

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE ENERGIA**

**ESCOLA POLITÉCNICA - INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO - INSTITUTO DE FÍSICA**

IÉDA CORREIA GOMES

**UMA ANÁLISE DO MERCADO E DO PREÇO
COMPETITIVO
DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO**

**Dissertação apresentada ao Programa Interunidades
de Pós-Graduação em Energia da USP para obtenção
do título de Mestre em Energia**



Orientador: PROF. DR. DAVID ZYLBERSZTAJN

São Paulo - 1996

670.71/-12/96
2.2

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE ENERGIA**

**ESCOLA POLITÉCNICA - INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO - INSTITUTO DE FÍSICA**

IÊDA CORREIA GOMES

**UMA ANÁLISE DO MERCADO E DO PREÇO
COMPETITIVO
DE GÁS NATURAL EM SÃO PAULO**

**Dissertação apresentada ao Programa Interunidades
de Pós-Graduação em Energia da USP para obtenção
do título de Mestre em Energia**

DEDALUS - Acervo - IEE



30400001752

Orientador: PROF. DR. DAVID ZYLBERSZTAJN

São Paulo - 1996

Handwritten notes and signatures in the bottom left corner, including a signature that appears to be 'Iêda Correia Gomes'.

A meu filho Leon, que ilumina minha vida
com sua chama pura e brilhante.
A meus pais e Sergio, pelo apoio e incentivo.

ultra posse nemo obligatur

I. Kant

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. David Zylbersztajn pelo encorajamento, pelo incentivo contínuo para finalização desta dissertação e, sobretudo, pela confiança em mim depositada.

Aos demais membros da banca, Dr. Roberto Hukai e Prof. Luiz Pinguelli da Rosa, que têm trazido uma grande contribuição aos debates sobre a questão energética no Brasil.

A Sergio Ennes, com quem travei excelentes e produtivos debates sobre o futuro do setor de gás em São Paulo e sua interrelação com o setor elétrico.

Aos colegas da Comgás que me forneceram dados importantes apresentados nesse trabalho, em particular Arnaldo Prestes de Oliveira, Marcus Vaz Bonini e Sandra Forghieri.

Aos colegas da Abegás, com quem venho compartilhando as lutas para o crescimento do setor de gás no Brasil, ao longo de mais de uma década.

Aos companheiros de Secretaria de Energia e de empresas energéticas de São Paulo, pelo relacionamento cordial e apoio.

Aos professores e colegas do Curso de Pós-Graduação em Energia. Os primeiros, pelos conhecimentos que me transmitiram e pelo incentivo, particularmente o Prof. Dr. Adnei Melges, que me encorajou a apresentar esse trabalho ainda em 1996; os segundos pelo exemplo de terem concluído essa missão antes de mim.

Finalmente, ao computador: sem ele tudo teria sido muito mais difícil !

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 METODOLOGIA	9
3 PRODUÇÃO E DE CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MUNDO	15
3.1 Principais Indicadores Mundiais	15
3.1.1 Reservas mundiais de gás	15
3.1.2 Comercialização de gás natural	19
3.2 O Planejamento da Indústria de Gás no Mundo	28
3.3 Os Benefícios do Gás Natural	34
3.3.1 Aspectos ambientais	34
3.4 Aspectos Econômicos e Estratégicos	39
3.5 Aspectos Tecnológicos: Aplicações do Gás Natural	42
3.5.1 Indústria do vidro	43
3.5.2 Indústria de alimentos e bebidas	45
3.5.3 Indústria Têxtil	47
3.5.4 Indústria de papel e celulose	48
3.5.4.1 Caldeiras a gás	49
3.5.4.2 Outras tecnologias usadas na indústria de papel e celulose	53
3.5.5 Indústria cerâmica	56
3.5.6 Indústria metalúrgica	57
4 O GÁS NATURAL NO BRASIL: UM BREVE RESUMO	58
4.1 Histórico	58
4.2 O conflito Petrobrás versus concessionárias estaduais: um paradigma com a França	62
4.3. Situação Atual do Setor de Gás no Brasil	69
4.3.1 Principais indicadores	69
4.3.2 Reservas e Produção Nacionais	71
4.3.3 A distribuição de gás no Brasil	76
4.3.4 Perfil do consumo de energia no Brasil	78

5. MERCADO PARA GÁS NATURAL EM SÃO PAULO	84
5.1 Estrutura de Consumo: Mercado Abastecido pela Comgás	84
5.2 Preços de Energéticos no Brasil e no Exterior	88
5.2.1 Preço de equilíbrio econômico	89
5.2.2 O fator prêmio	91
5.2.3 Preço de imposição ambiental	95
5.2.4 Preços do gás e dos energéticos no Brasil	97
5.2.5 Preços do gás natural em São Paulo	98
5.2.6 Preços internacionais do óleo e do gás natural	101
5.2.6.1 Preços nos city gates norte-americanos	101
5.2.6.2 Preços do gás na fronteira: EUA e Europa	102
5.2.6.3 Estrutura de tarifas de gás ao consumidor	105
5.3 Oferta de Gás Natural	110
5.3.1 Oferta nacional	110
5.3.2 Oferta de gás importado	116
6. MERCADO POTENCIAL	119
6.1 Considerações e Definições	119
6.2 Estudos de Mercado Existentes e seus Resultados	127
6.2.1. Balanço Energético do Estado de São Paulo	127
6.2.2 Plangás - Plano Nacional do Gás Natural	132
6.2.3 Perfil de refino em São Paulo	133
6. 2. 4 Comissão Nacional do Gás	135
6.2.5 Estudos de mercado baseados em dados primários	137
6.2.5.1 COPLASA	138
6.2.5.2 DUCTOR	140
6.2.5.3 SPG/Technoplan/Jaako Poyry	141
6.2.5.4 PLE - Pipeline Engineering	142
6.3 Resumo do Mercado Potencial Industrial	143
6.4 Mercado Automotivo	144
6.4.1 Veículos potencialmente conversíveis	145
6.4.2 Mercado potencial para gás automotivo	148
6.5 Mercados Residencial e Comercial	149
7. MERCADO ECONÔMICO OU FACTÍVEL	152
7.1 Conceitos	152

7.2 Fatores Determinantes da Demanda de Gás	153
7.3 Estudos do Mercado Econômico ou Factivei	154
7.3.1 PLANGÁS	156
7.3.2. Comissão Nacional do Gás	157
7.3.3 COPLASA	158
7.3.4 BEICIP	161
7.3.5 SPG/TECHNOPLAN/JAAKO POYRY	164
7.4 Estimativa do mercado econômico em São Paulo	168
7.4.1 Mercado industrial	168
8 AVALIAÇÃO DOS PREÇOS COMPETITIVOS DO GÁS NO CITY GATE	172
8.1 Considerações Preliminares	172
8.2 Critérios Adotados para Cálculo dos Preços Competitivos	178
8.2.1. Cálculo do preço médio da cesta de energéticos substituíveis por gás natural	180
8.2.2 Cálculo da margem otimizada de distribuição	184
8.2.3 Cálculo da margem otimizada: $p_{city\ gate} = US\$ 2,60/MM\ BTU$	187
8.2.4 Cálculo da margem otimizada: $p_{city\ gate} = US\$ 2,82/MM\ BTU$	188
8.3 Traçado da Curva de Preços Competitivos	194
8.4 Cálculo do Preço Competitivo do Gás vs. Tarifas da Comgás	195
8.5 Cálculo dos Subsídios	196
10 CONCLUSÕES	200
ANEXO I	
BALANÇO SUCINTO DAS EMISSÕES DE POLUENTES	207
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	213
APÊNDICES	

RESUMO

O desenvolvimento de uma indústria de gás natural no Brasil tem sido debatido com mais ênfase desde meados da década de 80, quando diversos estados, desejosos de diversificar sua matriz energética, provendo o mercado com um energético de inegável apelo ambiental, reuniram-se em Brasília, sob a égide da Comissão Nacional de Energia e iniciaram as primeiras projeções de demanda e de uso final para o gás natural.

Desde então, a indústria de gás no país tem apresentado índices significativos de crescimento, com a criação de novas empresas concessionárias de distribuição e o aumento do consumo, notadamente nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Bahia e Rio de Janeiro.

A perspectiva de importação de gás boliviano, com a assinatura, em 1992, de um primeiro protocolo de intenções entre a Petrobrás e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos- YPFB, gerou um longo processo de negociações entre a estatal brasileira e as distribuidoras de gás canalizado de São Paulo (Comgás), Minas Gerais (Gasmig), Rio de Janeiro (CEG), Mato Grosso do Sul (Enersul), Paraná (Compagás), Santa Catarina (SC Gás) e Rio Grande do Sul (Sulgás), visando a assinatura de contratos de suprimento com prazo de 20 anos.

O principal impasse à concretização desses contratos diz respeito à definição do preço máximo do gás no ponto de entrega às concessionárias ("city gate")¹, para o qual, acrescentando-se a margem de distribuição, ter-se-ia a adesão do consumidor. A grande dificuldade consiste em ajustar o preço imposto pela Petrobrás, o qual fugindo à lógica econômica, será equalizado em todos os pontos de entrega, de Corumbá a Porto Alegre, com o preço considerado competitivo para o mercado industrial, hoje abastecido basicamente com óleo combustível de alto teor de enxofre.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação tem por objetivo determinar o preço competitivo do gás natural em São Paulo, tanto no consumidor industrial como no city gate e quais os volumes contratuais que poderão vir a ser aceitos pela Comgás, atual concessionária estadual de distribuição de gás canalizado, caso haja flutuações nos preços ora ofertados pela Petrobrás.

