ de energéticos em relação ao gás natural.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da participação de cada um desses energéticos na matriz energética pode-se calcular através desses fatores o total de emissões. Pode-se também estimar o quanto essas emissões poderiam ser diminuídas ao substituir os energéticos em questão pelo gás natural.

Capítulo 4

Sistemas Dinâmicos - Metodologia

4.1 Introdução

Os princípios e a mecânica dos sistemas dinâmicos começaram a ser trabalhados nas décadas de 1940 e 1950. Naquela época, a necessidade de uma análise formal frequentemente requeria técnicas matemáticas e estatísticas, as quais inicialmente foram empregadas na resolução de problemas bélicos e subseqüentemente em problemas industriais e de negócios. Desde então, a modelagem de sistemas dinâmicos tem sido utilizada como metodologia de análise aplicada aos mais variados problemas. Esses problemas podem envolver diversas áreas específicas (economia, biologia, sociologia, eletrônica, etc.) e também áreas interdisciplinares nas quais os problemas exigem conhecimentos em mais de uma área específica. Alguns exemplos são: obsolescência técnica, flutuação de preços de mercadorias, crescimento populacional, deterioração ambiental, planejamento energético, etc.

Através do formalismo inicial dos sistemas dinâmicos, alguns pesquisadores, dos quais podem ser citados J.W. Forrester, R.G. Coyle, D. L. Meadows, E. F. Wolstenholme, C. M. Close, D. K. Frederick, desenvolveram inúmeras aplicações desses sistemas com o objetivo de facilitar a formulação dos problemas, a visualização e a manipulação dos mesmos.

Forrester, considerado o fundador dos sistemas dinâmicos, os definiu como (Forrester, 1961):

... a investigação das características do *feedback* das informações de sistemas e o uso de modelos para construir e desenvolver formas organizacionais e guias políticos.

Primeiramente a modelagem de sistemas dinâmicos requeria os denominados *Causal-Loops* que eram utilizados para a formulação inicial do modelo. Estas estruturas possibilitavam representar relações entre variáveis e o comportamento de cada uma delas devido à influência das outras. Um exemplo dessa ferramenta pode ser visualizado através da figura 4.1.

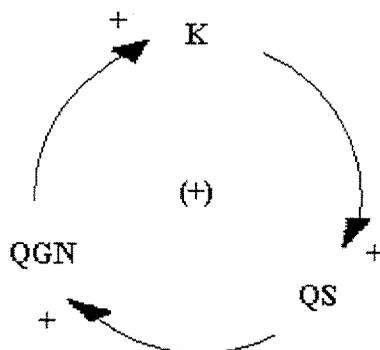


Figura 4.1 - Relação entre o acréscimo de capital fixo e a quantidade demandada de Gás Natural através da estrutura de *Causal-Loop*
Fonte: Elaboração própria baseado em Goodman, 1974.

Neste *causal-loop* K significa a quantidade acrescida de capital fixo em decorrência da quantidade acrescida de investimento (I). Este acréscimo de K implicou um acréscimo da quantidade substituída (QS) de outras fontes de energia concorrentes pelo gás natural. Isto, por sua vez implicou acréscimo da quantidade demandada de gás natural que tem como consequência o acréscimo no investimento em capital fixo K. O sinal (+) no centro do *loop* significa que esta representa uma estrutura de feedback positivo.

Esta estrutura possibilita uma boa visualização das relações em uma fase inicial da construção do modelo. Neste ponto são identificadas as principais variáveis e suas relações positivas (feedback positivo) ou negativas (feedback negativo).

No entanto, em estágios posteriores, os modelos requeriam uma especificidade maior das relações entre seus componentes. Esta necessidade repercutiu no desenvolvimento dos diagramas de fluxo, que supriam as estruturas com precisão e detalhe em relação às taxas de variação, aos níveis das quantidades, além da existência de elementos auxiliares. Um exemplo de diagrama de fluxo pode ser visualizado a seguir através da figura 4.2.

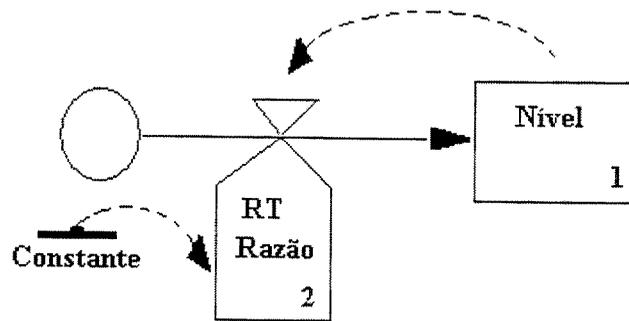


Figura 4.2 - Diagrama de fluxo com *feedback* positivo
Fonte: Elaboração própria baseado em Goodman, 1974.

Essa representação pode ser interpretada, por exemplo, como a expansão da infraestrutura do sistema de gás natural (capital fixo K) devido aos investimentos que são realizados com uma taxa constante e em intervalos de tempo (DT) estabelecidos. As partes desse diagrama significam:

- 1- Nível representa a quantidade de capital fixo K existente no tempo t . Este valor é computado e é adicionado a este o valor a quantidade referente à taxa RT de investimento constante e proporcional ao nível de K . Logo no tempo t_1 o nível é $K+RT.K$. Isto acontece sucessivamente para o período analisado com os valores de K dados para cada DT .
- 2- RT é a razão constante com que são calculados os níveis de K ao longo do período.
- 3- A seta significa o fluxo de uma certa quantidade e
- 4- O círculo representa o estoque da quantidade.

A simulação numérica desse simples problema não requer computação de alto desempenho³⁰ uma vez que os cálculos podem ser feitos até mesmo através de uma calculadora. A necessidade de resolver sistemas cada vez mais complexos, com maior número de variáveis, levou ao desenvolvimento dessas ferramentas com estruturas mais complexas e de fácil manipulação através de softwares com capacidade de modelagem.

A evolução dos softwares tem sido constante e novas versões dos programas surgem a cada dia com implementações que facilitam mais e mais o trabalho do modelador além de

³⁰ Sistemas computacionais com capacidade de resolver problemas com alto padrão de complexidade em poucos segundos.

existir também o aumento da capacidade de cálculo desses programas. Esta evolução pode ser vista através da figura 4.3.

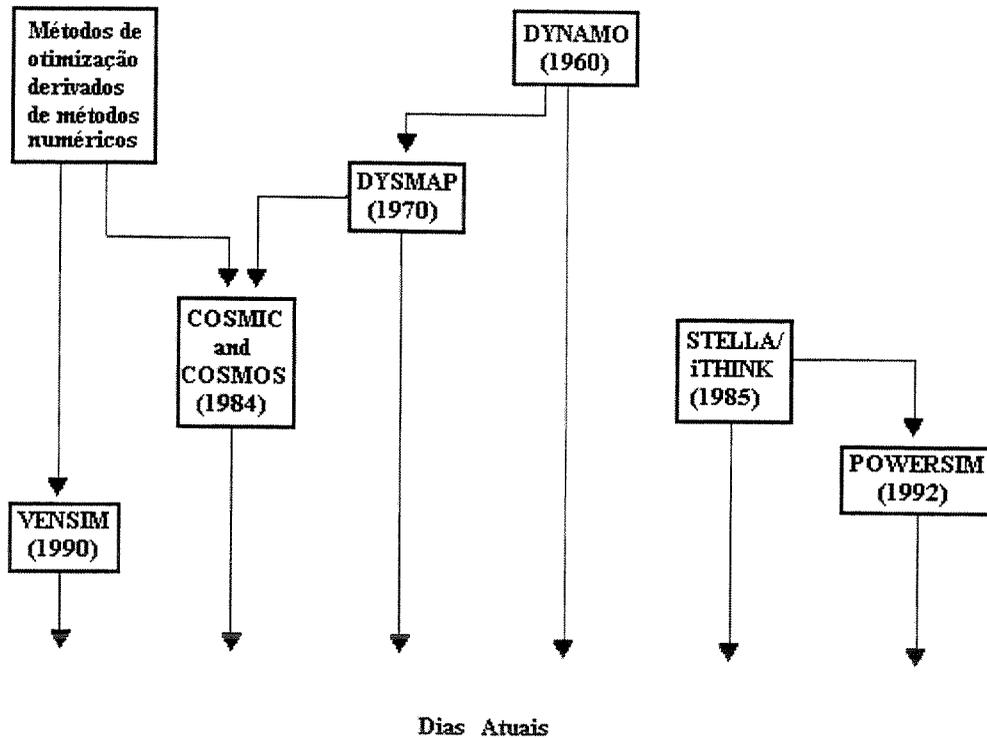


Figura 4.3 - Linhas evolutivas dos softwares de sistemas dinâmicos
Fonte: Elaboração própria baseado em Coyle 1996.

As linhas de evolução mostram os vários softwares desenvolvidos. O software DYNAMO foi o primeiro a aparecer e dele foram derivados os softwares DYSMAP e COSMIC que hoje possuem poucas relações com os softwares inicialmente produzidos. Estes modelos utilizam o conceito de escrever equações através de editor de texto e possuem também suporte gráfico para suporte da modelagem dos sistemas. Os softwares da linha STELLA/Powersim são baseados nos diagramas de fluxo de Forrester e utilizam ícones simbólicos para desenhar os diagramas nos quais muitas das equações são escritas automaticamente.

Cabe ressaltar aqui que a complexidade do mundo real envolve uma inumerável quantidade de grandezas que variam dependentemente ou independentemente entre si ao longo do tempo, estabelecendo estados ou características que refletem a realidade em cada

instante. Assim, surge o primeiro obstáculo em relação à modelagem dos sistemas dinâmicos: identificar quais são as variáveis³¹ mais importantes e as relações entre elas, e quais podem ser descartadas sem prejudicar o poder de análise do sistema. Cabe ressaltar também que a influência do modelador e do analista não pode ser descartada uma vez que cada um tem competências e capacidades diferentes para interpretar a realidade dentro das especificidades de cada questão.

4.2 Formalismo matemático

Um sistema dinâmico é qualquer sistema em que as grandezas (variáveis dependentes) que o descreve evoluem no tempo. Matematicamente, o sistema dinâmico é constituído pelo espaço de estados possíveis para o sistema (espaço de fase)³² e por suas regras de evolução. Estas podem ser equações diferenciais, no caso em que as variáveis são contínuas (representadas por números reais), ou mapeamentos, quando alguma delas é discreta (representadas por números inteiros).

Ogata (1992) caracteriza formalmente um sistema dinâmico:

- Variáveis de estado: menor conjunto de variáveis que determinam o estado de um sistema dinâmico. Se n variáveis $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ são necessárias para descrever completamente³³ o comportamento do sistema dinâmico, então essas n variáveis são um conjunto de variáveis de estado.
- Vetor estado: se n variáveis de estado são necessárias para descrever completamente o comportamento de um dado sistema, então estas n variáveis de estado podem ser consideradas n componentes de um vetor \mathbf{x} , denominado vetor estado. Um vetor estado é então um vetor que determina unicamente o estado do sistema $\mathbf{x}(t)$ para qualquer tempo $t \geq t_0$ desde de que o estado em $t = t_0$ seja dado e os dados de entrada $\mathbf{u}(t)$ para $t \geq t_0$ sejam especificados.

³¹ Algo cuja magnitude pode mudar, ou seja, pode tomar diferentes valores. Exemplos são: preço, volume, lucro, temperatura, investimento etc. Por outro lado, as constantes assumem valores fixos e os parâmetros podem ser representados por símbolos que podem assumir virtualmente qualquer valor.

³² Espaço constituído pelas variáveis que descrevem completamente o sistema. Cada ponto do espaço de fase representa um estado possível para o sistema e por ele passa só uma trajetória. Um pequeno volume nesse espaço representa sistemas com condições iniciais próximas.

³³ Desde de que os dados de entrada sejam dados para $t \geq t_0$ e o estado inicial $t = t_0$ seja especificado, o estado futuro do sistema é completamente determinado.

- Espaço de estados (espaço de fases): um espaço n-dimensional cujos eixos coordenados consistem dos eixos: eixo x_1 , eixo x_2 , ..., eixo x_n . Qualquer estado pode ser representado por um ponto no espaço de estados.
- Equações espaço-estado: a análise dos estados requer a caracterização de três tipos de variáveis que envolvem a modelagem de sistemas dinâmicos: variáveis de estado, variáveis de entrada e variáveis de saída. Assumindo que existe r variáveis de entrada $u_1(t)$, $u_2(t)$, ..., $u_r(t)$ e m variáveis de saída $y_1(t)$, $y_2(t)$, ..., $y_m(t)$ e utilizando as variáveis de estado se pode formular de uma maneira geral as equações que transcrevem um sistema dinâmico.

Assim, um sistema dinâmico pode ser descrito pelas equações 4.1:

$$\begin{aligned}
 \dot{x}_1(t) &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\
 \dot{x}_2(t) &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\
 &\vdots \\
 \dot{x}_n(t) &= f_n(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

O ponto acima das variáveis de estado representa a derivada em relação ao tempo dessas variáveis³⁴ que podem ser descritas em função das outras variáveis de estado, das variáveis de entrada e do tempo. As variáveis de saída também podem ser descritas do mesmo modo.

$$\begin{aligned}
 y_1(t) &= g_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\
 y_2(t) &= g_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\
 &\vdots \\
 y_m(t) &= g_m(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t)
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

As variáveis x , u e y podem ser dadas em termos vetoriais como ilustrado nas equações 4.3, 4.4 e 4.5:

³⁴ Além do ponto em cima da variável a derivada em relação ao tempo também pode ser representada por dx/dt .

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} = \text{vetor estado} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_r(t) \end{bmatrix} = \text{vetor entrada} \quad (4.4)$$

$$\mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} y_1(t) \\ y_2(t) \\ \vdots \\ y_m(t) \end{bmatrix} = \text{vetor saída} \quad (4.5)$$

As funções podem ser descritas por 4.6 e 4.7:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ g_2(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \\ \vdots \\ g_m(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Onde:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (4.8)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (4.9)$$

A equação 4.8 é denominada equação de estado e a equação 4.9 é a equação de saída. Quando os vetores das funções representadas acima envolvem o tempo explicitamente o sistema é tempo-variante.

Se o sistema é um sistema linear³⁵ as equações 4.8 e 4.9 podem ser modificadas como ilustrado nas equações 4.10 e 4.11.

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) \quad (4.10)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t) \quad (4.11)$$

Onde **A** é chamada matriz estado, **B** é a matriz entrada, **C** é matriz saída e **D** é a matriz de transmissão direta.

A figura 4.4 representa o modelo geral dos sistemas dinâmicos.

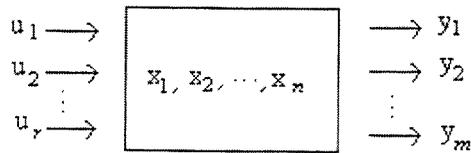


Figura 4.4 - Sistema Dinâmico

³⁵ Caso o sistema consista de equações não lineares estas podem ser linearizadas. Uma técnica bastante utilizada é baseada na expansão da função não linear através da série de Taylor. Ver Ogata 1992.

Capítulo 5

Simulação da dinâmica dos investimentos da renda e do consumo setorial através do *Software Stella Research*

No presente capítulo a quantificação dos investimentos e do potencial de geração de renda serão analisados com base nas previsões do IEA e do MME apresentadas no capítulo 3 para o caso brasileiro.

5.1 A dinâmica dos investimentos

Em relação à necessidade de investimentos para a sustentabilidade do fornecimento de gás natural com base nas previsões, será apresentada em seguida a aplicação da metodologia para o cálculo do fluxo de investimentos (I) necessário a expansão.

A quantia total de investimentos colocados na tabela 3.3 reflete o valor presente, o qual descontado o tempo de implantação dos gasodutos, seria a quantia para obter a rede expandida hoje. Assim, torna-se necessário contabilizar os juros devido a inflação para os diferentes períodos das projeções já que os investimentos são distribuídos ao longo dos períodos. O *Software Stella* permite a realização desses cálculos de maneira simples, além de possuir funções já programadas nas quais as equações são colocadas de maneira implícita. No caso do modelo de investimentos o *software* proporciona uma configuração que facilita o entendimento do problema. O qual pode ser visualizado através da figura 5.1

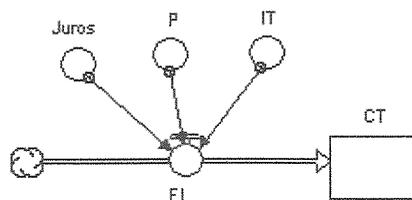


Figura 5.1 – Modelo de investimentos e acréscimo da capacidade de transporte
Legenda: P-período, IT-Investimento total, FI- Fluxo de investimentos, CT- capacidade de transporte e Juros – taxa de juros adotada.
Fonte: Elaboração própria.

A interface gráfica do *software* permite ajustar facilmente o modelo variando os parâmetros e as relações entre as variáveis. Na figura 5.1 FI representa o fluxo de investimentos para o caso da projeção de crescimento da IEA para o período de 2004 a 2020 que depende dos parâmetros investimento total (IT), período (P) e juros.

Adotando o valor total dos investimentos dependente da necessidade de acréscimo na capacidade de transporte de GN em m³/ano para cada uma das projeções e os valores para o gasoduto médio, obtém-se a distribuição anual dos investimentos adicionado o valor dessas quantias no tempo.

A taxa de juros (devido a inflação) adotada para os diferentes períodos das projeções é de 5% ao ano. Considerando esses valores e os dados disponibilizados na tabela 3.3 o modelo da figura 5.1 permite a construção das figuras 5.2 e 5.3 que representam para as projeções IEA 2020 e CT2/MME 2022 o fluxo de investimentos e os respectivos acréscimos da capacidade de transporte de GN.

O acréscimo da capacidade de transporte permite que sejam efetivas as ofertas projetadas de GN. Neste ponto é importante ressaltar a definição de oferta de energia: quantidade de energia que se coloca à disposição para ser transformada e/ou para consumo final. Assim, o acréscimo da capacidade de transporte projetada a cima não se refere ao consumo.

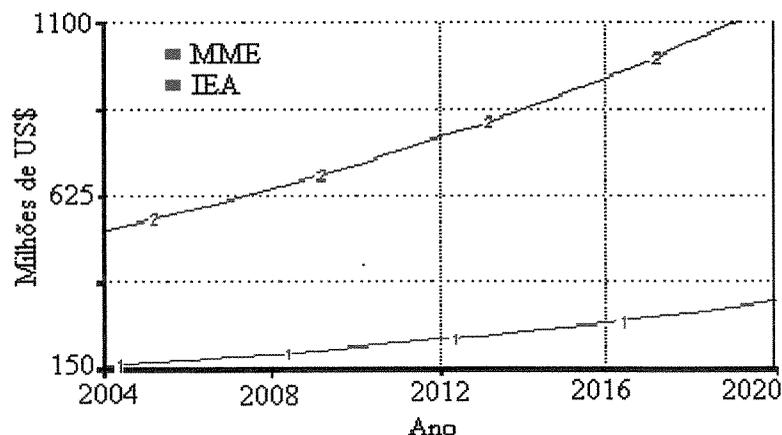


Figura 5.2 – Fluxo de Investimentos – Milhões de US\$/ano. Projeções IEA-2020 – CT2/MME2022.

Os investimentos necessários à efetivação da expansão do sistema de distribuição são da ordem de 0,25% e 1% do PIB para as projeções da IEA e do CT2/MME respectivamente. Os investimentos com base nas projeções da IEA revelam-se mais plausíveis em relação a realidade brasileira. Quantias superiores a US\$ 1 bilhão a partir de 2018 segundo a projeção com base no MME são valores superestimados (figura 5.2).

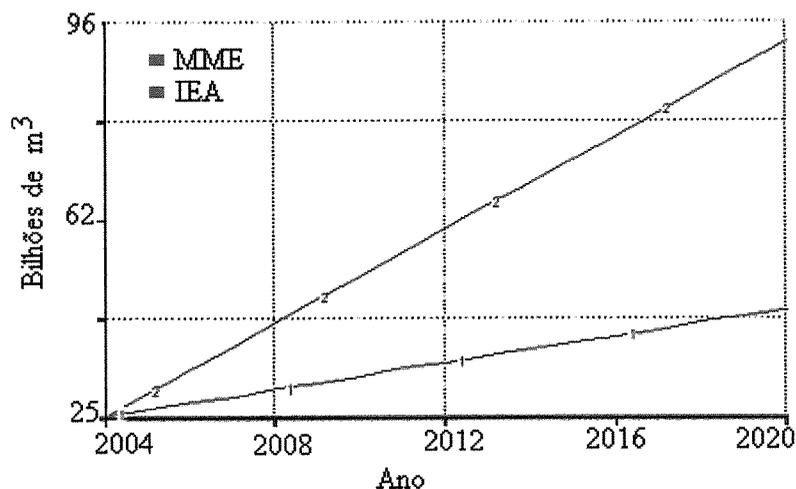


Figura 5.3 – Acréscimo da Capacidade de Transporte - Projeções IEA-2020 – CT2/MME2022. Milhões de m³/ano.

A capacidade de transporte no horizonte das projeções revela números da ordem de grandeza das reservas atuais: uma capacidade de transporte em 2020 equivalente a 40% das reservas atuais segundo as prospectivas com base no MME é um valor expressivo, que indica a questão em relação a taxa ótima de utilização das reservas, o qual deve ser objeto de outro estudo, mais específico. As prospectivas com base na IEA revelaram-se mais plausíveis para o caso brasileiro, uma capacidade de transporte ano em 2020 equivalente a 20% das reservas brasileiras além de representar menor taxa de utilização das reservas, requer aproximadamente quantias menores de investimento, 25% do valor a ser investido segundo as prospectivas do MME.

5.2 A dinâmica da geração de renda para o transportador

A partir do momento em que se efetivou o acréscimo da capacidade de transporte, o que se dará no final de cada ano, será contabilizado o acréscimo da oferta de gás natural (m³/ano). Assim, a renda potencial gerada nesse ponto será devido à comercialização do

gás natural do produtor/transportador para as distribuidoras. Uma parte devido à comercialização de gás natural importado (YGNI) e o restante devido ao nacional (YGNN).

O gás natural importado deverá seguir os preços definidos nos contratos de fornecimento entre as partes³⁶.

Para o cálculo do preço médio do gás natural nacional o trabalho tomará por base o preço (P) do gás natural (*commodity*) mais a média das tarifas de transporte cobradas às distribuidoras locais nos pontos de entrega:

$$P_M = P + \sum_i^n \frac{1}{n} T_n \quad (5.1)$$

Onde:

- P é o preço do gás (*commodity*) na entrada do gasoduto de transporte;
- T_n é a tarifa de transporte para a distribuidora n e;
- n o número de distribuidoras.

Essas duas rendas são contabilizadas em relação aos acréscimos anuais projetados da oferta interna de energia. Em uma etapa posterior o trabalho discorrerá sobre a renda potencial gerada pelo consumo em suas várias desagregações setoriais.

Cabe ressaltar que neste ponto o CT2/MME adotou as mesmas hipóteses da IEA em relação à participação do gás natural nacional (produção brasileira) e importado. Em ambos os casos, a partir de 2005 a importação de gás natural estabiliza-se até 2010 quando começa a cair, voltando a crescer em 2015 quando é esgotado o potencial de geração hidráulica no país.

Esta etapa utiliza-se da equação 5.1 que estabelece a fórmula de calcular o preço médio do GN nacional como descrito anteriormente. Para tanto, são utilizados preços da

³⁶ Todavia, os contratos de transporte de gás natural importado referentes aos trechos em território nacional deverão estabelecer tarifas que estejam de acordo com os critérios que constam da Portaria ANP 169/98 ou da regulamentação vigente.

Petrobrás (anexo 11). O modelo utilizado para contabilizar a dinâmica é ilustrado na figura 5.4.

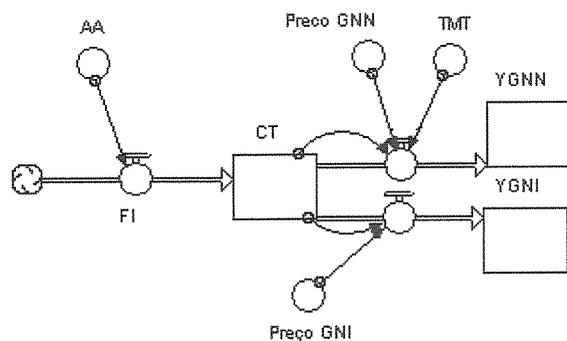


Figura 5.4 – Modelo de geração de renda pela comercialização do gás natural nacional e importado.

Legenda: AA - Acréscimo anual, FI – Fluxo de investimentos, CT - Capacidade de transporte, Preço GNI – preço do gas natural importado, Preço GNN – Preço do gás natural nacional, TMT – Tarifa média de transporte, YGNN- renda gerada com a comercialização do gás natural nacional, YGNI- renda gerada com a comercialização do gás natural importado.

Fonte: Elaboração própria

Estas projeções são relativas as seguintes participações do gás natural na oferta nacional:

- IEA2020 e CT2/2022 – 70% produção nacional e 30% importação.

A figura 5.5 representa essa geração de renda ao longo dos anos.

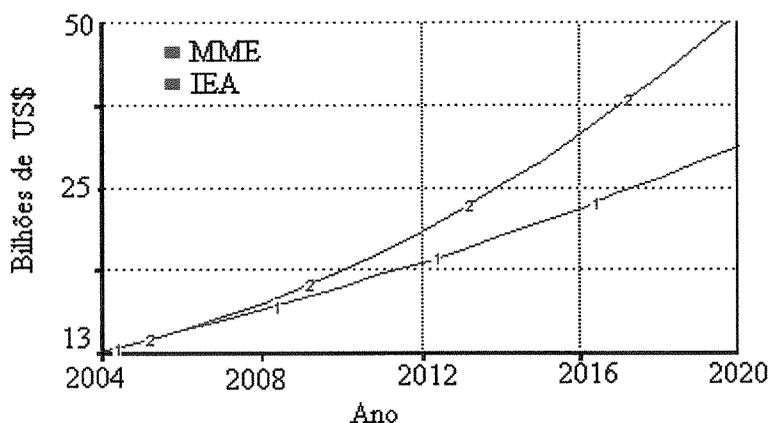


Figura 5.5 - Geração de renda relacionada à comercialização da produção nacional de gás natural segundo prospectivas.

Os valores encontrados para o potencial de geração de renda através da comercialização do gás natural nacional reflete a grandeza desse mercado, representando em 2020 entre 5% e 10% do PIB atual.

Para o cálculo da renda potencial gerada pela comercialização do GN importado o trabalho utilizará os preços da Petrobrás. A figura 5.6 representa essa geração de renda ao longo dos anos contabilizando o valor do dinheiro no tempo.

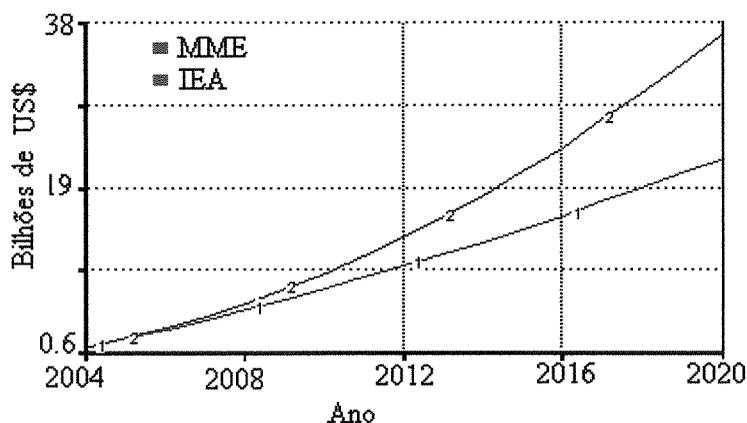


Figura 5.6 - Geração de renda relacionada à comercialização da importação de gás natural segundo prospectivas.

A renda potencial gerada com a comercialização do gás importado reflete o custo potencial para o Brasil com a importação desse energético.

Até este ponto as prospectivas elaboradas têm base nas projeções de longo prazo em relação à oferta total de gás natural para determinar o potencial de expansão do sistema.