Considerando ainda o grande número de estudos de mercado desenvolvidos no Estado, desde meados da década de 80, neste trabalho também será apresentado uma análise e um resumo dos principais resultados desses estudos, buscando disponibilizar, para todos aqueles interessados no estudo

¹ "City gate" é o ponto de entrega do gás da transportadora à distribuidora, onde ocorre transferência de custódia.

ABSTRACTS

The development of the natural gas industry in Brazil has been emphatically discussed since the mid-Eighties, when representatives of several Brazilian States willing to diversify their energy share and supply the market with a clean source of energy, met in Brasil's capital, sponsored by the former National Energy Commission and prepared the first long term gas consumption forecasts.

Since then, the Brazilian gas sector has shown an enhanced growth, helped by the establishment of new local distribution concessionnaires and also by an increase in gas consumption in the states of São Paulo, Minas Gerais, Bahia and Rio de Janeiro.

After the signature of a first memorandum of understanding between Petrobrás and Yacimientos Fiscales Bolivianos - YPFB in 1992, the perspective of importing gas from Bolivia produced a long negotiation process involving the Brazilian oil company and the seven state concessionnaires: Comgas(SP), CEG(RJ), Gasmig(MG), Compagás(PR), Enersul(MS), SC Gás(SC) and Sulgás (RS); the goal was to sign a 20 years gas supply agreement. The main constraint refer to the maximum affordable city gate price for which the gas will remain competitive after adding the distribution margin. It has been very difficult to match the city gate price imposed by Petrobrás, that has not been settled according to economical criteria and shall be equalized in all city gates - from the close to the border Corumbá up to the far Porto Alegre - with a consumer's gate price which can be considered competitive to the high sulphur content fuel oil consumed in most factories in the Southern and Southeastern regions.

This dissertation aims at estimating the competitive price to natural in the state of São Paulo, both at city gate and consumer's gate as well as the economical demand to be contracted by Comgás, the current São Paulo gas distribution concessionaire, according to a set of prices' variation.

Taking into account the wide quantity of market studies developed in São Paulo for more than 10 years, and the variety of data presented, this dissertation will also present an abstract of their most important results in such a way to make available for those interested in the gas sector in São Paulo a piece of history of this fascinating industry, in which the author has being participating for the last 18 years.

It should also be emphasized that one has looked for making the estimates and preparing the simulations in a very impartial manner. Nevertheless one shall take into account that this work carries a viewpoint of the gas distribution sector and also of the market; sometimes it may show some vehement statements about the pace of gas development in the country and also about the often

do setor de gás em São Paulo, um pouco da história dessa indústria fascinante, da qual a autora tem sido participante nos últimos 18 anos.

Cabe ainda destacar que, embora imparcial na busca dos dados e na elaboração das simulações realizadas, este trabalho é direcionado pela ótica do mercado e da empresa distribuidora e, por vezes conterà alguma afirmativa mais veemente sobre a evolução histórica do setor e os papéis, freqüentemente antagônicos, desempenhados pelas concessionárias estaduais e o monopólio da Petrobrás. Entretanto, guardadas as devidas proporções, como declarou uma apresentadora da CNN, ao ser questionada por suas intervenções apaixonadas sobre a Guerra na Bósnia: “ a imparcialidade, nesse caso, significaria estar a favor do genocídio”.

opponent roles of the monopolist Petrobras and the gas distribution utilities. However, adapting the story to its due proportion, one may repeat the same statement of a CNN's journalist when asked about her passionate opinions about the war in Bosnia: " on this matter, total impartiality means to be in favor of genocide " .

1 INTRODUÇÃO

No Estado de São Paulo, onde o gás participa da matriz energética com apenas 1,3 % do consumo final de energia¹, a assinatura de contrato entre a Comgás e a Petrobrás para comercialização de 8 milhões m³/dia de gás boliviano, acrescida do atual suprimento de 3 milhões m³/dia de gás nacional de Campos e de Merluza, deverá carrear um amplo esforço de planejamento integrado e multidisciplinar, por envolver a necessidade de coordenação de diversos agentes e parcerias intersetoriais, bem como a alocação de investimentos, públicos e privados, da ordem de US\$ 500 milhões, em expansão de redes de distribuição e na conversão de equipamentos dos futuros consumidores..

Este trabalho de dissertação tem por objetivo delimitar um mercado econômico para o gás natural em São Paulo, considerando a oferta adicional de gás boliviano e baseando-se na aplicação de dois critérios alternativos para cálculo do preço otimizado no ponto de entrega da transportadora para a distribuidora:

a) Preço "net-back"² do consumidor ao ponto de entrega, utilizando-se a cesta de energéticos potencialmente substituíveis por gás natural de modo a obter um preço médio de substituição.

¹ Balanço Energético do Estado de São Paulo - 1994.

² "Net-Back" é o preço do gás no ponto de entrega que é obtido através da subtração ao preço de mercado dos custos de distribuição.

b) Cálculo do preço médio do gás ao consumidor final, baseado nas tarifas atualmente praticadas pela Comgás e verificação da competitividade das mesmas quando comparadas ao volume que se pretende contratar.

A partir do cálculo do preço competitivo para o gás ao consumidor final propõe-se ainda estimar a margem de remuneração da distribuição, chegando-se por dedução ao preço máximo do gás no ponto de entrega da transportadora (city gate) à distribuidora de gás canalizado. No caminho inverso, adotando-se cenários de diferentes preços no city gate, serão calculados quais os volumes máximos de gás natural possíveis de ser captados pelo mercado.

Eventualmente, poderão ser calculados os eventuais subsídios ou perda de margem da distribuidora, caso o preço do gás no city gate seja superior ao preço considerado competitivo; ou, alternativamente, quais eventuais sobretaxas a serem aplicadas aos energéticos mais consumidos e mais poluentes, como óleo combustível 1-A , caso sejam mantidos os atuais preços propostos para o gás natural boliviano no ponto de entrega à Comgás.

Existem diversas razões para que o gás natural seja considerado um energético da melhor qualidade. Dentre essas, podem ser destacadas as suas características como combustível limpo, a sua versatilidade de usos em indústrias, em residências, no comércio, em transportes e ainda na geração de energia elétrica, podendo ainda ressaltar-se sua elevada eficiência térmica.

Outros fatores de ordem estratégica vêm impulsionando o consumo do gás natural no mundo: reservas crescentes e praticamente equivalentes às do petróleo, o fato de já haver mais de 50 países produtores, criando um importante fluxo de comércio internacional, bem como a possibilidade de redução da dependência de fontes convencionais de energia, como o petróleo, o carvão, a hidreletricidade e a energia nuclear.

Mais recentemente, com o crescimento das reservas mundiais de gás, tem-se procurado permitir ou mesmo incentivar a geração de eletricidade a gás, tanto pela revisão da legislação existente, como pela introdução da competição entre empresas de eletricidade. Além das já citadas vantagens do gás natural, há que se destacar ainda as possibilidades de modernização do parque industrial brasileiro que o gás pode proporcionar, por permitir a adoção de processos produtivos mais eficientes.

No Brasil, as prioridades oficialmente definidas pelo Governo Federal³ para utilização do gás natural contemplam a reinjeção nos poços produtores de petróleo, o uso como matéria-prima na indústria petroquímica e de fertilizantes e a substituição de gás liquefeito de petróleo - GLP e nafta. Salvo no caso da reinjeção, as demais prioridades de uso do gás implicam a substituição de combustíveis subsidiados, gerando a necessidade de praticar subsídios cruzados para o gás, que são aplicados até hoje em seu uso como matéria

³ Conforme artigo 9º da Portaria 1061/86 do Ministério de Minas e Energia, hoje em desuso, mas ainda não oficialmente revogada.

prima petroquímica e como redutor siderúrgico. Por outro lado a inexistência de uma política específica para o gás natural, produzido quase totalmente associado ao petróleo e com mais de 50 % de sua produção comprometida com usos internos da Petrobrás, gerou uma escassez relativa desse energético para usos industriais, comerciais e na geração de eletricidade, que é ainda bastante incipiente.

Nos últimos anos, em função da relevância assumida pela questão ambiental, das perspectivas de déficits energéticos na Região Sudeste e das crescentes reservas de gás natural no Brasil e nos países vizinhos, tem-se reivindicado uma maior participação do gás natural na matriz energética nacional.

As perspectivas de ampliação da oferta de gás para as regiões Sul e Sudeste do País, tanto pelo aumento da produção nacional, como pela importação da Bolívia e, a mais longo prazo, da Argentina e do Peru, são bastante promissoras e têm suscitado um profícuo debate a respeito dos rumos da indústria do gás no Brasil.

Em 1992, o Governo Federal aprovou o Relatório Final da Comissão para Viabilização do Gás Natural, criada pelo Decreto Presidencial de 18/07/91 e composta por representantes do Ministério de Minas e Energia, Secretaria Nacional de Assuntos Estratégicos, Ministério da Fazenda, PETROBRÁS, ELETROBRÁS, ABEGÁS - Associação das Empresas Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado e CNI - Confederação Nacional da Indústria. Dentre diversas ações e diretrizes, o Relatório indicava que a participação do gás na

matriz energética brasileira deveria passar de cerca de 2 %, em 1992, para quase 10 % no ano 2000.