5.3 A dinâmica do consumo setorial e da renda das distribuidoras

As projeções baseadas nos cenários elaborados pela IEA consideram constante ao longo do período as partes da produção referentes a reinjeção e a queima de GN nos níveis atuais, próximo a 50%³⁷.

³⁷ Ver anexo 6.

Por outro lado, as projeções baseadas pelo CT2/MME consideram uma drástica redução tanto das reinjeções quanto da queima de GN. O trabalho adotará neste caso a redução como sendo total (80%).

Na seqüência o trabalho analisa o crescimento do consumo setorial de GN segundo as projeções. O início do período de análise é o ano de 2004. Para tanto o trabalho recorre a tendência apresentada até 2003:

- O consumo efetivo em relação à oferta é a multiplicação da oferta projetada por 0,7 (valor do consumo em relação à oferta no ano de 2003). Para as projeções da IEA esse valor é multiplicado por 0,5 (referente ao uso próprio nas refinarias, perdas e reinjeção em poços de petróleo); para as projeções do CT2/MME esse valor é 0,8 (considerando uma redução drástica da perda e das reinjeções).
- A relação entre consumo e oferta³⁸ constante ao longo do período e igual a 70%.
- O setor energético (centros de transformação - geração) para as projeções de 2020 e 2022 apresentará uma participação constante de 40%. Média entre a participação de 2003 (26%) e no horizonte da projeção feita pelo CT2/MME (54%).
- O setor industrial que representou aproximadamente 54% do consumo de GN em 2003 passaria a participar com 19% no horizonte de estudo das projeções. O presente trabalho adotará a participação do setor industrial no consumo de GN constante e igual a 36%.
- Para o setor de transportes o trabalho adotará uma participação constante ao longo das projeções igual a 12%. O que é 20% superior ao efetivo de 2003.
- Para o setor residencial no qual a participação no consumo de GN foi de aproximadamente 1,6% o trabalho adotará uma participação constante de 2% ao longo do período.
- Para o setor comercial que apresentou uma participação de aproximadamente 1,9% no consumo de GN o trabalho adotará uma participação constante de 3%.

A figura 5.7 representa o modelo ilustrado através do software em relação a desagregação referente aos consumo setoriais.

³⁸ Produção nacional líquida mais importação.

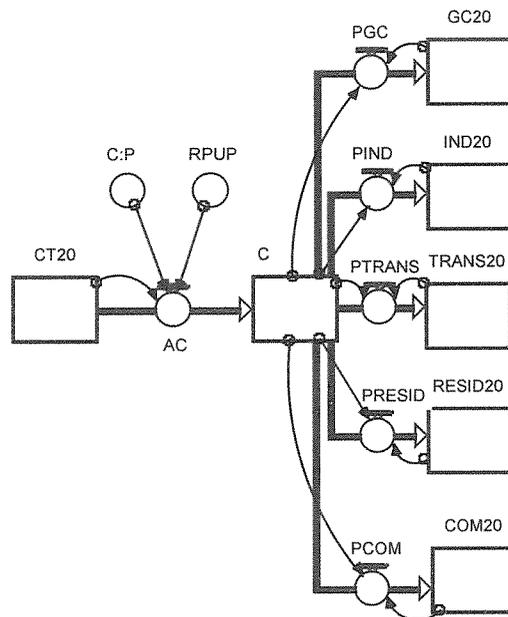


Figura 5.7 – Modelo de desagregação do consumo de gás natural.

Legenda: CT20 – Capacidade de transporte para a projeção da IEA;

C:P – Relação consumo/produção;

RPUP – Reinjeção/Perdas/Usos próprios;

PGC – Participação da geração e cogeração no consumo total;

PIND – Participação do setor industrial no consumo total;

PTRANS – Participação do setor de transportes no consumo total;

PRESID – Participação do setor residencial no consumo total;

PCOM – Participação do setor comercial no consumo total e;

Os quadrados da direita representam a contabilização do consumo ao longo dos períodos.

Fonte: Elaboração própria.

As equações que representam as relações entre as variáveis estão apresentadas no anexo 8.

Os setores listados no modelo representam a quase totalidade do consumo de gás natural. O único setor excluído foi o público, cujo consumo é muito pequeno. Os futuros possíveis do consumo setorial com base nas projeções e nas suposições listadas a cima podem ser observados através da figura 5.8 e 5.9.

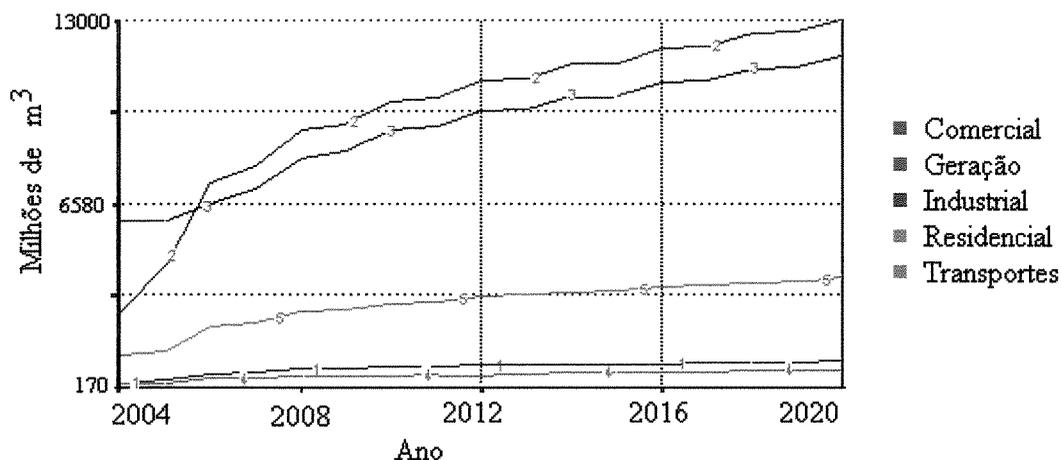


Figura 5.8 – Projeções do consumo setorial.
 Fonte: elaboração própria. Baseado em IEA 2000.

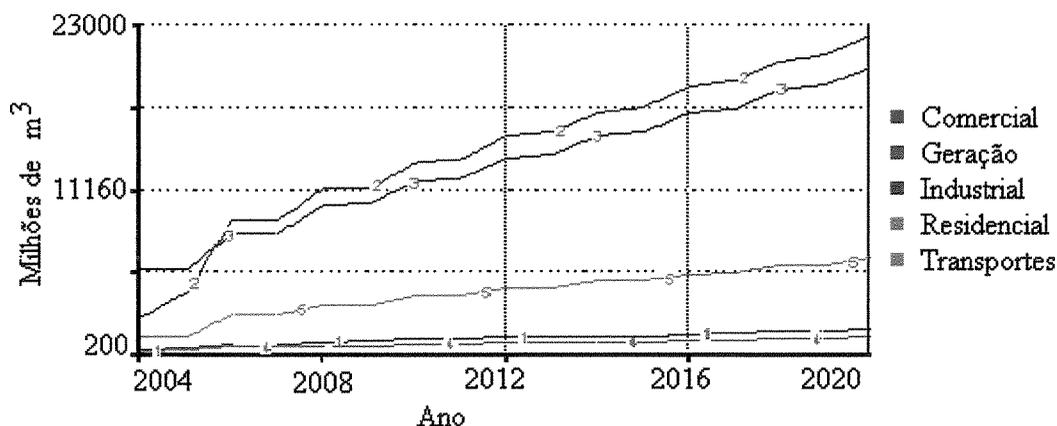


Figura 5.9 – Projeções do consumo setorial.
 Fonte: elaboração própria. Baseado em CT2/MME 2002.

Em ambas as prospectivas o consumo setorial assume um novo líder, o gás natural utilizado para geração de eletricidade ganha maiores proporções devido a impossibilidade de entrada em curto prazo da geração hidráulica. No entanto, o setor industrial revela-se como um segundo pilar seguido do setor de transportes no alavancamento do consumo de gás natural.

A partir dessas projeções de consumo e baseado das tarifas de gás natural canalizado na área de concessão da Comgás³⁹ (Portaria CSPE nº 297, de 28/05/2004, com vigência a partir de 31/05/2004) será contabilizada a renda que pode ser gerada pelas

³⁹ Anexo 9.

distribuidoras ao longo do horizonte de estudos. Os preços não incluem o valor do ICMS (13,6%).

Os preços são separados por bandas de consumo e por segmento. Quanto maior o consumo maior o valor da tarifa fixa (R\$/mês). Esse valor não será considerado. Para o caso do segmento residencial a tarifa variável (R\$/m³) aumenta conforme o aumento do consumo. Para os outros segmentos acontece o contrário, quanto maior o consumo (respeitando os limites das bandas) menor o valor do m³. Os preços médios para cada um dos segmentos são colocados na tabela 5.1. Cotação do dólar adotada - R\$/US\$ 2,714.

Segmento	Geração e Cogeraç	Industr	Residenc	Comercial	Transporte
Preço (US\$/m	0,03	0,41	0,62	0,52	0,43

Tabela 5.1 – Preços adotados para as projeções da renda gerada pelas distribuidoras.
Fonte: Elaboração própria. Baseado em Comgás, 2004.

Maior participação do segmento de geração e cogeração no consumo representa uma diminuição na geração da renda potencial. No entanto, o acréscimo efetivo na participação do segmento industrial e de transportes representa o aumento potencial dessa renda.

As figuras 5.10 e 5.11 permitem a visualização da geração de renda por setor e a renda total em relação ao custo com base no custo do GN mais tarifa de transporte. A renda gerada pelas distribuidoras apenas com a venda do GN (sem considerar a tarifa fixa) representou para as projeções aproximadamente 150% superior ao custo de compra do gás natural.

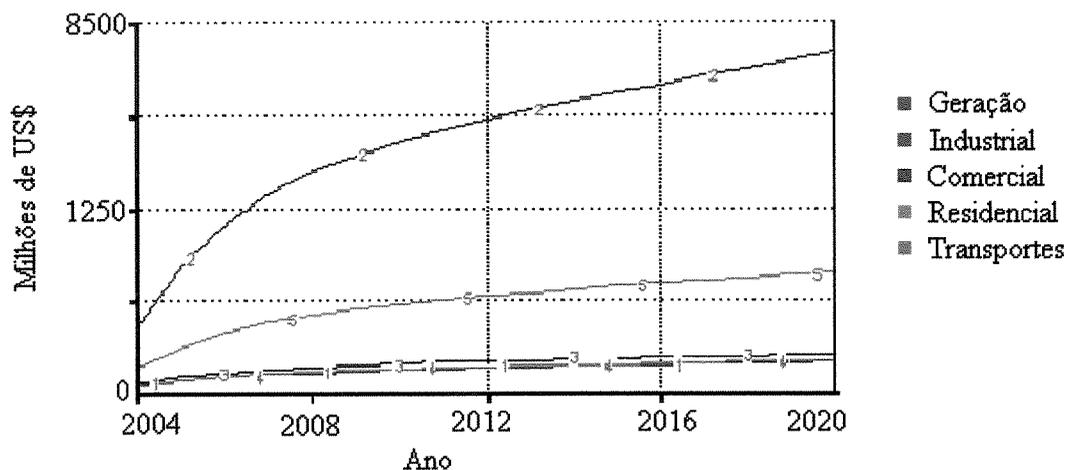


Figura 5.10 – Projeções da renda gerada por setor de consumo.
 Fonte: elaboração própria. Baseado em IEA 2000.

A geração de renda é liderada pelo setor industrial. É o setor em que a relação preço e consumo é a maior. Apesar da geração representar maior volume potencial de consumo, os preços subsidiados refletem o pouco potencial de geração de renda com a comercialização para este setor. O setor de transportes apresenta o segundo maior potencial de geração de renda, o que é alavancado pela produção de veículos que utilizam gás natural veicular.

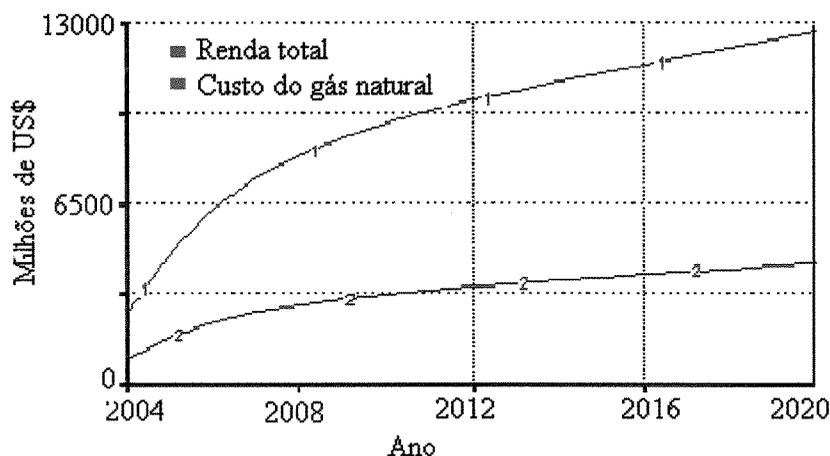


Figura 5.11 – Projeções da renda total em comparação com os custos do GN
 Fonte: elaboração própria. Baseado em IEA 2000.

A figura 5.11 apresenta apenas o potencial de geração de renda com a comercialização e os custos com a compra de gás natural pelas distribuidoras, não são considerados outros custos nem receitas. O potencial de geração de renda pela comercialização do gás natural é aproximadamente a duas vezes superior o custo em

relação a compra do gás dos transportadores, o que reflete o potencial de lucratividade do mercado.

5.4 Conclusões

A contabilização dos investimentos necessários à expansão do sistema de distribuição de GN conforme as projeções revelou que no horizonte dos estudos o Brasil acresceria fortemente a sua rede de distribuição da oferta de gás natural, no entanto os investimentos necessários e a preservação das reservas devem ser avaliados com o objetivo de otimizar essa expansão.

Segundo as projeções mais otimistas (CT2/MME) a efetivação dos investimentos necessários à distribuição da oferta possibilitaria a construção de grandes gasodutos interligando estados e regiões. A interligação da rede Sudeste com a Nordeste, além da interiorização dessa malha para os estados da região central e norte, conectando com o gasoduto Bolívia-Brasil e com os gasodutos da Amazônia também seria viável, através dessas quantias.

As projeções menos otimistas (IEA, 2000) revelaram uma possibilidade de efetivação de gasodutos menores, com capacidade de transporte menor, interconectando estados, cidades ou redes de distribuição próximas ao *city gate*.