Com base nessas recomendações alguns esforços têm sido empreendidos, tanto pelos estados, como municípios e Governo Federal. O mais marcante tem sido a negociação para importação do gás natural da Bolívia, que deverá beneficiar sete estados: São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

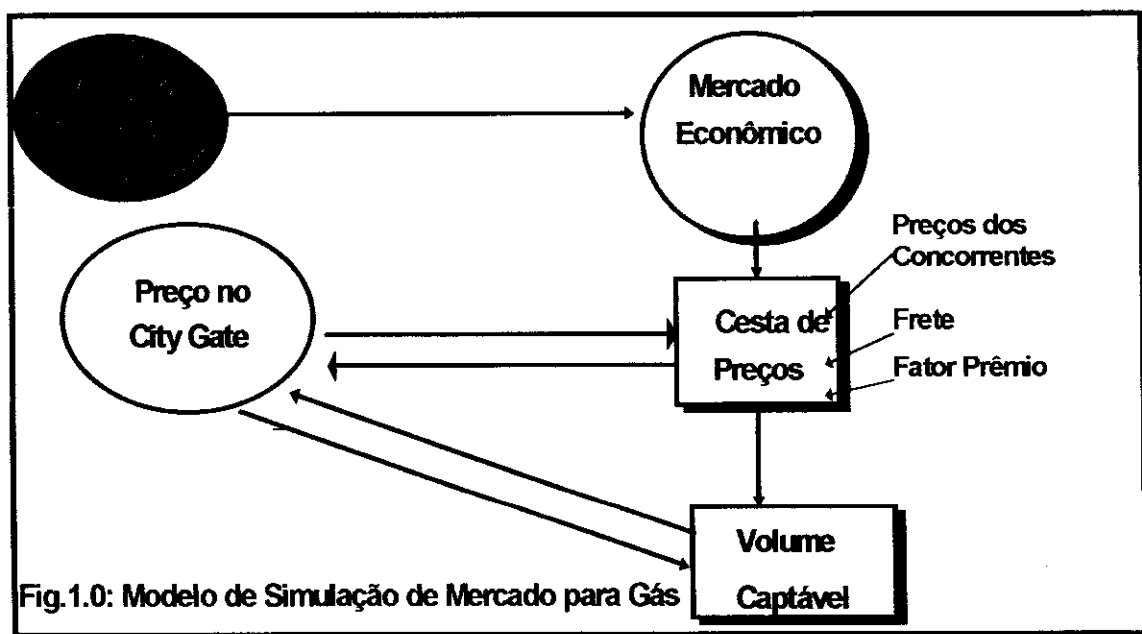
Mais ainda, a implementação de um programa de tal envergadura carece também de definição mais precisa quanto ao mercado economicamente viável para o gás, bem como do nível suportável de preços que permita, ao mesmo tempo, a adequada remuneração de todos os segmentos envolvidos, da produção à distribuição. Muitos já foram os estudos realizados, desde meados da década de 70, com o intuito de estimar o mercado para gás em São Paulo, baseados sobretudo na substituição de energia térmica na indústria.

Em geral, reconhece-se que o Estado de São Paulo dispõe de um dos maiores mercados não desbravados para gás de todo o mundo; entretanto a transformação desse mercado de potencial em factível ou econômico não depende apenas das intrínsecas vantagens do gás - menos poluente e mais eficiente do que a maioria dos energéticos. A adesão dos consumidores é função, principalmente, de aspectos econômicos, dentre os quais se destaca o preço competitivo do gás vis-à-vis o energético substituído.

Outro aspecto extremamente relevante diz respeito às importantes alterações no quadro institucional do setor de gás, nos planos federal e estadual, dentre as quais se destacam:

- As emendas à Constituição Federal aprovadas em 1995 pelo Congresso Federal, que eliminaram a obrigatoriedade de exploração por empresas estatais, tanto na produção, transporte e importação de petróleo e de gás natural (artigo 177), como também na distribuição de gás canalizado (artigo 25 § 2º).
- A autorização dada pela Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo, através da Lei 9361/96, para desestatização das empresas paulistas de energia, dentre as quais a Comgás.

Nessa conjuntura, pressupõe-se que futuramente o Estado de São Paulo poderá contar com capitais privados na estrutura da Comgás ou mesmo privatizar totalmente o controle da empresa. A definição do nível máximo de preços aceitáveis para o gás boliviano pode significar o divisor de águas para atrair ou não investimentos privados no setor de gás e tem uma influência preponderante na atribuição do valor da Comgás.



Para os cálculos e simulações empregados neste trabalho, considerou-se basicamente a demanda econômica industrial, não só pela maior disponibilidade de material bibliográfico, como também pelo fato dos outros segmentos de mercado - residencial, comercial e automotivo - agregarem consumos adicionais muito lentamente e aquém da velocidade de adesão requerida pelos contratos de suprimentos, com obrigações rigorosas de recebimento ("take or pay" e "ship or pay"⁴).

Por outro lado, na geração de eletricidade, que poderá significar a maior demanda de gás no futuro, em virtude da propalada expectativa de aumento do risco de déficit de energia elétrica nas regiões Sul e Sudeste do Brasil,

⁴ "Ship or pay" é o percentual da capacidade do gasoduto que o comprador se compromete a pagar, mesmo que retire volumes inferiores a esse compromisso. "Take or pay" é o percentual da quantidade diária contratual, referida ao produto gás, que o comprador é obrigado a retirar ou pagar, caso não atinja o percentual contratado.

ainda não se tem planos suficientemente maduros, que permitam agregar volumes firmes ao mercado econômico para gás.

Um outro produto deste trabalho consiste na sumarização de todos os estudos de mercado disponíveis na Comgás e que vêm sendo elaborados desde meados da década de 80, mas que não tinham sido até o presente agrupados e comparados, de modo a permitir comparar suas concordâncias e suas discrepâncias.

2 METODOLOGIA

Para elaboração deste trabalho de dissertação foram pesquisados dados bibliográficos das mais diversas origens, inclusive documentos e relatórios internos da Comgás. Para desenvolvimento dos trabalhos, cálculos e estimativas, empregou-se a seguinte metodologia:

- Revisão bibliográfica da evolução histórica da participação do gás natural em diversos países, industrializados e em desenvolvimento, com ênfase na evolução dos usos finais, vendas setoriais, políticas energéticas vis-à-vis o petróleo e a eletricidade, bem como aspectos ligados ao longo prazo de maturação da indústria do gás.
- Análise crítica do modelo adotado no Brasil e de como se tem dado a penetração do gás até o presente no País, avaliando-se o papel dos principais agentes intervenientes (Petrobrás e companhias distribuidoras), notadamente após a promulgação da Constituição Federal de 1988.
- Levantamento de como o gás vem sendo utilizado no Estado de São Paulo, por setor, utilizando-se as mais recentes estatísticas da Comgás, análise das dificuldades de penetração, políticas tarifárias vigentes e competitividade atual com os demais energéticos.

- A partir de dados estatísticos existentes, bem como dos estudos de mercado disponíveis, foi construído um quadro de mercado potencial para o gás natural no Estado de São Paulo, contemplando os setores industrial, comercial, residencial e automotivo. Por mercado potencial entende-se a soma de todos os usos tecnicamente possíveis do gás, considerando-se que a demanda pudesse ser totalmente atendida pela oferta⁵. O cálculo do mercado potencial foi elaborado de forma meramente ilustrativa e de modo a permitir uma comparação, a grosso modo, com os dados de mercado econômico, obtendo-se percentuais de captação e ainda com o intuito de se elaborar recomendações quanto a futuras políticas para o gás natural.
- No tocante ao mercado industrial, foram mostrados os usos finais por energético e por segmento (vidros, cerâmica, química, papel e celulose, etc.), sem a preocupação, inicialmente, de se dar prioridade aos usos mais econômicos e eficientes.
- Para estimativa do mercado potencial industrial foram utilizados os estudos de mercado realizados a partir de 1987 pelas empresas SPG/Technoplan/Jaako Poyry, PLE, Coplasa, Ductor e Beicip, que abrangem praticamente todo o território estadual: os três primeiros baseados em levantamentos de campo, os dois últimos, em dados secundários. Os resultados desses levantamentos foram cotejados com os

⁵ A lei de Say (Jean Baptiste) é de que “ toda oferta gera sua própria demanda”, tese bastante refutada por Keynes.

dados do Balanço Energético do Estado de São Paulo/1994, para verificação de sua consistência.

- Foi consolidada uma estimativa do mercado potencial para os setores residencial e comercial, com base no número de domicílios e estabelecimentos comerciais situados na área de abrangência da rede da Comgás, tendo em vista o alto grau de dispersão e a reduzida viabilidade de atendimento desses mercados de forma independente e uma vez que a concretização do projeto de gás da Bolívia depende basicamente do atendimento ao mercado industrial.
- O mercado potencial automotivo foi estimado, nos diversos estudos, com base nas frotas de ônibus e táxis existentes nas localidades onde se verificou a existência de um mercado potencial industrial, pois embora os consumos individuais dos postos e estações de abastecimento possam se comparar aos de indústrias de médio porte, o atendimento a esse setor só será possível em larga escala com a implantação de redes de distribuição industriais.
- Após a elaboração de um quadro relativo ao mercado potencial para gás natural, partiu-se para a determinação de um mercado econômico preliminar para o gás, setorizado por energético substituído e por segmento. Para os objetivos desse trabalho, o mercado econômico foi segmentado em três: industrial, automotivo e o comercial/residencial.