A capacidade de transporte anual (365 dias) no horizonte de estudo das projeções (2020) representou para a IEA cerca de 20% das reservas provadas atuais brasileiras (final de 2003) e para o CT2/MME cerca de 40%, 50 bilhões e 100 bilhões de m³, respectivamente.

O potencial de geração de renda com a venda do gás natural indica que sejam tomadas medidas em prol da eficiência energética de maneira a diminuir o *gap* entre a oferta e o consumo de gás natural. Isto possibilita maximizar o uso das reservas e da renda gerada por estas. Além disso, o potencial de geração de renda é fortemente acrescido com a diminuição drástica das perdas e da reinjeção de gás. No caso do gás natural importado, a redução do preço refletiria em acréscimo no consumo devido a maior competitividade dos preços.

O consumo representou, com base nas previsões da IEA e do CT2/MME, 35% e 56% da oferta de gás natural respectivamente. Dentre os setores, a geração representou o maior volume, ultrapassando o setor industrial em 2006 e se estabelecendo com taxas menores de crescimento próximo a 2010, quando entram em operação novas hidrelétricas. Apesar desse consumo, a comercialização pelas distribuidoras de gás natural para a geração e cogeração representa o menor potencial de geração de renda.

O setor de transporte representou um consumo, segundo as projeções da IEA, de aproximadamente 6 bilhões de m³ em 2020. Considerando os preços atuais esse setor representou a segunda maior geração de renda para as distribuidoras, ficando atrás apenas do setor industrial.

Capítulo 6

O caso do Mato Grosso do Sul

6.1 Introdução

A presença do gasoduto Bolívia Brasil (Gasbol) no Estado do Mato Grosso do Sul é o principal fator que favorece o crescimento da participação do gás natural na matriz energética do Estado.

A distribuição do GN nesse caso pode se dar através de gasodutos ou por caminhões que transportam o GN comprimido, chamados de gasodutos virtuais. Para identificar qual das opções deve ser tomada é necessário um estudo da relação custo benefício em ambos casos, o que deve ser objeto de outro estudo.

Considerando a região sul do estado, a distribuição de GN através de um único gasoduto, de 200 km e capacidade de transporte de 10.000.000 m³/dia, a partir do Gasbol, necessitaria de um investimento de aproximadamente US\$ 125.000.000, com base no gasoduto médio citado no capítulo 3.

Primeiramente será realizada uma análise do potencial de substituição do óleo combustível e da lenha por GN nas indústrias. Não serão consideradas as possibilidades de utilização do GN no setor cerâmico e nas unidades fabris do setor sucro alcooleiro. Estes setores representam grande potencial de substituição do bagaço de cana e da lenha respectivamente, no entanto, não fazem parte das indústrias amostradas.

Na segunda parte será analisado o potencial de geração de renda pela distribuidora e o potencial de redução das emissões devido ao consumo nessas indústrias. A partir daí serão simulados mecanismos de incentivo a redução das emissões com base em políticas públicas voltadas para o desenvolvimento sustentável.

6.2 O potencial de substituição de óleo combustível e lenha por gás natural.

As indústrias relacionadas nas tabelas seguintes constituem a amostragem levantada pela pesquisa no eixo de influência do gasoduto Bolívia Brasil, para os quais serão realizadas simulações de substituição dos combustíveis atualmente utilizados por gás natural. As tabelas 6.1 e 6.2 ilustram as indústrias amostradas.

Tabela 6.1 - Consumo de combustível nas indústrias de alimentos e bebidas.

Empresa	Município	Produto	Distância City Gate (km)	Tipo de combustível	Consumo anual
Independência Ltda	Campo Grande	Inteiro/corte/sebo/farinha	10	LR	11520m ³ s
Independência Ltda	Anastácio	Inteiro/corte/sebo/farinha	100	LR	10080m ³ s
Frigorífico Pedra Bonita Ltda	Itaporã	Carne com osso/ carne sem osso/ farinha	230	LN	240m ³ st
Frigorífico Su Ltda	Aparecida d Taboado	Inteiro/corte/sebo/farinha	100	LN	11520m ³ s
Frigorífico Bo Verde Ltda	Rochedo	Carne com osso/ carne sem osso/ farinha	80	LN	20160m ³ s
Frigorífico Frigolope Ltda	Terenos	Carne com osso/ sebo/ farinha	30	LN	34560m ³ s
Friboi Ltda	Campo Grande	Inteiro/corte/sebo/farinha	10	LN	27600m ³ s
Kruger & Cia Ltda	Rio Verde d Mato Gross	Inteiro/corte/sebo/farinha	195	LN	2304m ³ st
Frigorífico Margem Ltda	Coxim	Inteiro/corte/sebo/farinha	250	LN	13800m ³ s
Frigorífico Margem Ltda	Paranaíba	Cortes/sebo/farinha	150	LN	8448m ³ st
Marfrig Frigoríficos e alimentos Ltda	Bataguassu	Inteiro/corte/sebo/farinha	100	LN	13320m ³ s
MF alimento Ltda	Três Lagoas	Inteiro/corte/sebo/farinha	10	LN	11088m ³ s
Qualidade Com Imp. E Esp. Ltda	Campo Grande	Inteiro/corte/sebo/farinha	10	LN	3456m ³ st
Laticínio Aparecida	Aparecida d Taboado	Queijos	100	LN	2000m ³ st
Comércio de carnes Monte Sinai Ltda	Aparecida d Taboado	cortes	100	óleo BPF	242880kg
Saga	São Gabriel	Leite pasteurizado	130	LN	8640m ³ st

Agroindústria	Município	Produto	Quantidade	Tipo de combustível	Consumo anual
Seara Aliment S/A	Sidrolândia	Aves/farinha/óleo animal	70	LN	25200m ³ s
Avipal Ltda	Dourados	Aves/corte/farinha	210	óleo BPF e L	120000kg 5760 m ³ s
Cooperativa Central Oeste Catarinense	São Gabriel do Oeste	Suíno/corte/sebo/farinha	130	LN	5760 m ³ s
Seara Aliment S/A	Dourados	Suíno/corte/embutidos	210	LR	34650 m ³ s
Santos e Soares	Campo Grande	Refrigerantes	10	Óleo BPF	180000kg
Femsa MS S. (bebidas)	Campo Grande	Coca-cola/sabores	10	LN	4800 m ³ s
Fecularia salt Píloã Ltda	Deadápoli	Fécula	230	LN	2016 m ³ s
Bunge Alimentos S/A	Dourados	Óleo e farelo	230	LN	112320 m ³ s
MGT Brasil Ltda	Dourados	Óleo e farelo	230	LN	112320 m ³ s
Coagri Ltda (salgadinhos)	Maracaju	Critz salgadinho/critz cervejero/fubá/soja integral/germe humana germe animal	156	LN	4800 m ³ s

Fonte: Resultados da pesquisa – IEE/USP

Legenda: LN – Lenha Nativa e LR - Lenha de reflorestamento. Óleo BPF – Óleo combustível com baixo ponto de fluidez.

Tabela 6.2 – Consumo de combustível verificado na Indústria de Couros, Peles e Assemelhados.

Empresa	Município	Produto	Distância de City Gate (km)	Tipo de combustível	Consumo anual
Bertim S/A	Rio Brilhante	peles	200	LN	2016 m ³ st
Curtume Induspan Ltda	Campo Grande	peles	10	LN	3744 m ³ st
Curtume Três Lagoas Ltda	Três Lagoas	peles	10	LN	2592 m ³ st
Couro Azul Comércio de Couros Ltda	Campo Grande	peles	10	LN	1152 m ³ st

Fonte: Resultados da pesquisa IEE/USP

Legenda: LN – Lenha Nativa e LR - Lenha de reflorestamento. GLP – Gás Liquefeito de Petróleo.

6.2.1 Equações para as transformações.

O volume de GN (V_g) em m³/mês, que poderá substituir a lenha nativa (L.N.) e a de reflorestamento (L.R.) utilizado em caldeiras é dado pela expressão:

$$V_g = \frac{V_l \times d_l \times PC_{il} \times \eta_l}{PC_{ig} \times \eta_g} \quad (\text{m}^3/\text{mês}) \quad (6.1)$$

Onde:

- Poder calorífico inferior da lenha: $PC_{il} = 3100 \text{Kcal/kg}$;
- Eficiência da caldeira a lenha: $\eta_l = 0,65$;
- Densidade da lenha nativa: $d_{LN} = 300 \text{kg/m}^3 \text{st}$;
- Densidade da lenha reflorestada: $d_{LR} = 390 \text{kg/m}^3 \text{st}$;
- Poder calorífico inferior do GN: $PC_{ig} = 8800 \text{kcal/m}^3$;
- Eficiência da caldeira a GN: $\eta_g = 0,90$;

Substituindo os valores na expressão acima, tem-se:

- Para caldeira a L.N., $V_g = 76,3258 \times V_{LN} (\text{m}^3/\text{mês})$;
- Para caldeira a L.R., $V_g = 99,2235 \times V_{LR} (\text{m}^3/\text{mês})$;

Onde:

- V_{LN} = Volume em $\text{m}^3 \text{st/mês}$ da lenha nativa consumida;
- V_{LR} = Volume em $\text{m}^3 \text{st/mês}$ da lenha reflorestada consumida;

O volume de GN que poderá substituir o óleo combustível BPF (Baixo Ponto de Fluidez) utilizado nas caldeiras é dado pela fórmula:

$$V_{go} = \frac{m_o \times PC_{io} \times \eta_o}{PC_{ig} \times \eta_g} \quad (\text{m}^3/\text{mês}) \quad (6.2)$$

Onde:

- Massa de óleo BPF consumido: $m_o = (\text{kg/mês})$;
- Eficiência da caldeira a óleo: $\eta_o = 0,85$;
- Poder calorífico inferior do óleo BPF (7A) $PC_{io} = 9.620 \text{kcal/kg}$;
- Poder calorífico inferior do GN: $PC_{ig} = 8800 \text{kcal/m}^3$;
- Eficiência da caldeira a GN: $\eta_g = 0,90$.

Assim, V_{go} será dado por:

- $V_{go} = 1,0324 \times m_o (\text{m}^3/\text{mês})$;

6.2.2 Termodinâmica e substituição

Tabela 6.3 – Condições termodinâmicas de operação das caldeiras.

Nº de Indústrias	Tipo de Combustível	Consumo Mensal	Pressão kgf/cm ²	Temperatura (em °C)	Tipo de indústria
1	BPF	20240kg	8	170	gado
11	LN	12208m ³ st	9 a 6	160 a 180	gado
2	LR	1800 m ³ st	8	170	gado
1	LN	480 m ³ st	10	180	suíno
1	LR	2888 m ³ st	10	180	suíno
1	LR/BPF	1500 m ³ st 10000kg	6	160	frango
1	LN	2100 m ³ st	10	180	frango
1	LN	400 m ³ st	8	170	refrigerante
1	BPF	15000kg	8	170	refrigerante
2	LN	886 m ³ st	12	200	laticínio
3	LN	19120 m ³ st	8	170	óleo/salgadinho
1	LN	168 m ³ st	Fornalha	-	óleo/salgadinho
4	LN	792 m ³ st	7 a 9	170 a 180	peles/couro

Conforme pode ser visto na tabela 6.4, todas indústrias pesquisadas que empregam caldeiras no setor de alimentos e bebidas, na área de beneficiamento da carne animal (gado, frango e suíno) utilizam vapor com pressão de 8 kgf/cm² e temperatura de 170° C (vapor quase saturado). Somente a indústria de laticínios emprega vapor superaquecido à temperatura e pressão mais elevadas.

Caldeiras que operam a GN são mais modernas e permitem uma melhora significativa na qualidade e confiabilidade dos produtos, condição cada vez mais exigida pelos órgãos fiscalizadores e pelo próprio mercado interno e externo, cujas exigências se estendem ainda mais, abrangendo normas e regulamentos como os da ISSO 9.000 – Qualificação de processos, ISSO 14.000 – Processos ambientalmente corretos, e ISSO 18.000 – Processos socialmente corretos.

Considerou-se que o óleo combustível (BPF) consumido é o óleo 7A (Alto teor de Enxofre), com PCi = 40.211 kJ/kg (9.620 kcal/kg), conforme planilha da BR Distribuidora de 08/11/95.

Substituindo os valores condensados na tabela 6.4 nas expressões 6.1 e 6.2, obtém-se o volume de gás natural necessário para deslocar os diversos combustíveis hoje empregados pelas indústrias amostradas. Os resultados são indicados nas tabelas 6.5.

Tabela 6.4 – Consumo mensal de GN em substituição aos combustíveis utilizados nas indústrias amostradas.

Combustível	Consumo Mensal	Nº de Industrias	Volume GN empregado na substituição
BPF	45240 kg	3	46.705 m ³ /mês
LN	36154 m ³ st	24	2.759.483 m ³ /mês
LR	6188 m ³ st	3	613.995 m ³ /mês

6.3 A Dinâmica da Geração de Renda

Adotando os seguintes valores:

- Preço do GN importado: US\$0,127/m³;
- Preço de revenda adotado pela distribuidora para as indústrias amostradas igual a US\$0,41/m³ (preço médio para o setor industrial segundo tabela da Congas de 2004);
- Consumo anual de GN crescente com taxa de 4% ao ano (considerando as substituições dos equipamentos e caldeiras de óleo BPF, lenha nativa e de reflorestamento completamente efetivadas para o consumo de GN em 2005);
- Período de análise com início em 2005 e fim em 2020;
- Volume de GN consumido em 2004 pelas indústrias amostradas: 41 milhões de m³.

A figura 6.1 ilustra o modelo da dinâmica da geração de renda com base nos valores adotados acima.

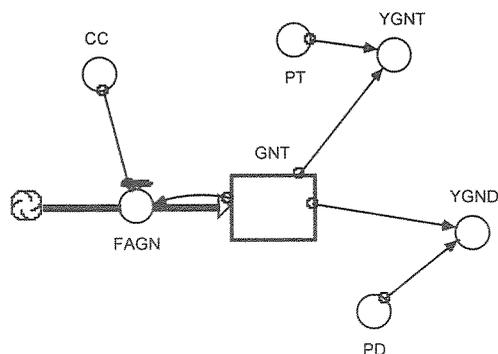


Figura 6.1 – Modelo que representa a dinâmica da geração de renda para o caso das indústrias amostradas

Fonte: Elaboração própria.

Legenda: CC – Crescimento Anual do consumo; FAGN – Fluxo Anual de GN; GNT – Contabilização do GN transportado; PT – Preço praticado pelo transportador; PD – Preço praticado pelo Distribuidor; YGNT – Renda gerada pelo Transportador ao longo do período e YGND – Renda gerada pelo Distribuidor ao longo do período.

A figura 6.2 ilustra a contabilização da possível geração de renda.

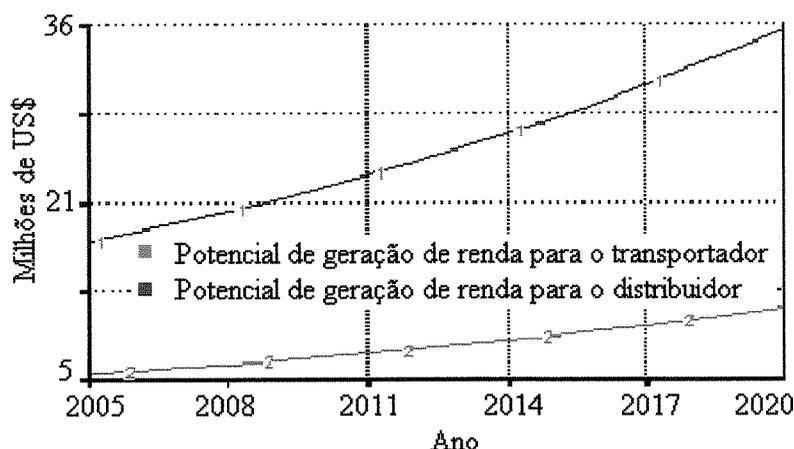


Figura 6.2 – Renda potencial para o caso das indústrias amostradas

A simulação não considera os custos de manutenção da rede de distribuição seja ela real ou virtual. Por outro lado, também não considera as tarifas fixas cobradas pelas distribuidoras dos consumidores industriais.

A contabilização do potencial de geração de renda pelo distribuidor de gás natural para as indústrias amostradas revela a dificuldade em relação aos investimentos. A renda gerada pelo distribuidor no horizonte das projeções, maior valor, é de aproximadamente 25% do valor estimado para construção do gasoduto (superdimensionado) descrito na introdução do capítulo.

6.4 As Emissões de CO₂

Inicialmente, deve-se converter as unidades referentes ao consumo apresentado pelas indústrias amostradas para a tonelada equivalente de petróleo (tep):

- Para o consumo de lenha a unidade adotada foi m³st (metros cúbicos estere). Uma tonelada de lenha é igual a 0,306 tep. Assim, para a lenha nativa, com densidade de 300kg/m³st, tem-se:

$$300\text{kg} = 1\text{m}^3\text{st, logo: } 1\text{t} = 3,33 \text{ m}^3\text{st}$$

Assim,

$$1\text{tep} = 10,89 \text{ m}^3\text{st de lenha nativa (6.3)}$$

Para a lenha de reflorestamento, o valor da densidade adotado é de 390kg/m^3 , então:

$$390\text{kg} = 1\text{m}^3\text{st, logo: } 1\text{t} = 2,56\text{kg/m}^3\text{st}$$

Assim,

$$1\text{tep} = 8,36 \text{ m}^3\text{st de lenha de reflorestamento (6.4)}$$

- No caso do consumo de óleo BPF a unidade adota foi o kg. Adotando a densidade do óleo igual 1013 kg/m^3 e a equivalência de 1m^3 de óleo igual a 0,946 tep, tem-se:

$$1013 \text{ kg} = 1 \text{ m}^3, \text{ logo: } 1013 \text{ kg} = 0,946 \text{ tep}$$

Assim,

$$1 \text{ tep} = 1070,8 \text{ kg de óleo BPF (6.5)}$$

Considerando o consumo anual de GN de 41 milhões de m^3 e o fator de conversão do GN seco em 10^3 para o tep médio igual a 0,857, obtém-se um consumo de GN de 35137 tep/ano.

Aplicando os valores, encontrados na tabela 6.5, referentes ao consumo anual nas expressões 6.3, 6.4, e 6.5 e considerando o consumo de GN em substituição total aos combustíveis em tep; e os valores referentes aos fatores de conversão em tep para as emissões de CO_2 listados na tabela 3.5, obtém-se a tabela 6.6.

Tabela 6.5 – Emissões de CO_2 pela industrias amostradas.

Combustível	Consumo Anual em tep	Fatores de conversão (toneladas de CO_2 /tep)	Emissão de CO_2 em toneladas
óleo BPF	507	3,32	1683
LN	39.839	4,70	187.243
LR	8882	4,70	41.745
GN	35137	2,41	84.680

Assim, ao substituir completamente o uso dos combustíveis nas 30 indústrias amostradas, que emitem um total de 230.671 toneladas de CO_2 por ano, por GN reduz-se às emissões de CO_2 em aproximadamente 146.000 toneladas ano.

6.4.1 A dinâmica das emissões

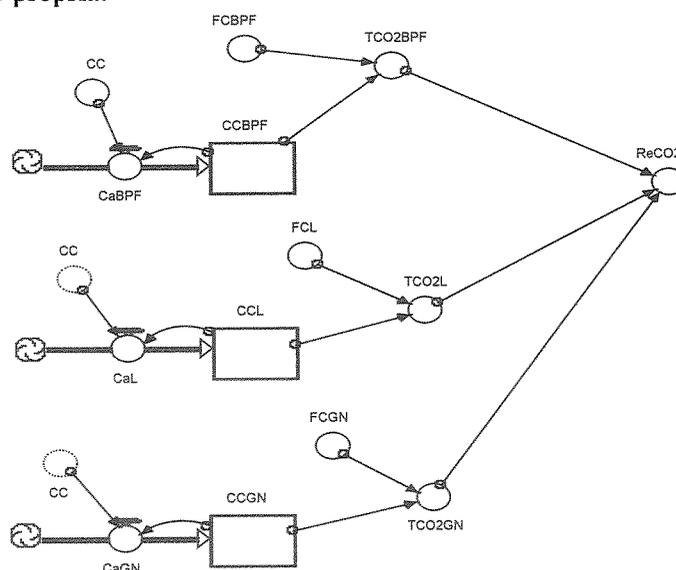
A quantia de CO₂ que pode ser evitada na atmosfera conforme as projeções dos possíveis comportamentos das emissões indica as direções que podem ser tomadas em relação aos mecanismos de taxação das emissões e também das políticas que devem ser adotadas em relação ao mercado de crédito de carbono.

Os comportamentos das emissões refletem o consumo dos variados combustíveis, cada qual implicando uma dinâmica de emissões diferente conforme a variação de seu consumo. Para simular o potencial de redução das emissões devido à participação dos combustíveis em questão nas indústrias amostradas serão adotadas as seguintes considerações:

- Início do período de análise em 2005 e fim em 2020;
- Crescimento do consumo dos combustíveis nas indústrias amostradas com taxa de 4% ao ano;
- Substituição total dos equipamentos e caldeiras que utilizam lenha e óleo por GN a partir de 2005.
- Participação total ora dos combustíveis utilizados nas indústrias da amostra, ora do GN.

A figura 6.3 ilustra o modelo que contabiliza a dinâmica das emissões.

Figura 6.3 – Modelo que ilustra a contabilização das emissões e seu potencial de redução.
Fonte: Elaboração própria.



Legenda: CaBPF – Consumo anual de óleo BPF;

CaL – Consumo anual de lenha;
 CaGN- Consumo anual de GN;
 CC – Crescimento do consumo;
 CCBPF – Contabilização do consumo de óleo BPF;
 CCL – Contabilização do consumo de lenha; CCGN – Contabilização do consumo de GN;
 FCBPF – Fator de conversão para o óleo PBF;
 TCO2BPF- Toneladas de CO₂ emitidas pelo consumo de BPF;
 FCL - Fator de conversão para a lenha;
 TCO₂L – Toneladas de CO₂ emitidas pelo consumo de lenha;
 FCGN – Fator de conversão para o GN;
 TCO2GN – Toneladas de CO₂ emitidas pelo consumo de GN; e
 ReCO2 – Redução da emissão de CO₂.

A figura 6.4 ilustra os resultados da simulação para as emissões da lenha nativa, da lenha de reflorestamento e do óleo combustível; além do potencial de redução implicado pela substituição do GN para as 30 indústrias amostradas.

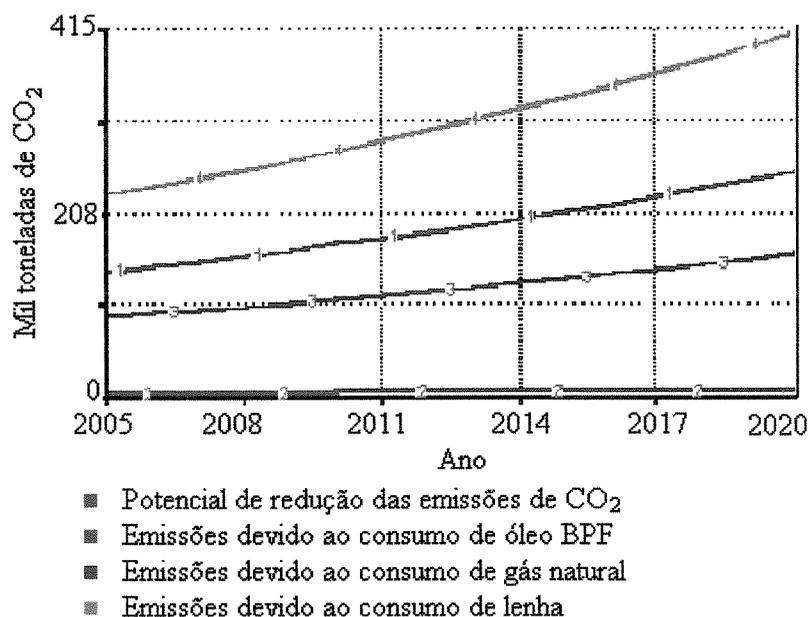


Figura 6.4 – Dinâmica das emissões

As emissões de CO₂ são drasticamente reduzidas ao considerar a substituição principalmete da lenha por gás natural. Ao longo das projeções existe a possibilidade de reduzir as emissões em aproximadamente 3 milhões de toneladas de CO₂.

Capítulo 7

Conclusões

Existe a necessidade de projetar a matriz energética periodicamente. Segundo as duas previsões colocadas no texto, os primeiros anos (2 anos no caso do CT2/MME e 4 para a IEA) não refletiram o crescimento previsto, sendo que para efetivação desse crescimento ao longo do período é necessário uma forte expansão do consumo de gás natural.

Ao longo do período das projeções, a geração de renda devido à comercialização do gás natural para as distribuidoras, mostrou que é viável a partir dessas quantias suprir a necessidade de investimentos para o acréscimo da capacidade de transporte. Em 2020, segundo as previsões do CT2/MME a necessidade de investimento seria de aproximadamente US\$ 1,3 bilhões enquanto a renda gerada seria de aproximadamente US\$ 50 bilhões. Em relação às projeções da IEA esses valores seriam de US\$ 0,35 bilhões e US\$ 33 bilhões respectivamente.

Em relação à geração de renda devido à comercialização do gás natural pelas distribuidoras, os setores que apresentaram maiores quantias potenciais foram o setor industrial e o setor de transportes. No horizonte de estudos esses valores representaram US\$ 8 bilhões e US\$ 0,8 bilhões respectivamente.

A geração de eletricidade representou a maior necessidade de consumo de gás natural, ultrapassando o consumo industrial por volta de 2006. Mas, por se tratar da sustentabilidade do fornecimento de energia elétrica e da quantia utilizada, o gás natural é vendido a preços reduzidos.

Nesta etapa, de geração de renda pelas distribuidoras pode ser estudada com mais detalhe, no estudo não foi considerada a tarifa fixa cobrada dos consumidores dos vários setores nem os valores do ICMS. Identificar quais mecanismos devem ser adotados, com o

objetivo de acrescer os benefícios públicos a partir da renda privada seria objeto de outro estudo.

Em relação ao estudo do potencial de substituição do óleo combustível e da lenha nas 30 indústrias amostradas no Estado do Mato Grosso do Sul, verificou-se um valor anual de aproximadamente 41 milhões de m³ de GN necessários a essa substituição.

Ao realizar a análise do potencial de redução das emissões, verificou-se que ao substituir completamente o uso dos combustíveis nas 30 indústrias amostradas, que emitem um total de 230.671 toneladas de CO₂ por ano, por gás natural, reduz-se às emissões de CO₂ em aproximadamente 146.000 toneladas ano.

Assim, ao longo do período de simulação, existe a possibilidade de reduzir as emissões em aproximadamente 3 milhões de toneladas de CO₂. Considerando a comparação entre a substituição ou não do óleo BPF e da lenha pelo GN a partir de 2005 até o horizonte da simulação em 2020.

Ao considerar que essas substituições de equipamentos e caldeiras levem um tempo de 5 anos para se efetivarem, essa redução de emissão cai para aproximadamente 930 mil toneladas de CO₂.

A expansão do sistema de distribuição de GN viabiliza tanto uma maior eficiência no consumo de energia quanto nas aplicações deste uso, aumentando a competitividade dos produtos e reduzindo o número de produtos rejeitados, quando comparado principalmente com o consumo de lenha. No entanto, a introdução de uma cultura de uso do GN tem como principal barreira a grande diferença de preços entre esses energéticos, aliado ao desconhecimento do GN como fonte de energia e a necessidade de investimentos tanto na trocas dos equipamentos, quanto na infraestrutura de distribuição dessa fonte de energia.

Assim, na amostragem sob enfoque, constituída de 30 empresas, estima-se que se houvesse a substituição total dos combustíveis atualmente empregados, e suas respectivas caldeiras, por equipamentos mais eficientes a GN, seriam necessários 3,420183 milhões de m³/mês para abastecer essas indústrias. O que resulta em um valor anual de aproximadamente 41 milhões de m³ de gás natural.