- Para determinação do mercado industrial econômico utilizou-se como base os estudos da Technoplan projetados para 1995, eliminando-se todos os energéticos cujo preço final fosse inferior ao preço inicial nominal do gás boliviano no city gate (US\$ 2,60/MM BTU), considerando-se que muito dificilmente o gás boliviano chegará às distribuidoras com preços inferiores a esse. Foram ainda eliminados todos os consumidores individuais para os quais a Comgás já dispõe de dados efetivos de consumo, em razão dos diversos contatos mantidos em escala comercial. foi ainda deduzido o consumo de gás natural e de gás de nafta existente e que já estão agregados ao contrato atualmente vigente entre a Comgás e a Petrobrás.
- A partir de fatores prêmio disponíveis na literatura internacional e de planilhas comerciais da Comgás, utilizadas nas vendas da empresa para a substituição de óleo combustível por gás natural, foi elaborada uma planilha contendo os fatores prêmio para a substituição dos demais energéticos economicamente comparáveis, por setor, levando em conta as eventuais restrições ambientais.
- Considerando o preço de cada energético passível de substituição e mais os fatores prêmio, foi calculado o preço médio da cesta unicamente para o mercado industrial. Chegou-se assim ao preço equivalente entre o gás e o energético substituído na ponta do queimador ("burner tip"). O custo de

conversão dos equipamentos das indústrias foi subtraído do preço no queimador, chegando-se então ao preço atrativo do gás para o consumidor.

- A partir da estimativa do mercado econômico industrial, foram levantados os investimentos preliminares necessários à distribuição do gás nas diversas regiões do Estado, utilizando-se dados relativos aos últimos contratos de obras da Comgás, buscando-se calcular as margens de distribuição para o projeto, para uma taxa interna de retorno de 15% a.a., que seria considerada atrativa para um setor com longo prazo de maturação.
- A obtenção das margens de distribuição permitiu, através de uma abordagem de preços "net back", o cálculo do preço competitivo do gás no ponto de transferência da transportadora à distribuidora. Esse preço foi comparado com as propostas de preço para o gás boliviano e, para cada uma delas, foi obtido um ponto da curva de mercado efetivamente captável.
- Em um cenário alternativo, a partir das planilhas de mercado econômico, aplicou-se a cada indústria, em cada região, o modelo tarifário da Comgás, com o fim de cotejar se as atuais tarifas da concessionária seriam consideradas competitivas para deslocar os diversos energéticos e permitir a colocação dos volumes contratuais de gás boliviano.
- Com dados da literatura internacional e da experiência da Comgás, foi elaborada uma análise dos usos finais do gás e das melhores tecnologias

disponíveis por segmento industrial, bem como os usos mais eficientes do gás.

- Como a Região Metropolitana de São Paulo vem apresentando índices preocupantes de emissões de poluentes atmosféricos, que poderão ser minorados com o uso do gás no transporte urbano e em indústrias, foram levantados os dados de qualidade do ar da Cetesb e elaborado um balanço sucinto das emissões ambientais resultantes da substituição de derivados de petróleo por gás natural, que resultou no Anexo A.

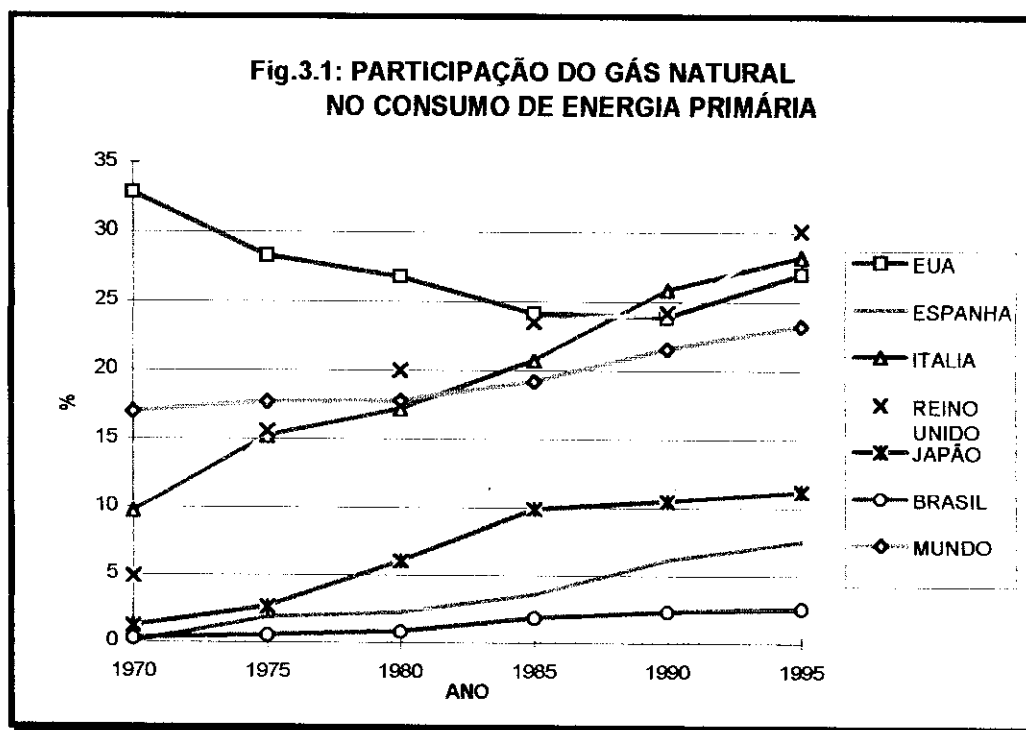
3 PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL NO MUNDO

3.1 Principais Indicadores Mundiais

3.1.1 Reservas mundiais de gás

A indústria do gás no mundo tem apresentado índices significativos de crescimento, os quais se acentuaram a partir dos choques do petróleo de 1973 e de 1979, quando as grandes potências consumidoras de energia defrontaram-se com a elevação dos preços do petróleo causada pela OPEP e tomaram a decisão de diversificar seus suprimentos de energia, modificando substancialmente suas matrizes energéticas.

Por outro lado, a conscientização das populações dos chamados países do Primeiro Mundo quanto às questões ambientais e a globalização da economia mundial, com a exigência de padrões elevados de qualidade para os produtos exportados, impulsionaram ainda mais os diversos usos do gás natural. Por essas razões, atualmente a participação do gás natural na matriz energética mundial é da ordem de 23 %, sendo que mesmo em alguns países não-produtores como o Japão, Espanha e Itália, tem-se verificado índices de crescimento surpreendentes a partir do início da década de 70.

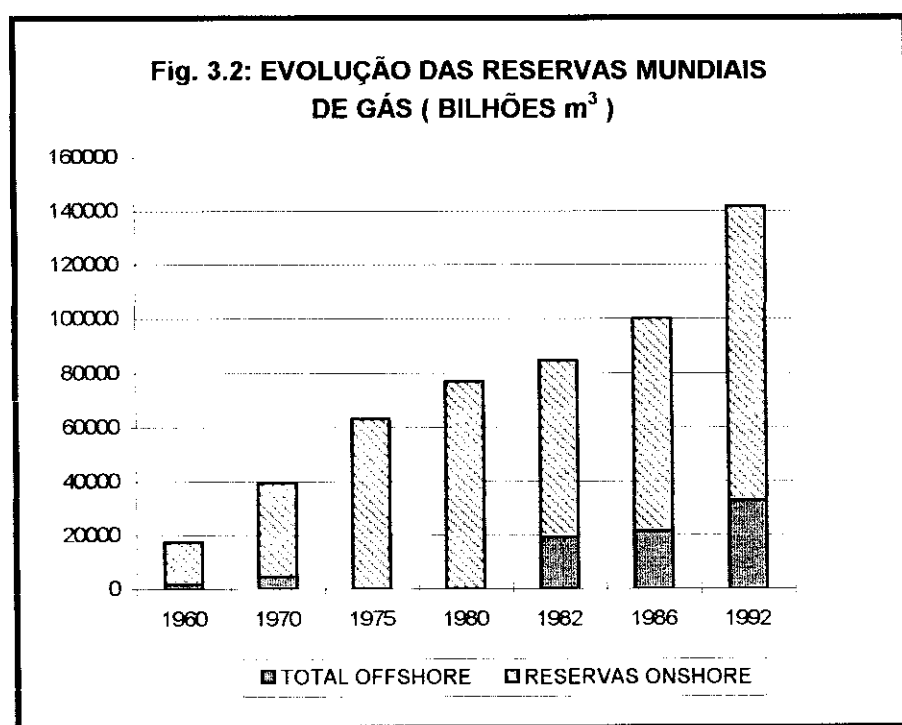


Fontes: CEDIGAZ (1994), BRITISH PETROLEUM (1996) e Balanço Energético Nacional (1995).

As reservas mundiais de gás também apresentam um crescimento acelerado e, segundo a CEDIGAZ, já equívalem a cerca de 60% das reservas de petróleo. Outro dado importante é que a produção no mar (offshore) começou a se mostrar significativa, como fruto do aumento das atividades exploratórias no Mar do Norte e nos países do continente asiático, onde anteriormente o custo de oportunidade de produção de gás, em comparação aos preços dos derivados de petróleo, tornavam inviável a atividade exploratória.