A simulação da renda potencial gerada tanto pela venda do GN pela transportadora, quanto pela revenda pela distribuidora, segundo os valores adotados, revela a dificuldade de investir no gasoduto (US\$ 125 milhões) necessário para a distribuição do GN na região das indústrias amostradas. A recuperação do valor investido sem considerar os demais custos reflete em um período mínimo de 5 anos para essa recuperação. Além da evasão de uma expressiva quantia com a compra do GN importado.

A completa contabilização dos custos permite uma maior sensibilidade da possível geração de renda para os próximos anos e assim, um maior embasamento na tomada de decisões e na formulação de mecanismos que viabilizem a continuidade dos investimentos, por exemplo, a obrigatoriedade das empresas distribuidoras investirem parte de seus lucros na ampliação das redes de distribuição, inclusive para locais com requerimento de energia.

Referências Bibliográficas

Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro. CB-25 “Sistemas de Gestão da Qualidade”.

Alveal, C. & Pinto Júnior, H.Q., 1997. Modos de Organização e Regulação da Indústria de Hidrocarbonetos: Formas de Transição e Introdução de Pressões Competitivas. Projeto IPEA/SEST, IE/UFRJ, Rio De Janeiro, 64 P.

ANP (2001). Agência Nacional do Petróleo. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. 1ª Edição, Rio De Janeiro, ANP, 209 P.

_____. (2003a). Agência Nacional do Petróleo Boletim mensal do Gás Natural. Dezembro; Rio de Janeiro: <http://www.anp.gov.br>

_____. (2003b). Agência Nacional do Petróleo, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e Gás Natural 2003, Rio de Janeiro, Brasil.

_____. (2003c). Agência Nacional do Petróleo. SEE – Superintendência de Estudos Estratégicos. Rio de Janeiro, Brasil.

Bentley, Arthur. *The Process of Government*. 1ª edição. Evanston. Ill: Principia Press. 1949.

Brasil. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, 2002, 2003.

_____. Plano de Longo Prazo – Projeção da Matriz Energética Brasileira 2022. Comitê Técnico da Matriz Energética (Ct2), Conselho Nacional de Política Energética. Sumário Executivo. Brasília, 2002.

Close, C. M., Frederick, D. K. *Modeling and Analysis of Dynamic Systems*. Boston: Houghton Mifflin Company, 1978.

CONPET (1996). Gás Natural, Informações Técnicas, Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e Gás Natural, Ministério das Minas e Energia.

Coyle, R.G. *Management System Dynamics*. Chichester: John Wiley & Sons, 1979.

Domar, E. D. Capital Expansion, Rate of Growth, and Employment. *Econometrica*, pp. 137-147, 1946.

Dornbusch, R; & Fischer, S. *Macroeconomia*. 2ª Edição. São Paulo: Makron, McGraw-Hill, 1991.

Forrester, J.W. *Industrial Dynamics*. MIT Press, Cambridge Ma. 1961.

GASENERGIA, “Banco de mapas”, 2003.

<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/bancomapas/bancomapas.jsp>

Gitman, L. F., 2002, “*Técnicas de Análise de Orçamentos de Capital: Certeza, Risco e Alguns Aprimoramentos*”. Editado por Castiglia, M.P., Princípios de Administração Financeira, 2 Ed., Capítulo 9, São Paulo, Brasil, Ed. Harbra Ltda.

Greiner, A.; Semmler, W. Externalities of investment, education and economic growth. *Economic Modelling*, v.19, pp709-724, 2002.

Guerra, S, M,G; Melo, C. A. O Papel das Condições dos Fatores na Estruturação do ‘Diamante Gasífero’ Brasileiro. X Congresso Brasileiro de Energia, 2004, v.3, pp 1745-1753.

Hoeller, P.et al. *Economics and the Environment: a Survey of Issues and Policy Options*, OECD Economic Studies, Paris, 1991.

International Energy Agency. *World Energy Outlook 2000*. Paris, France, November 2000, p.207-223; 406-408.

- Jannuzzi, G. M. *“Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado”*. Campinas, SP: Editora Autores Associados, 2000.
- Juris, A., 1999. *The Emergence of Markets in The Natural Gas Industry*. Policy Research Working Paper, Private Sector Development Department, World Bank Washington, D.C.
- Kaplan, S. 1983. *Energy Economics. Quantitative Methods for Energy and Environmental Decisions*. New York: McGraw-Hill.
- Margueron, M.V.L. *Processo de Tomada de Decisão sob Incerteza em Investimentos Internacionais na Exploração & Produção de Petróleo: Uma Abordagem Multicritério*. Rio de Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal Do Rio De Janeiro, 2003, 191p. Tese (Mestrado).
- Martin, J.M. *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: Editora Unesp, 1992. 135p.
- Meadows, D. L. *et al Dynamics of Growth in a Finite World*, Wright-Allen Press, 1974.
- Montes, P. M. F. *O Potencial do Consumo de Gás Natural pelo Setor Industrial no Brasil*. Rio De Janeiro: Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio De Janeiro, 2000, 382 p. Tese (Mestrado).
- Neiva, J., 1999. *Conheça O Petróleo*. 6ª Edição, Rio De Janeiro, Editora Expressão e Cultura, 187p.
- Ogata, Katsuhico. *System Dynamics*. 2nd ed. Prentice Hall, Englewood Clifs, New Jersey. Pp 286-290, 1992.
- Petroleum Economist. World Gas Yearbook 1998.
- Pires, M.C.P., 2000. *Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: Uma Análise Contratual*. Dissertação De Mestrado em Economia, IE/UFRJ, Rio De Janeiro, 119 P.

- Pinto Junior, H.Q., 1998 *Regulação da Indústria de Gás Natural: A Experiência Internacional e o Novo Modo de Organização Industrial no Brasil*. Projeto MARE/CAPES, IE/UFRJ, Rio De Janeiro, 53 P.
- Reis, M. M. *Custos Ambientais Associados À Geração Elétrica: Hidrelétricas X Termelétricas A Gás Natural*. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001, 200 p. Tese (Mestrado).
- Rodrigues, P. (2003). *Barreiras à Maior Participação do Gás na Matriz Energética Brasileira e Desafios Futuros*. COPPE/UFRJ, Rio De Janeiro, Brasil. Tese de MSc.
- Rodrigues, A.P; Faria, V.C.S., 2001, “A Introdução de Competição nas Indústrias de Rede: O Caso do Livre Acesso aos Gasodutos Brasileiros”. II Congresso Brasileiro das Agências Reguladoras. Trabalho N.º 023, São Paulo, Outubro, 15 P.
- Solow, R. M. A Contribution to the Theory of Economic Growth. *Quarterly Journal of Economics*, pp65-94, 1956.
- Trebing, H. M., 1996, *Analyzing Public Utilities As Infrastructure In A Holistic Setting- The New Challenge For Public Policy*. In: Sichel & Alexander. (Org.), *Networks Infrastructure And The New Task For Regulation*. Michigan, The University Of Michigan Press, Pp 61-71.
- Truman, David. *The Governmental Process*. 1ª edição. New York. Alfred A. Knopf. 1958.
- Varian, H. R.. *Microeconomia – Princípios Básicos*. 2 Ed. Rio De Janeiro; Campus. (1997).
- Viscusi, W. Kip Et Al., 2000, *Economics Of Regulation And Antitrust*. Third Edition, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press, 864 P.
- Wolstenholme, E.F. *System Enquiry*. Chichester: John Wiley & Sons, 1990.

Anexos

Anexo 1 – Reservas provadas de gás natural até o final de 2003.

Proved reserves	At end 1983	At end 1993	At end 2002	At end 2003			R/P ratio
	Trillion cubic metres	Trillion cubic metres	Trillion cubic metres	Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	
USA	5.61	4.55	5.23	184.8	5.23	3.0%	9.5
Canada	2.61	2.23	1.66	58.7	1.66	0.9%	9.2
Mexico	2.18	1.97	0.42	14.7	0.42	0.2%	11.4
Total North America	10.40	8.75	7.32	258.2	7.31	4.2%	9.5
Argentina	0.68	0.52	0.66	23.4	0.66	0.4%	16.2
Bolivia	0.13	0.12	0.81	28.7	0.81	0.5%	*
Brazil	0.10	0.19	0.24	8.7	0.25	0.1%	24.3
Colombia	0.11	0.21	0.12	4.0	0.11	0.1%	18.6
Peru	0.03	0.33	0.25	8.7	0.25	0.1%	*
Trinidad & Tobago	0.32	0.24	0.73	26.0	0.74	0.4%	28.7
Venezuela	1.56	3.69	4.18	146.5	4.15	2.4%	*
Other S. & Cent. America	0.25	0.24	0.22	7.7	0.22	0.1%	*
Total S. & Cent. America	3.18	5.54	7.22	253.7	7.19	4.1%	60.6
Azerbaijan	n/a	n/a	1.37	48.4	1.37	0.8%	*
Denmark	0.10	0.13	0.08	3.3	0.09	0.1%	11.8
Germany	0.32	0.20	0.22	7.3	0.21	0.1%	11.7
Italy	0.25	0.33	0.22	7.8	0.22	0.1%	16.0
Kazakhstan	n/a	n/a	1.90	67.1	1.90	1.1%	*
Netherlands	1.94	1.88	1.57	58.8	1.67	0.9%	28.6
Norway	0.47	1.76	2.12	86.9	2.46	1.4%	33.5
Poland	0.09	0.16	0.12	4.1	0.12	0.1%	28.9
Romania	0.23	0.45	0.31	11.0	0.31	0.2%	24.6
Russian Federation	n/a	n/a	47.00	1659.1	47.00	26.7%	81.2
Turkmenistan	n/a	n/a	2.90	102.4	2.90	1.6%	52.6
Ukraine	n/a	n/a	1.11	39.2	1.11	0.6%	62.6
United Kingdom	0.71	0.63	0.63	22.2	0.63	0.4%	6.1
Uzbekistan	n/a	n/a	1.85	65.3	1.85	1.1%	34.5
Other Europe & Eurasia	36.37	58.10	0.46	16.3	0.46	0.3%	43.4
Total Europe & Eurasia	40.48	63.62	61.86	2199.0	62.30	35.4%	60.8
Bahram	0.22	0.16	0.09	3.0	0.09	*	8.8
Iran	14.05	20.70	26.69	942.2	26.69	15.2%	*
Iraq	0.82	3.10	3.11	109.7	3.11	1.8%	*
Kuwait	1.04	1.49	1.56	55.0	1.56	0.9%	*
Oman	0.17	0.20	0.95	33.4	0.95	0.5%	57.3
Qatar	3.40	7.07	25.77	909.6	25.77	14.7%	*
Saudi Arabia	3.54	5.25	6.65	235.7	6.65	3.8%	*
Syria	0.10	0.23	0.30	10.6	0.30	0.2%	47.6
United Arab Emirates	3.05	5.80	6.06	213.9	6.06	3.4%	*
Yemen	-	0.43	0.48	16.9	0.48	0.3%	*
Other Middle East	†	†	0.05	1.8	0.05	*	*
Total Middle East	26.38	44.43	71.69	2531.8	71.72	40.8%	*
Algeria	3.53	3.70	4.52	159.7	4.52	2.6%	54.6
Egypt	0.20	0.60	1.66	62.0	1.76	1.0%	70.4
Libya	0.64	1.29	1.31	46.4	1.31	0.7%	*
Nigeria	1.37	3.68	5.00	176.4	5.00	2.8%	*
Other Africa	0.55	0.75	1.19	42.1	1.19	0.7%	*
Total Africa	6.29	10.01	13.68	486.5	13.78	7.8%	97.5
Australia	0.50	0.56	2.55	30.0	2.55	1.4%	76.9
Bangladesh	0.31	0.30	0.34	12.0	0.34	0.2%	27.8
Brunei	0.22	0.40	0.35	12.4	0.35	0.2%	28.3
China	0.75	1.03	1.75	64.4	1.82	1.0%	53.4
Indonesia	0.46	0.72	0.75	30.1	0.85	0.5%	28.4
Malaysia	1.19	1.82	2.56	90.3	2.56	1.5%	35.2
Myanmar	1.40	1.83	2.48	84.9	2.41	1.4%	45.0
Pakistan	0.25	0.27	0.36	12.8	0.36	0.2%	52.6
Papua New Guinea	0.51	0.64	0.76	26.5	0.75	0.4%	35.5
Thailand	-	0.55	0.43	15.1	0.43	0.2%	*
Vietnam	0.10	0.17	0.44	15.4	0.44	0.2%	22.3
Other Asia Pacific	-	0.11	0.23	8.1	0.23	0.1%	76.7
Total Asia Pacific	0.26	0.36	0.39	13.7	0.39	0.2%	32.9
TOTAL WORLD	5.95	8.73	13.38	475.6	13.47	7.7%	43.4
of which: European Union 15	3.44	3.24	2.79	101.8	2.88	1.6%	14.1
OECD	15.23	14.70	15.05	546.5	15.48	8.8%	14.2
Former Soviet Union	36.00	57.80	56.40	1990.7	56.40	32.1%	78.0

* Over 100 years.

† Less than 0.05.

* Less than 0.05%.

n/a not available.

Notes:

Proved reserves of natural gas – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

Reserves-to-production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of the year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that level.

Source of data – The estimates in this table have been compiled using a combination of primary official sources and third-party data from Cadigaz, the OPEC Secretariat and Oil & Gas Journal. The reserves figures shown do not necessarily meet the United States Securities and Exchange Commission definitions and guidelines for determining proved reserves nor necessarily represent BP's view of proved reserves by country.

Anexo 2- Consumo de gas natural de cada país de 1993 a 2003.