Nos vinte anos decorridos após o primeiro choque do petróleo, houve uma duplicação das reservas mundiais de gás, que a cada ano mais se aproximam das reservas mundiais de petróleo. No período 1975 - 1995 as reservas

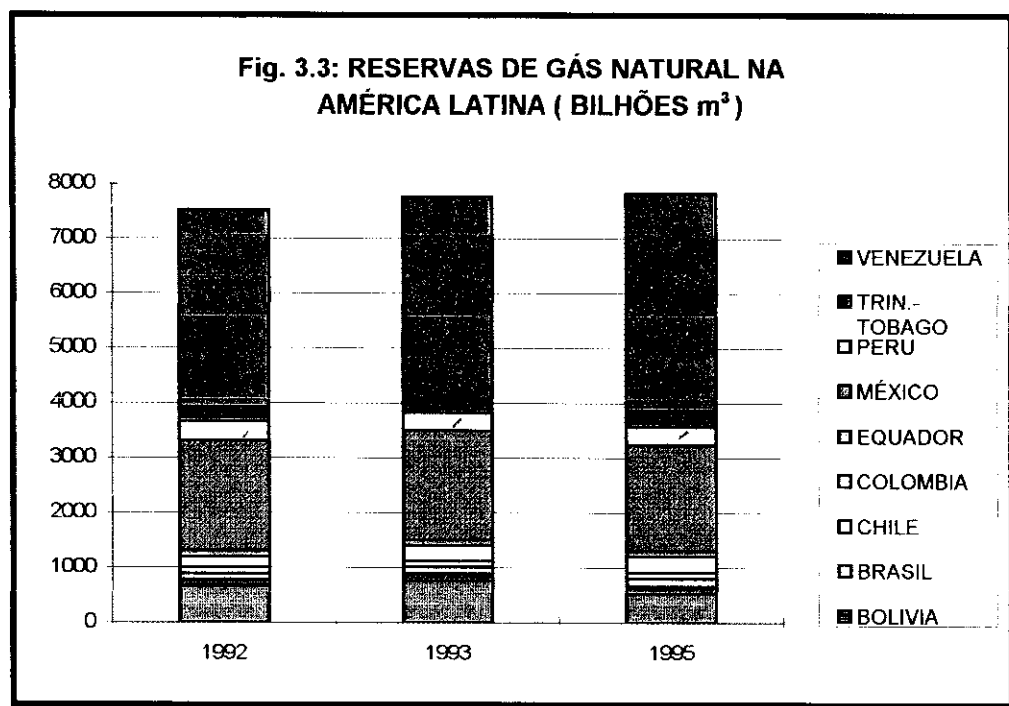
mundiais de gás passaram de 63,2 para 139,7 trilhões de metros cúbicos. Segundo a BRITISH PETROLEUM (1996), as reservas mundiais de petróleo em 1995 eram suficientes para suportar 43 anos do atual ritmo de consumo, enquanto que as reservas de gás natural seriam suficientes para garantir o atual consumo durante 65 anos.



Fonte: CEDIGAZ (1994)

Na América Latina, pode-se verificar que as reservas de gás têm-se mantido basicamente constantes, fruto das indefinições quanto ao real papel do gás na matriz energética dos dois países que dispõem das maiores reservas, México e Venezuela, controladas por duas estatais voltadas basicamente para as atividades petrolíferas, respectivamente PEMEX - Petróleos Mexicanos e PdVSA - Petróleos de Venezuela S.A. A Argentina também apresentou uma

redução em suas reservas durante o período que antecedeu a elaboração do projeto de privatização da YPF⁶ e da Gas del Estado, esse último concluído em 1992.



Fonte: CEDIGAZ (1994) e BRITISH PETROLEUM (1996)

A quarta maior reserva do continente, situada no Peru, também permanece inexplorada por encontrar-se na distante selva amazônica, sendo que recentemente o Governo Peruano firmou acordo com a Shell para desenvolvimento do campo gigante de Camisea. Em Trinidad-Tobago, um consórcio de empresas, lideradas pela Amoco, vem desenvolvendo um projeto de liquefação voltado para os mercados europeu e norte-americano.

⁶ YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales; anteriormente ao plano de privatização, exercia o monopólio de exploração e produção de hidrocarbonetos na Argentina.

As reservas do Brasil, Bolívia e Chile praticamente se equívalem, com o Brasil ocupando a liderança, com reservas provadas da ordem de 152 bilhões de metros cúbicos. O Chile tem suas reservas localizadas no Extremo Sul e, dado o relevo extremamente acidentado não foi possível trazer o gás às regiões consumidoras: a solução local foi construir uma unidade de metanol no Sul, enquanto se constrói um gasoduto para importar o gás argentino, atravessando a Cordilheira dos Andes. A Bolívia utiliza uma pequena parte das reservas para consumo local, exportando gás para a Argentina desde 1972, enquanto não se conclui a construção do gasoduto Brasil-Bolívia.

A Colômbia vem buscando também desenvolver sua indústria de gás natural, em um modelo onde se abre gradualmente a participação à iniciativa privada. De modo geral, a América Latina ainda se caracteriza por um baixa taxa de desenvolvimento de sua indústria gasífera, com a honrosa exceção da Argentina onde o gás participa com mais de 40 % do consumo de energia primária.

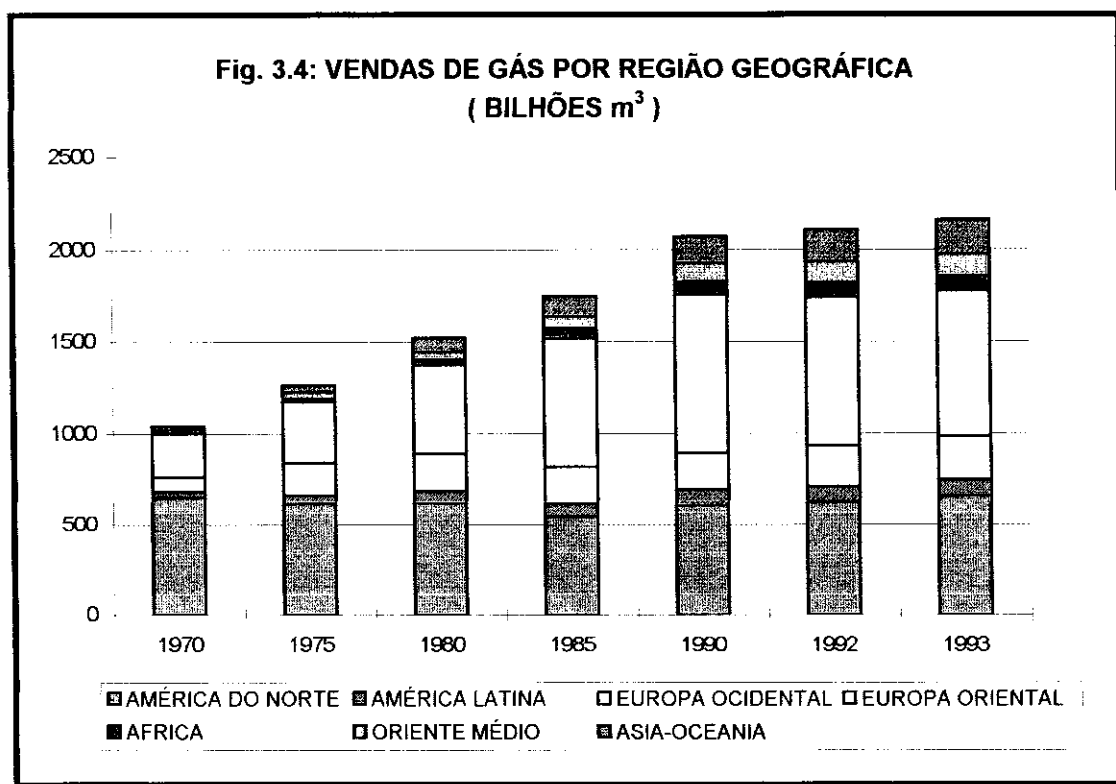
3.1.2 Comercialização de gás natural

No que tange à comercialização do gás, a Europa Oriental lidera em termos continentais, seguida da América do Norte; entretanto, os Estados Unidos consomem cerca de 1,3 bilhão m³/dia, enquanto que a Rússia consome cerca de 1 bilhão m³/dia. A América Latina, a despeito da importância da sua economia, consome um pouco mais gás que o continente africano: 90 bilhões

de metros cúbicos comercializados em 1993 na América Latina, contra 83 bilhões de metros cúbicos na África.

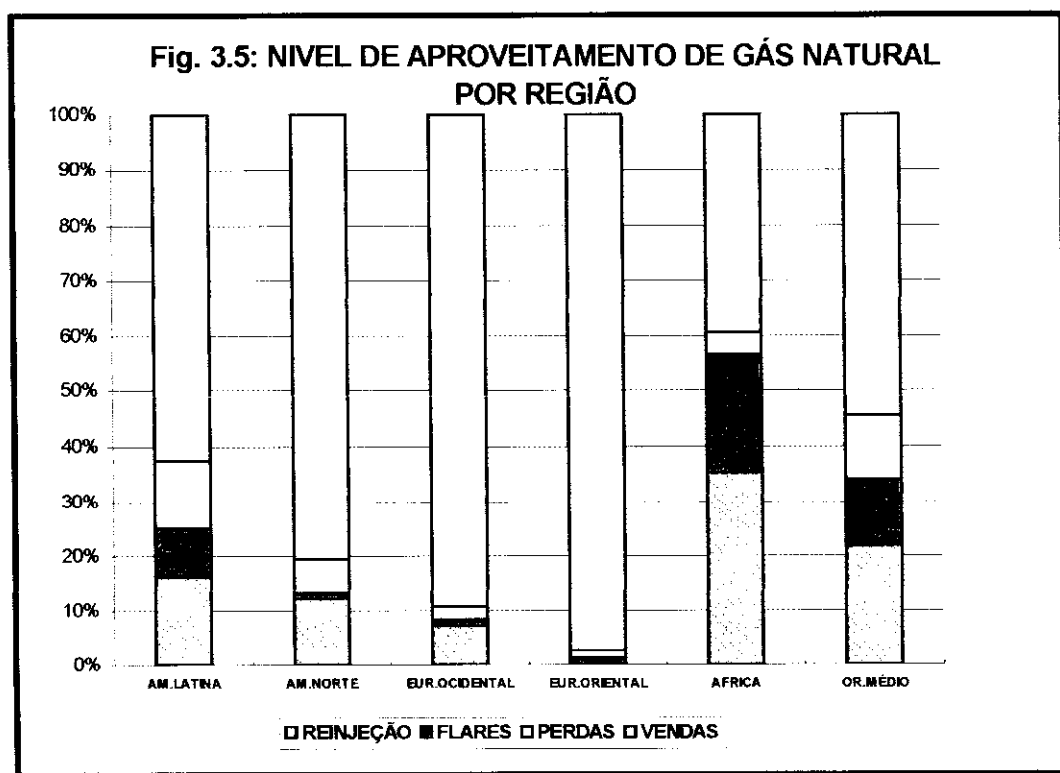
Analisando-se os dados disponíveis verifica-se que durante a década de 90, o crescimento das vendas de gás foi muito moderado, indicando até um certo nível de saturação, o que pode ser explicado pelos seguintes fatores:

- as dificuldades econômicas e de ajustes experimentados pelos países do Leste Europeu, notadamente na região da ex-União Soviética;
- a recessão econômica ocorrida nos países ocidentais, notadamente nas economias européias;
- a relativa estabilidade dos preços do petróleo, que só foi interrompida durante alguns meses, em 1990, por ocasião da Guerra do Iraque.



Fonte: CEDIGAZ (1994)

Analisando-se o grau de aproveitamento do gás natural ou seja, qual a porcentagem da produção total que é efetivamente comercializada, em termos mundiais, verifica-se mais uma vez que a África e a América Latina são as campeãs mundiais de baixos índices de aproveitamento. Enquanto na Europa e na América do Norte as vendas correspondem a mais de 80 % da produção total, na América Latina e na África tem-se percentuais de vendas de respectivamente, 60 % e 40 % da produção total.



Fonte: CEDIGAZ (1994).

Analisando-se esse quadro para a América Latina, verifica-se que os melhores índices de aproveitamento comercial de gás situam-se na Colômbia, Argentina, México, Peru e Trinidad-Tobago, com percentuais entre 67 a 82 %. O Brasil encontra-se em um ranking intermediário, com um aproveitamento comercial de 53 %, próximo ao da Bolívia e da Venezuela. Finalmente, com índices de vendas inferiores a 50 % da produção total, encontram-se o Chile e Equador.

Ou seja, a menos de poços localizados em locais de difícil interligação ou com produção economicamente pouco viável, o Brasil poderia ter realizado um maior esforço no sentido de aproveitar mais gás natural, à semelhança do que ocorre em outros países do mundo e mesmo do continente americano.

**Tabela 3.1: ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DE GÁS NA AMÉRICA LATINA
EM 1993 (% da produção total)**

	REINJEÇÃO	FLARES	PERDAS	VENDAS	PRODUÇÃO TOTAL
ARGENTINA	4,9	11,4	7,9	75,8	100
BOLÍVIA	38,7	1,8	2,7	56,8	100
BRASIL	21,1	14,6	11,5	52,9	100
CHILE	56,0	2,4	2,7	38,9	100
COLOMBIA	10,1	3,9	3,1	82,9	100
EQUADOR	7,5	77,6	0,0	14,9	100
MÉXICO	0,0	3,0	26,6	70,4	100
PERU	7,6	22,9	0,0	69,5	100
TRINIDAD- TOBAGO	0,0	32,2	0,0	67,8	100
VENEZUELA	32,0	8,2	8,9	50,9	100
MÉDIA	16,1	8,9	12,5	62,5	100

Fonte: CEDIGAZ (1994)

O mundo tem feito um considerável esforço no sentido de minimizar os volumes de gás queimado nos flares⁷ e mesmo o gás reinjetado, através de técnicas mais modernas de recuperação de poços de petróleo. Analisando-se a evolução desses percentuais, verifica-se que as perdas mundiais de gás em flares caíram de 12,4 % em 1960 para 4,0 % em 1993. O volume de gás reinjetado caiu, no mesmo período, de 11,7 % para 10,4 %. No Brasil, a reinjeção e a queima em flare correspondiam, respectivamente, a 21,1 % e 14,6 % da produção total em 1993,.

⁷ "Flares" são os queimadores instalados nos poços e plataformas de petróleo, nas quais é queimado o gás natural associado, quando não existe destinação para esse produto.

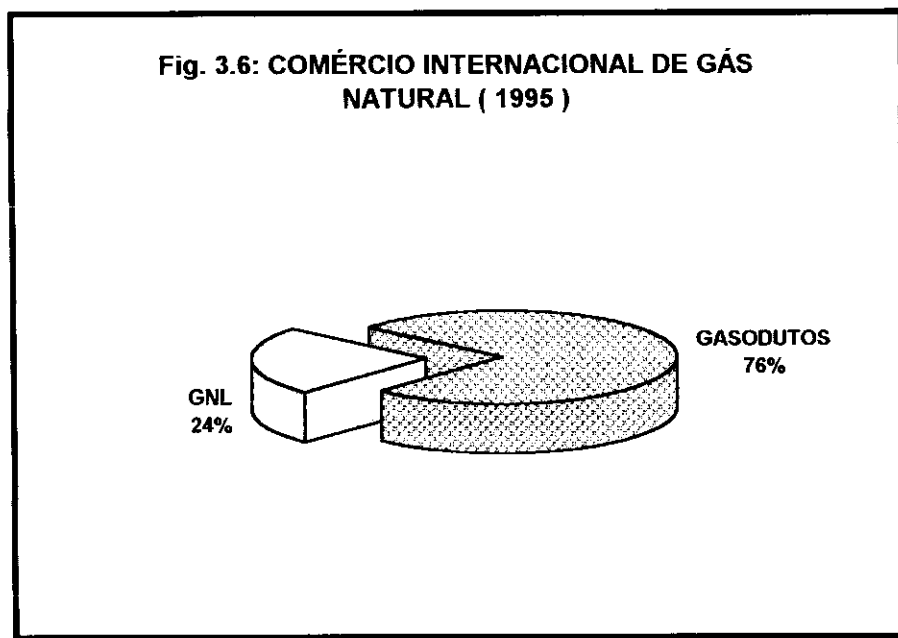
Tabela 3.2: EVOLUÇÃO DOS ÍNDICES DE APROVEITAMENTO MUNDIAL DE GÁS NATURAL EM 1993 (%)

ANO	REINJEÇÃO	FLARES	PERDAS	VENDAS	PRODUÇÃO
1960	8,1	4,9	4,2	82,0	100
1970	6,0	8,8	3,2	81,0	100
1975	10,0	4,3	4,5	72,5	100
1980	5,0	11,0	3,3	78,2	100
1985	6,4	12,1	3,4	80,6	100
1990	11,7	12,4	3,3	81,3	100
1992	9,3	4,4	4,4	81,9	100
1993	10,4	4,0	4,5	82,8	100

Fonte: CEDIGAZ (1994).

O comércio internacional de gás natural ainda é predominantemente realizado através de gasodutos. Entretanto, o comércio internacional de Gás Natural Liquefeito - GNL⁸ tem-se expandido e já representa 24 % do comércio internacional de gás natural, concentrando-se principalmente no continente asiático, em torno do Japão e da Coreia do Sul e na Europa, em volta da França e Espanha.