Consumption											Change	2003	
Billion cubic metres	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003 over 2002	share of total
USA	597.9	611.6	638.0	649.6	653.2	642.2	644.3	669.7	640.1	661.9	629.8	-4.9%	24.3%
Canada	76.8	78.8	80.2	85.3	83.8	85.0	83.1	83.0	82.8	85.6	87.4	2.2%	3.4%
Mexico	26.5	27.0	28.1	28.6	32.3	35.4	37.4	38.5	39.0	42.7	45.4	6.3%	1.8%
Total North America	701.2	717.4	746.3	763.4	769.3	762.6	764.8	791.2	762.0	790.2	762.6	-3.5%	29.4%
Argentina	23.5	24.3	27.0	31.0	28.5	30.5	32.4	33.2	31.2	30.3	34.6	14.2%	1.3%
Brazil	4.5	4.5	4.8	5.5	6.0	6.3	7.1	9.3	11.7	14.4	15.9	10.4%	0.6%
Chile	1.6	1.7	1.6	1.7	2.8	3.3	4.6	5.2	6.3	6.5	7.0	7.4%	0.3%
Colombia	4.2	4.2	4.4	4.7	5.9	6.2	5.2	5.9	6.1	6.1	6.0	-2.0%	0.2%
Ecuador	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	-	-
Peru	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.5	18.3%	-
Venezuela	23.3	24.7	27.5	29.7	30.8	32.3	27.4	27.9	29.6	28.4	29.4	3.4%	1.1%
Other S. & Cent. America	6.8	7.3	7.3	8.2	8.5	10.0	11.3	11.9	13.6	14.4	16.0	10.7%	0.6%
Total S. & Cent. America	64.5	67.1	73.1	81.4	82.9	89.1	88.5	94.0	99.1	100.8	109.5	8.7%	4.2%
Austria	6.4	6.5	6.8	7.3	7.7	7.6	7.7	7.3	7.8	7.7	8.6	11.3%	0.3%
Azerbaijan	8.7	8.1	8.0	5.9	5.6	5.2	5.6	5.4	7.8	7.8	8.0	2.5%	0.3%
Balarus	15.6	13.6	12.3	13.0	14.8	15.0	15.3	16.2	16.1	15.9	16.4	3.1%	0.6%
Belgium & Luxembourg	11.0	10.8	11.8	13.1	12.5	13.8	14.7	14.9	14.6	14.8	16.0	8.0%	0.6%
Bulgaria	4.1	4.1	5.0	5.2	4.1	3.5	3.0	3.3	3.0	2.9	2.9	-	0.1%
Czech Republic	5.9	6.3	7.3	8.4	8.5	8.5	8.6	8.3	8.9	8.6	9.0	4.3%	0.3%
Denmark	2.8	3.0	3.5	4.1	4.4	4.6	5.0	4.9	5.1	5.1	5.2	1.1%	0.2%
Finland	2.8	3.1	3.2	3.3	3.2	3.7	3.7	3.7	4.1	4.0	4.5	11.2%	0.2%
France	32.3	30.9	32.9	36.1	34.6	37.0	37.7	39.7	41.7	41.7	43.8	5.1%	1.7%
Germany	66.4	67.9	74.4	83.6	79.2	79.7	80.2	79.5	82.9	82.6	85.5	3.6%	3.3%
Greece	0.1	+	+	+	0.2	0.8	1.4	1.9	1.9	2.0	2.3	13.6%	0.1%
Hungary	9.0	9.4	10.2	11.4	10.8	10.9	11.0	10.7	11.9	11.9	13.0	8.7%	0.5%
Iceland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Republic of Ireland	2.4	2.4	2.6	3.0	3.1	3.1	3.3	3.8	4.0	4.1	4.1	-0.1%	0.2%
Italy	46.8	45.3	49.9	51.5	53.2	57.2	62.2	64.9	65.0	65.6	71.7	9.3%	2.8%
Kazakhstan	13.0	10.3	10.8	9.0	7.1	7.3	7.9	9.7	10.1	11.1	12.6	13.3%	0.5%
Lithuania	1.7	2.0	2.3	2.5	2.6	2.3	2.4	2.7	2.8	2.9	3.1	8.2%	0.1%
Netherlands	37.9	36.9	37.8	41.7	39.1	38.7	37.9	39.2	39.1	40.0	39.3	-1.9%	1.5%
Norway	2.7	2.9	2.9	3.2	3.7	3.8	3.6	4.0	3.8	4.0	4.3	8.5%	0.2%
Poland	9.0	9.2	9.9	10.6	10.5	10.6	10.3	11.1	11.5	11.2	12.5	11.3%	0.5%
Portugal	-	-	-	-	0.1	0.8	2.3	2.4	2.6	2.8	3.0	7.8%	0.1%
Romania	25.2	24.2	24.0	24.2	20.0	18.7	17.2	17.1	18.6	17.2	18.4	7.3%	0.7%
Russian Federation	416.0	390.9	377.8	375.9	350.4	364.7	363.6	377.2	372.7	388.9	405.8	4.3%	15.7%
Slovakia	5.2	5.0	5.7	6.2	6.3	6.4	6.4	6.5	6.9	7.2	7.1	-1.9%	0.3%
Spain	6.5	7.2	8.3	9.3	12.3	13.1	15.0	16.9	18.2	20.8	23.8	14.4%	0.9%
Sweden	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	-0.3%	0.1%
Switzerland	2.2	2.2	2.4	2.6	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	5.9%	0.1%
Turkey	5.0	6.5	6.8	9.0	9.4	9.9	12.0	14.1	16.0	17.4	21.0	20.8%	0.8%
Turkmenistan	9.3	10.2	8.0	10.0	10.1	10.3	11.3	12.6	12.9	13.2	14.6	10.6%	0.6%
Ukraine	92.9	81.3	76.2	82.5	74.3	68.8	73.0	73.1	70.9	70.1	67.5	-3.6%	2.6%
United Kingdom	64.2	66.1	70.5	82.1	84.5	87.9	92.5	96.8	96.3	95.1	95.3	0.2%	3.7%
Uzbekistan	40.7	41.3	42.4	43.3	45.4	47.0	49.3	47.1	51.1	52.4	47.2	-10.0%	1.8%
Other Europe & Eurasia	16.1	13.9	13.8	13.5	14.7	14.6	12.9	13.1	14.8	13.4	13.8	2.8%	0.5%
Total Europe & Eurasia	962.7	922.2	926.3	976.4	935.6	959.1	980.5	1011.8	1024.5	1046.1	1084.1	3.6%	41.8%
Iran	26.6	31.8	35.2	38.9	47.1	51.8	58.4	62.9	70.2	79.2	86.4	1.5%	3.1%
Kuwait	5.4	6.0	9.3	9.3	9.3	9.5	8.6	9.6	9.5	8.0	8.3	3.8%	0.3%
Qatar	13.5	13.5	13.5	13.7	14.5	14.8	14.0	9.7	11.0	11.1	11.6	4.5%	0.4%
Saudi Arabia	40.0	42.8	42.9	44.4	45.3	46.8	46.2	49.8	53.7	56.7	61.0	7.6%	2.4%
United Arab Emirates	19.6	21.7	24.8	27.2	29.0	30.4	31.4	31.4	32.3	36.4	37.5	2.9%	1.4%
Other Middle East	13.9	14.9	16.1	17.3	19.6	20.5	21.5	22.1	23.0	22.6	23.9	5.5%	0.9%
Total Middle East	119.0	130.6	141.8	150.7	164.9	173.7	180.1	185.4	199.6	214.1	222.7	4.0%	8.6%
Algeria	18.6	19.6	21.0	21.6	20.2	20.9	21.3	19.8	20.5	20.2	21.4	5.9%	0.8%
Egypt	9.7	10.4	11.0	11.3	11.6	12.0	14.3	18.3	21.5	22.7	24.6	8.5%	0.9%
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Africa	11.6	11.9	12.8	14.3	14.4	14.9	15.3	17.0	17.1	18.8	20.7	10.5%	0.8%
Total Africa	39.9	41.9	44.8	47.2	46.1	47.7	50.9	55.2	59.1	61.7	66.8	8.3%	2.6%
Australia	18.5	19.6	20.4	20.7	21.4	22.4	23.2	23.6	24.0	25.2	26.3	4.5%	1.0%
Bangladesh	6.1	6.6	7.4	7.6	7.6	7.8	8.3	10.0	10.7	11.4	12.2	6.9%	0.5%
China	16.2	16.6	17.7	17.7	19.3	19.3	21.4	24.5	27.8	29.6	32.8	10.6%	1.3%
China Hong Kong SAR	-	-	+	1.7	2.6	2.5	2.7	2.5	2.5	2.4	1.5	-35.7%	0.1%
India	15.9	16.6	19.6	20.7	23.0	24.7	25.9	26.9	27.2	28.7	30.1	4.8%	1.2%
Indonesia	24.1	27.3	30.1	32.2	31.9	27.8	31.8	32.3	33.5	34.5	35.6	3.2%	1.4%
Japan	56.3	60.3	61.2	66.1	65.1	69.5	74.6	76.2	79.0	71.9	76.5	6.5%	3.0%
Malaysia	13.0	13.6	13.7	17.8	16.7	17.4	16.1	24.3	25.8	26.8	28.4	6.1%	1.1%
New Zealand	4.7	4.4	4.2	4.7	5.1	4.5	5.2	5.5	5.7	5.5	4.6	-16.2%	0.2%
Pakistan	12.2	13.3	14.6	15.4	15.6	16.0	17.3	18.9	19.9	20.6	21.1	2.5%	0.8%
Philippines	-	+	+	+	+	+	+	+	0.1	1.8	2.7	52.4%	0.1%
Singapore	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.7	4.5	4.9	5.3	8.6%	0.2%
South Korea	6.4	8.5	10.2	13.5	16.4	15.4	18.7	21.0	23.1	25.7	26.9	4.7%	1.0%
Taiwan	3.1	4.0	4.3	4.5	5.1	6.4	6.2	6.9	7.4	8.5	8.7	2.1%	0.3%
Thailand	8.4	9.5	10.0	11.8	14.6	15.9	17.4	20.5	22.5	24.4	26.6	9.1%	1.0%
Other Asia Pacific	3.1	3.3	3.4	3.7	4.2	4.5	4.8	4.9	5.0	5.2	6.1	17.6%	0.2%
Total Asia Pacific	189.3	205.2	218.2	239.7	250.1	255.4	275.1	299.6	318.9	327.0	345.5	5.7%	13.3%
TOTAL WORLD	2076.6	2064.3	2152.6	2258.8	2248.9	2287.7	2339.8	2437.2	2463.1	2539.8	2591.0	2.0%	100.0%
of which: European Union 15	290.3	280.9	302.4	336.1	334.8	345.2	364.3	376.6	383.9	387.2	403.9	4.3%	15.6%
OECD	1106.5	1132.6	1150.0	1256.0	1263.9	1276.1	1305.5	1351.7	1339.6	1386.7	1370.6	0.1%	52.9%
Former Soviet Union	609.0	567.0	547.0	553.9	519.1	529.4	536.2	551.9	553.1	569.9	582.7	2.3%	22.5%
Other EMEs	361.2	384.7	415.6	448.9	466.0	482.1	498.2	533.7	570.5	601.2	637.8	6.1%	24.6%

¹Less than 0.05%.

²Less than 0.05%.

Notes: The difference between these world consumption figures and the world production statistics on

Anexo 3 – Dutos de transporte de gás natural de produção nacional segundo a malha 2003

Malha	Dutos de transporte			
	Denominação do duto	Início de operação	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Total				2.507,0
Malha CE / RN / PB / PE / AL				1.009,6
	Guamaré-Cabo	1986	12	424,0
	Pilar-Cabo	...	12	203,6
	Guamaré-Pecém	1998 e 2000	12 / 10	382,0
Malha SE/BA				346,4
	Atalaia-Catu	1974	14	230,0
	Santiago-Camaçari I	1975	14	32,0
	Santiago-Camaçari II	1992	18	32,0
	Candeias-Camaçari	1981	12	37,0
	Candeias - Dow Química	n/d	14	15,4
Malha ES				146,0
	Lagoa Farda-Aracruz	1983	8	38,0
	Aracruz-Vitória	1984	8	62,0
	Serra-Viana	1997	8	46,0
Malha RJ/SP/MG				1.005,0
	Cabiúnas-Reduc	1982	16	183,0
	Reduc-Regap	1996	16	357,0
	Reduc-Esvol	1986	18	95,2
	Esvol-Tevol	1986	14	5,5
	Esvol-São Paulo	1988	22	325,7
	RBPC-Capuava	1993	12	37,0
	RBPC-Comgás	1993	12	1,5
	Betim-Ibiritã	2002	12	0,1

Fonte: ANP/SCG, conforme a Portaria ANP n.º 170/98.

Nota: Todos os dutos listados são operados pela Petrobras/Transpetro, exceto o Gasoduto Candeias - Dow Química, este operado pela Nova Transportadora do Nordeste - NTN.

Anexo 4 – Dutos de transporte de gás natural importado segundo a malha 2003

Dutos de transporte de gás natural importado - 2003					
Dutos	Status	Participação acionária	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade projetada (milhões m ³ /d)
Total				3.465,0 (total) 2.900,0 (em operação)	44,8 (total) 35,3 (em operação)
Bolívia - Brasil ¹	Em operação	Gaspetro (51%); BBPP Holdings (29%); Transredes (12%); Enron (4%); Shell (4%)	Trecho Norte: 24 a 32 Trecho Sul: 16 a 24	Trecho Norte: 1.418 Trecho Sul: 1.165	30
Lateral Cuiabá	Em operação	Enron (50%); Shell (37,5%); Transredes (12,5%)	18	267	2,8
Uruguaiana - Porto Alegre ²	Parcialmente em operação	Gaspetro (25%); Totalfina Gas and Power Brazil (25%); Ipiranga (20%); Repsol YPF (15%); TEGAS N.V. (15%)	24	Trecho (1): 25 Trecho (2): 565 Trecho (3): 25	12

Fonte: ANP/SCG, conforme a Portaria ANP n.º 170/98.

Notas: 1. O trecho norte do Gasoduto Bolívia-Brasil corresponde ao segmento entre Corumbá e Guararema, enquanto o trecho sul corresponde ao segmento entre Guararema e Cancos.

2. O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre possui 3 trechos: Trecho (1) - Fronteira até o ponto de entrega de Uruguaiana (em operação); Trecho (2) - Uruguaiana até Porto Alegre (em construção); e Trecho (3) - Copesul até Porto Alegre (em operação).

Fonte: ANP 2003

Anexo 5 - Capacidade nominal de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras – dezembro/2003.