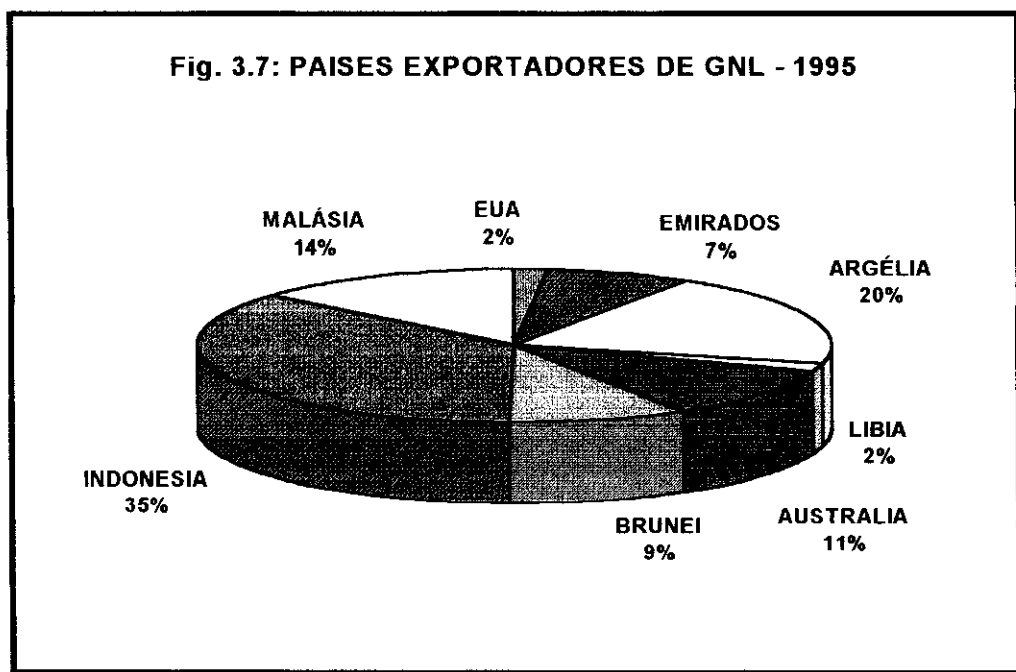
⁸ GNL é o gás natural resfriado em sucessivas etapas de compressão e expansão até atingir a temperatura de -160°C. A vantagem desse processo consiste em que 1 metro cúbico de GNL equivale a 600 metros cúbicos de gás nas condições normais (0°C e 1 atm), possibilitando o seu transporte a longas distâncias, usando navios com tanques criogênicos.



Fonte: BRITISH PETROLEUM (1996)

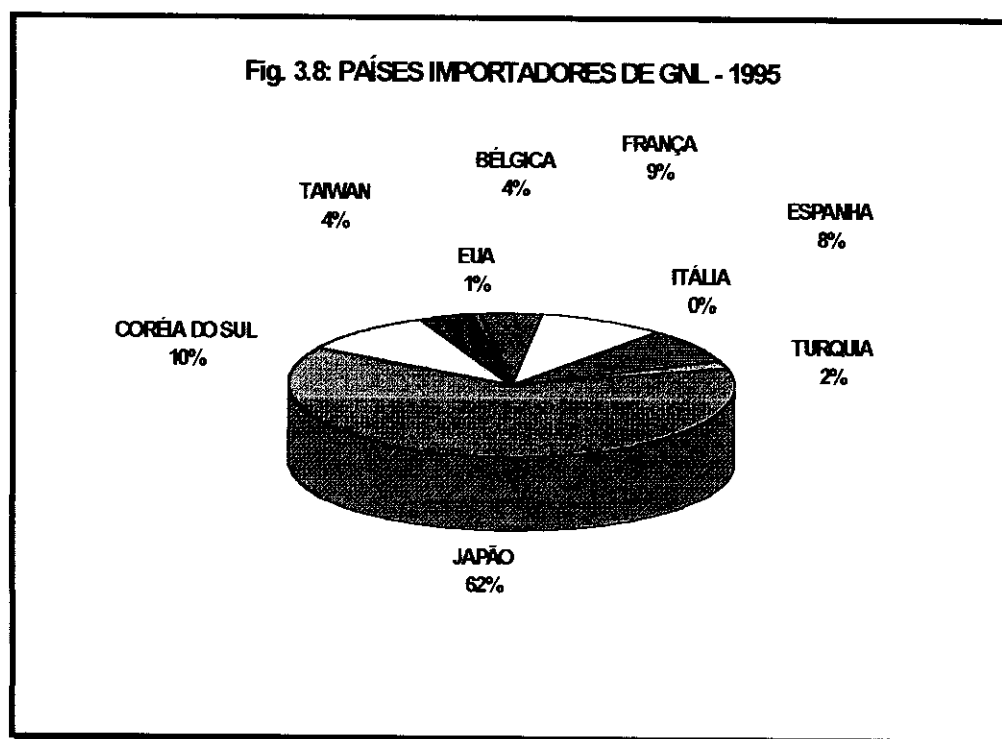
Diversos projetos de liquefação que deveriam ter entrado em operação em meados da década de 90, como os de Bonny, na Nigéria e o Cristobal Colombo, na Venezuela, foram postergados, em virtude de indefinições políticas e em função também da estabilidade dos preços do petróleo nos últimos anos.

Como se pode verificar pelas figuras 3.7 e 3.8, o comércio de GNL ainda se concentra em um seleto clube de importadores e exportadores. O maior exportador de GNL hoje é a Indonésia, seguida da Argélia e da Malásia. Os países asiáticos exportam praticamente toda a sua produção para o Japão, Taiwan e Coréia do Sul, enquanto a Argélia direciona suas exportações para a França, Itália, Bélgica e ocasionalmente para o mercado dos EUA.



Fonte: BRITISH PETROLEUM (1996)

O Japão continua a liderar as importações de GNL, seguido da Coréia do Sul e da França. A Espanha vem importando GNL crescentemente, enquanto aguarda a construção de um gasoduto atravessando a região do Maghreb (norte da Argélia e do Marrocos).



Fonte: BRITISH PETROLEUM (1996)

As restrições a uma maior participação do GNL devem-se aos elevados custos de liquefação, transporte e regaseificação, que envolvem o uso de tecnologias sofisticadas e de materiais que resistam às temperaturas extremamente baixas, -160° C. A pequena disponibilidade de navios metaneiros, cujo custo para unidades de 170 a 200 mil toneladas, hoje é da ordem de US\$ 200 a 300 milhões⁹ também é um fator restritivo à ampliação do comércio de GNL.

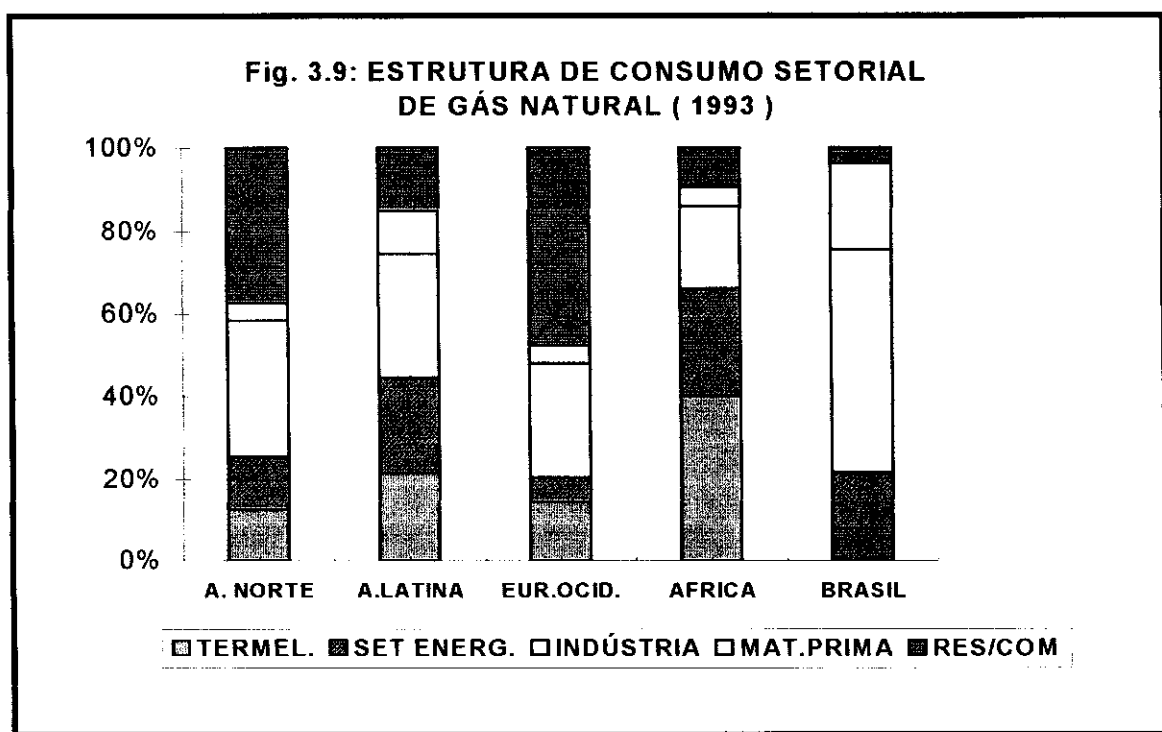
⁹ VALAIS, M.; CORNOT-GANDOLPHE (1993)

Tabela 3.3: FROTA MUNDIAL DE NAVIOS METANEIROS

EXISTENTES	NÚMERO	CAPACIDADE TOTAL (m ³)
25000 A 50000	12	431500
70000 A 90000	12	938500
120000 A 1290000	41	5190000
130000 A 137000	10	1313500
TOTAL	75	7873500
PROJETADOS		
18000 A 20000	2	38000
80000 A 90000	1	90000
127000 A 129000	6	767000
130000 A 138000	14	1880000
TOTAL	23	2775500

Fonte: BRITISH PETROLEUM (1994)

Nos países da Europa e América do Norte, o gás vem sendo usado de forma bastante equilibrada entre os setores residencial e industrial, com crescimento expressivo da geração termoelétrica. Esse relativo equilíbrio deve-se às condições climáticas rigorosas predominantes nesses dois continentes, levando à necessidade de aquecimento ambiental nas residências. Além disso, nos países europeus e norte-americanos existia, desde o século XIX uma indústria do gás extremamente pulverizada, no âmbito municipal, baseada em usinas de gás de carvão, que atendiam a residências e ao pequeno comércio. Na América Latina e, mais marcadamente no Brasil, o uso do gás como combustível e como matéria-prima na indústria são dominantes em relação às demais utilizações. No Brasil, os usos internos da Petrobrás são ainda priorizados em relação ao fornecimento do gás como energético.