Tabela 1

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal de processamento de gás natural	
			mil m ³ /d ¹	%
Total			39.070,0	100,0
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.400,0	6,1
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	6,4
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	5,1
URGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	3.000,0	9,0
UPGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	620,0	1,6
URL-Cabiúnas	Macaé (RJ)	2002	4.950,0	12,7
UPGN-Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0	1,2
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0	3,8
UPGN-Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0	7,4
UPGN-Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0	4,9
UPGN-Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0	4,6
UPGN-Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.950,0	7,6
UPGN-Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0	0,9
UPGN-Guamaré	Guamaré (RN)	1985	2.200,0	5,6
UPGN-Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	5,1
UPGN-LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0	0,9
UPGN-Urucu	Coari (AM)	1993	700,0	1,8
UPGN-Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	15,4

Fonte: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

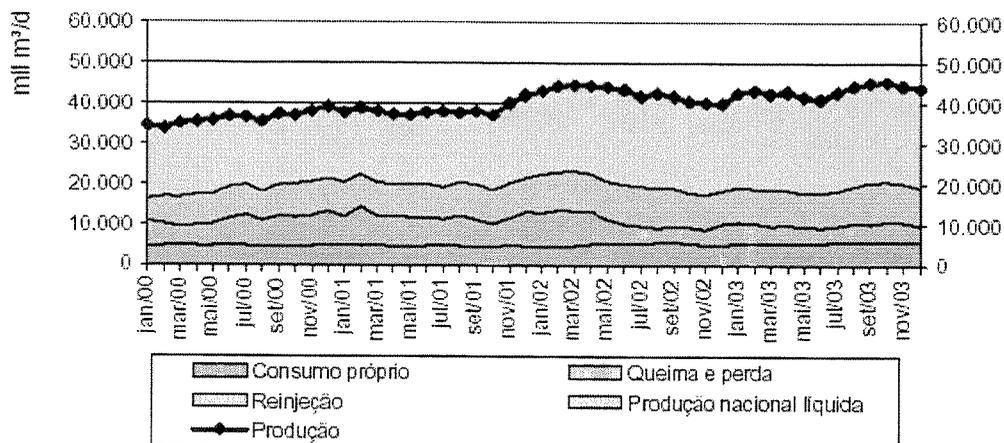
¹ Volume no estado gasoso.

Tabela 2 - Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural, segundo unidades produtoras em construção.

Unidades produtoras em construção	Município (UF)	Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural	
		mil m ³ /d	%
Total		7.950,0	100,0
URL-Cabiúnas	Macaé (RJ)	4.950,0	62,3
UPGN-Urucu III	Coari (AM)	3.000,0	37,7

Fonte: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

Anexo 6 – Diferença entre a produção total e líquida de gás natural no caso brasileiro.



Anexo 7 – Equações utilizadas no modelo de renda gerada pela comercialização do GN nacional e importado.

$$CT20(t) = CT20(t - dt) + (FI20 - N20 - I20) * dt$$

$$INIT CT20 = 25951.5 * 10^6$$

INFLOWS:

$$FI20 = AA20$$

OUTFLOWS:

$$N20 = 0.7 * CT20 * (Preco_GNN + TMT) / 1000000$$

$$I20 = 0.3 * CT20 * Preço_GNI / 1000000$$

$$CT22(t) = CT22(t - dt) + (FI22 - N22 - I22) * dt$$

$$INIT CT22 = 25951.5 * 10^6$$

INFLOWS:

$$FI22 = AA22$$

OUTFLOWS:

$$N22 = 0.7 * CT22 * (Preco_GNN + TMT) / 1000000$$

$$I22 = 0.3 * CT22 * Preço_GNI / 1000000$$

$$YGNI20(t) = YGNI20(t - dt) + (I20) * dt$$

$$INIT YGNI20 = 988$$

INFLOWS:

$$I20 = 0.3 * CT20 * Preço_GNI / 1000000$$

$$YGNI22(t) = YGNI22(t - dt) + (I22) * dt$$

$$INIT YGNI22 = 988$$

INFLOWS:

$$I22 = 0.3 * CT22 * Preço_GNI / 1000000$$

$$YGNN20(t) = YGNN20(t - dt) + (N20) * dt$$

$$INIT YGNN20 = 1393$$

INFLOWS:

$$N20 = 0.7 * CT20 * (Preco_GNN + TMT) / 1000000$$

$$YGNN22(t) = YGNN22(t - dt) + (N22) * dt$$

$$INIT YGNN22 = 1393$$

INFLOWS:

$$N22 = 0.7 * CT22 * (Preco_GNN + TMT) / 1000000$$

$$AA20 = 1218.1875 * 10^6$$

$$AA22 = 4319.1666 * 10^6$$

$$Preço_GNI = 127 / 1000$$

$$Preco_GNN = 68 / 1000$$

$$TMT = 8.7 / 1000$$

Anexo 8 – Equações utilizadas no modelo de desagregação do consumo de gás natural

$$C(t) = C(t - dt) + (AC - PGC - PIND - PTRANS - PRESID - PCOM) * dt$$
$$INIT C = 10901000000$$

INFLOWS:

$$AC = CT20 * RPUP * C : P$$

OUTFLOWS:

$$PGC = (0.4 * C) - GC20$$

$$PIND = (0.36 * C) - IND20$$

$$PTRANS = (0.12 * C) - TRANS20$$

$$PRESID = (0.02 * C) - RESID20$$

$$PCOM = (0.03 * C) - COM20$$

$$COM20(t) = COM20(t - dt) + (PCOM) * dt$$

$$INIT COM20 = 206000000$$

INFLOWS:

$$PCOM = (0.03 * C) - COM20$$

$$COM22(t) = COM22(t - dt) + (PCOM_2) * dt$$

$$INIT COM22 = 206000000$$

INFLOWS:

$$PCOM_2 = (0.03 * C_2) - COM22$$

$$CT20(t) = CT20(t - dt) + (FI - AC) * dt$$

$$INIT CT20 = 25951.5 * 10^6$$

INFLOWS:

$$FI = AA$$

OUTFLOWS:

$$AC = CT20 * RPUP * C : P$$

$$CT22(t) = CT22(t - dt) + (FI1 - AC_2) * dt$$

$$INIT CT22 = 25951.5 * 10^6$$

INFLOWS:

$$FI1 = AA!$$

OUTFLOWS:

$$AC_2 = CT22 * C : P_2 * RPUP_2$$

$$C_2(t) = C_2(t - dt) + (AC_2 - PGC_2 - PIND_2 - PTRANS_2 - PRESID_2 - PCOM_2) * dt$$

$$INIT C_2 = 10901000000$$

INFLOWS:

$$AC_2 = CT22 * C : P_2 * RPUP_2$$

OUTFLOWS:

$$PGC_2 = (0.4 * C_2) - GC22$$

$$PIND_2 = (0.36 * C_2) - IND22$$

$$PTRANS_2 = (0.12 * C_2) - TRANS22$$

$$PRESID_2 = (0.02 * C_2) - RESID22$$

$$PCOM_2 = (0.03 * C_2) - COM22$$

$$GC20(t) = GC20(t - dt) + (PGC) * dt$$

INIT GC20 = 2739000000

INFLOWS:

PGC = (0.4*C)-GC20

GC22(t) = GC22(t - dt) + (PGC_2) * dt

INIT GC22 = 2739000000

INFLOWS:

PGC_2 = (0.4*C_2)-GC22

IND20(t) = IND20(t - dt) + (PIND) * dt

INIT IND20 = 5882000000

INFLOWS:

PIND = (0.36*C)-IND20

IND22(t) = IND22(t - dt) + (PIND_2) * dt

INIT IND22 = 5882000000

INFLOWS:

PIND_2 = (0.36*C_2)-IND22

RESID20(t) = RESID20(t - dt) + (PRESID) * dt

INIT RESID20 = 172000000

INFLOWS:

PRESID = (0.02*C)-RESID20

RESID22(t) = RESID22(t - dt) + (PRESID_2) * dt

INIT RESID22 = 172000000

INFLOWS:

PRESID_2 = (0.02*C_2)-RESID22

TRANS20(t) = TRANS20(t - dt) + (PTRANS) * dt

INIT TRANS20 = 1168000000

INFLOWS:

PTRANS = (0.12*C)-TRANS20

TRANS22(t) = TRANS22(t - dt) + (PTRANS_2) * dt

INIT TRANS22 = 1168000000

INFLOWS:

PTRANS_2 = (0.12*C_2)-TRANS22

AA = 1218.1875*10^6

AA! = 4319.1666*10^6

C:P = 0.7 C:P_2 = 0.7 RPUP = 0.5

RPUP_2 = 0.8

Anexo 9 – Preços praticados pela Comgas.

Tarifas de Gás Natural Canalizado

Área de Concessão da Comgás

Portaria CSPE nº 297, de 28/05/2004, com vigência a partir de 31/05/2004.

Segmento Residencial - Região Metropolitana de São Paulo

		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Banda	Classe m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0 - 0	10,24	-	11,64	-
2	0,01 a 8,00 m ³	10,24	0,769411	11,64	0,874331
3	8,01 a 17,00 m ³	10,71	2,000115	12,17	2,272858
4	17,01 a 40,00 m ³	11,53	2,464328	13,10	2,800373
5	Acima 40,00 m ³	11,53	2,647854	13,10	3,008925

Nota de Faturamento: Os encargos variáveis são aplicados em cascata e o encargo fixo é aplicado na banda de consumo.

Segmento Comercial - Região Metropolitana de São Paulo

		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Banda	Classe m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0 - 0	16,48	-	18,73	-
2	0,01 a 50,00 m ³	16,48	2,008660	18,73	2,282568
3	50,01 a 150,00 m ³	26,78	1,802660	30,43	2,048477
4	150,01 a 500,00 m ³	47,37	1,666189	53,83	1,893397
5	500,01 a 2.000,00 m ³	108,15	1,544617	122,90	1,755247
6	2.000,01 a 3.500,00 m ³	498,52	1,349461	566,50	1,533478
7	3.500,01 a 50.000,00 m ³	1.869,45	0,958061	2.124,38	1,088706
8	Acima de 50.000,00 m ³	4.959,44	0,896262	5.635,73	1,018480

Segmento Industrial - Região Metropolitana de São Paulo

		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Banda	Classe m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	Até 5,00 m ³	15,54	-	17,66	-
2	5,01 a 50,00 m ³	1,48	2,653400	1,68	3,015227
3	50,01 a 130,00 m ³	23,37	2,224756	26,56	2,528132
4	130,01 a 1.000,00 m ³	109,95	1,565162	124,94	1,778593
5	1.000,01 a 5.000,00 m ³	205,82	1,469510	233,89	1,669898
6	5.000,01 a 50.000,00 m ³	2.904,17	0,930901	3.300,19	1,057842
7	50.000,01 a 300.000,00 m ³	17.424,95	0,640495	19.801,08	0,727835
8	300.000,01 a 500.000,00 m ³	29.041,59	0,601739	33.001,81	0,683794
9	500.000,01 a 1.000.000,00 m ³	34.849,90	0,590107	39.602,16	0,670576
10	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m ³	52.274,87	0,572683	59.403,26	0,650776
11	Acima de 2.000.000,00 m ³	69.699,82	0,564017	79.204,34	0,640928

Segmento Transporte - Região Metropolitana de São Paulo

Segmento	Variável - R\$/m ³ (Sem ICMS)	Variável - R\$/m ³ (Com ICMS)
Gás Natural Veicular	0,454235	0,516176
Gás Natural - Transporte Público	0,422036	0,479586
Gás Natural - Frotas	0,422036	0,479586

Segmento Cogeração			
		Variável R\$/m³ - Sem ICMS	
Bandas	Classe m³/mês	Geração ou Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Geração ou Cogeração de Energia Elétrica destinada à revenda ao distribuidor
1	Até 100.000,00 m³	0,1513527	0,1505708
2	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,1198125	0,1191936
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m	0,1176602	0,1170524
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00	0,1064993	0,1059491
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00	0,0931882	0,0927068
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00	0,0798750	0,0794624
7	Acima de 10.000.000,00 m³	0,0662540	0,0659118

Anexo 10 – Modelo que ilustra a contabilização das emissões e seu potencial de redução

$$\text{CCBPF}(t) = \text{CCBPF}(t - dt) + (\text{CaBPF}) * dt$$

$$\text{INIT CCBPF} = 507$$

INFLOWS:

$$\text{CaBPF} = \text{CCBPF} * \text{CC}$$

$$\text{CCGN}(t) = \text{CCGN}(t - dt) + (\text{CaGN}) * dt$$

$$\text{INIT CCGN} = 37137$$

INFLOWS:

$$\text{CaGN} = \text{CCGN} * \text{CC}$$

$$\text{CCL}(t) = \text{CCL}(t - dt) + (\text{CaL}) * dt$$

$$\text{INIT CCL} = 48721$$

INFLOWS:

$$\text{CaL} = \text{CCL} * \text{CC}$$

$$\text{CC} = 0.04$$

$$\text{FCBPF} = 3.32$$

$$\text{FCGN} = 2.41$$

$$\text{FCL} = 4.7$$

$$\text{ImpBPF} = \text{TaxEm} * \text{TCO2BPF}$$

$$\text{ImpGN} = \text{TaxEm} * \text{TCO2GN}$$

$$\text{ImpL} = \text{TaxEm} * \text{TCO2L}$$

$$\text{TaxEm} = 5$$

$$\text{TCO2BPF} = \text{CCBPF} * \text{FCBPF} / 1000$$

$$\text{TCO2GN} = \text{CCGN} * \text{FCGN} / 1000$$

$$\text{TCO2L} = \text{CCL} * \text{FCL} / 1000$$

Anexo 11 – Preços cobrados pela Petrobrás distribuidora.

GÁS NATURAL NACIONAL

TABELA DE PREÇOS PRATICADOS PELA PETROBRAS.

VIGÊNCIA: A PARTIR DE 01 DE JULHO DE 2002

(R\$ / 1000M3)

DISTRIBUIDOR COMBUSTÍVEL			
	COMMOI	TARIFA TRANSP.	TOTAL
CEGÁS	185,65	29,33	214,98
POTIGÁS	185,65	20,90	206,55
PBGÁS	185,65	33,16	218,81
COPERGÁS	185,65	42,29	227,94
ALGÁS	185,65		185,65
EMSERGÁS	185,65	15,56	201,21
BAHIAGÁS	185,65	16,50	202,15
BR-ES	185,65	16,39	202,04
CEG	185,65	17,62	203,27
CEG-RIO	185,65	17,62	203,27
GASMIG	185,65	39,81	225,46
COMGÁS	185,65	33,73	219,38

FONTE: Petrobras/Gás & Energia.