Fonte: CEDIGAZ (1994)

3.2 O Planejamento da Indústria de Gás no Mundo

Estudos realizados pelos economistas do Banco Mundial, DeANNE e MASHAYEKHI (1990), indicam que os países em desenvolvimento apresentariam demandas mais elevadas que aquelas apontadas nas projeções realizadas no passado e que os custos de exploração do gás poderiam ser consideravelmente reduzidos, viabilizando sua utilização. O Banco Mundial projetou um crescimento anual do consumo de gás natural nos países em desenvolvimento da ordem de 8,5%, resultando em uma ampliação de sua participação no consumo de energia primária, de 7% em 1980, para 12% em 1995.

Nas projeções do Banco, cerca de 50 a 75% do gás seria utilizado na indústria e na geração de energia elétrica, de 20 a 40% como matéria-prima na indústria petroquímica e de fertilizantes e 5 a 10% nos setores comercial e residencial.

Na maioria dos países, como é o caso do Brasil, o uso mais imediato do gás será na conversão de consumidores de outros energéticos, notadamente os derivados de petróleo. Nos países em que o gás começou a ser usado mais recentemente, os consumos preponderantes ocorrerão nas grandes indústrias, na centrais termelétricas e na produção de fertilizantes, que constituem mercados passíveis de viabilizar os investimentos necessários à construção de uma infra-estrutura para o gás.

A ampliação do uso do gás natural requer um esforço institucional consistente, a formulação de políticas adequadas, o desenvolvimento de infra-estrutura em sistemas de exploração, tratamento, transporte, distribuição, armazenagem e utilização do gás, bem como o estabelecimento de normas técnicas e o reforço das instituições no setor energético.

O desenvolvimento de um sistema de gás canalizado, tanto no âmbito nacional, como no âmbito estadual, requer a superação de uma série de etapas, praticamente comuns a todos os países em desenvolvimento:

- a) Planejamento do desenvolvimento da indústria do gás
- b) Avaliação da oferta e da demanda

- c) Estudos de viabilidade técnica e econômica
- d) Escolha de um plano de desenvolvimento do mercado
- e) Estudo dos preços nos diversos níveis
- f) Desenvolvimento dos projetos
- g) Análise econômica do projetos
- h) Definição do arcabouço institucional
- i) Assinatura dos contratos de suprimento
- j) Estabelecimento dos mecanismos de financiamento.

A história da indústria mundial do gás nos últimos 40 anos mostra uma evolução em cinco fases, comuns a uma série de países.

A **fase 1** segue-se às descobertas de gás, envolvendo a construção de um gasoduto para abastecimento de uma dada região industrial. Essa fase normalmente dura de 3 a 5 anos.

A **fase 2** envolve a conversão gradual dos consumidores residenciais e comerciais para o uso de gás, enquanto que na **fase 3**, muitas vezes concomitante à fase anterior, verifica-se a diversificação do mercado, com o aparecimento de consumidores residenciais de médio porte e a construção de redes secundárias de distribuição.

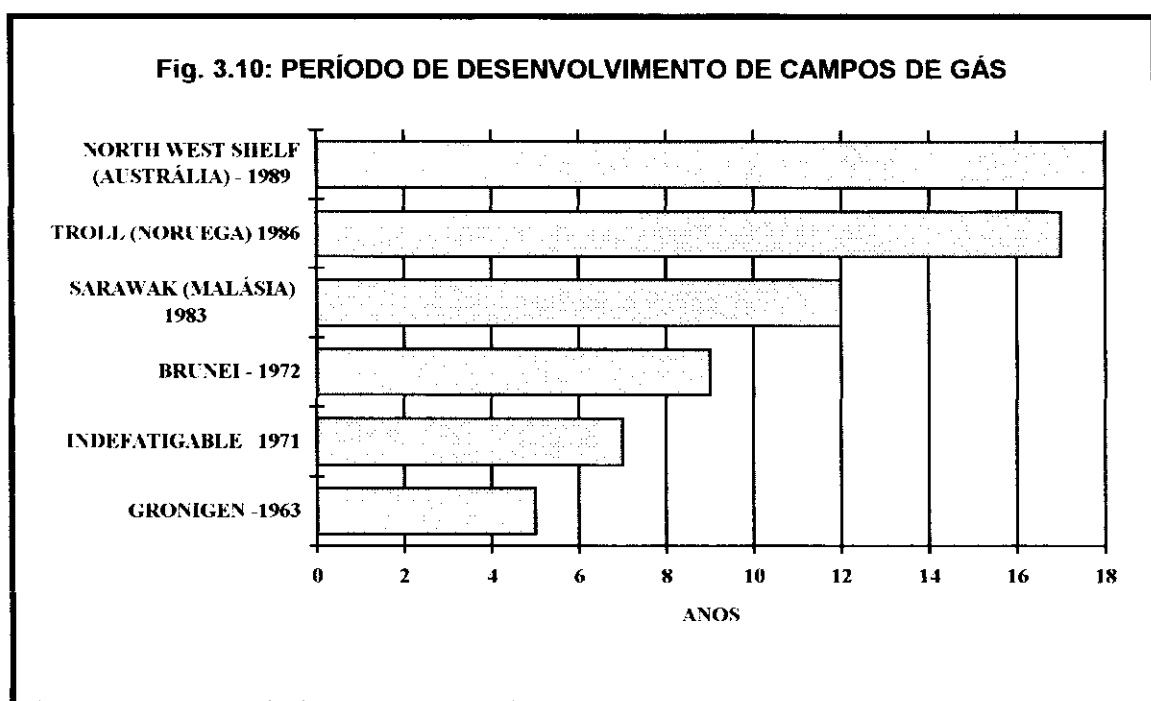
Na **fase 4**, procura-se partir para a diversificação dos suprimentos de gás, inclusive através da importação, em virtude da perspectiva de breve esgotamento das fontes locais. Na **fase 5**, a indústria do gás entra em seu período de maturidade, com a saturação do mercado consumidor.

Enquanto que a Europa Ocidental e a América do Norte ¹⁰ encontram-se tipicamente na fase 5, no caso do Brasil, verifica-se que a indústria do gás natural, em que pese já se ter passado cerca de 50 anos após as primeiras descobertas, além da existência de empresas distribuidoras centenárias como a Comgás e a CEG, encontra-se ainda em uma fase intermediária entre a 2 e a 3. E mais, antes de se passar à fase 4, de pleno uso das fontes locais, começa a expandir-se através do uso de gás importado, sem dúvida bem mais caro que o gás doméstico produzido em Campos e Merluza.

O Banco Mundial estimou que os países em desenvolvimento demandarão investimentos da ordem de US\$ 800 bilhões para expansão do setor energético durante a década de 90, o que certamente está gerando

¹⁰ Com exceção do México, onde o forte centralismo da Pemex direcionou o consumo para derivados de petróleo, a despeito das imensas reservas de gás do país.

competição pelos recursos financeiros disponíveis. O desenvolvimento de um campo de gás natural é demorado, levando em média 7 anos entre a primeira descoberta e a efetiva comercialização do produto. Em casos específicos, de grandes campos, o período de desenvolvimento pode chegar a até 18 anos, como foi o caso de North West Shelf na Austrália.



FONTE: Shell (1994)

Torna-se portanto fundamental definir-se desde já uma política de exploração e de produção de gás, se o país deseja efetivamente ampliar o papel desse energético na matriz de consumo do século XXI. Se o país pretende realmente fazer com que o gás atinja uma participação de 10 %, há que se buscar um planejamento integrado, envolvendo produtores, transportadores, distribuidores, consumidores, órgãos de financiamento e governo, no sentido

de traçar um plano de metas para o gás natural, com uma antecedência de pelo menos 10 anos antes do atendimento esperado da meta.

3.3 Os Benefícios do Gás Natural

3.3.1 Aspectos ambientais

O gás natural é composto basicamente de metanos, tipicamente 90 %, e de pequenas frações de hidrocarbonetos leves como o etano e propano, e ainda outros gases como o dióxido de carbono, nitrogênio e oxigênio. O teor de enxofre, expresso sob a forma de sulfeto de hidrogênio, H_2S , é praticamente negligenciável, da ordem de 2 a 10 mg/m³ (0,0002 a 0,0010 %), contra 1 a 5 % contidos nos óleos combustíveis do tipo B e A, respectivamente.

As vantagens do gás têm sido evidenciadas pela maior conscientização ambiental da comunidade internacional, por ser esse um dos energéticos menos poluentes tanto no âmbito local como global. A adoção de critérios de internalização de custos ambientais na indústria e na produção de energia, tais como os custos dos equipamentos anti-poluição, o tratamento e a armazenagem de combustíveis nucleares ou ainda a inundação de áreas e o deslocamento de populações pela construção de hidrelétricas, tenderão cada vez mais a colocar o gás como a alternativa energética de menores impactos ambientais.

No âmbito regional, a queima de gás apresenta emissões negligenciáveis de óxidos de enxofre, material particulado, monóxido de carbono e hidrocarbonetos, que contribuem, os primeiros, para formação das chuvas ácidas, os dois últimos, para o "smog" foto-oxidante. No âmbito local, o uso de gás em larga escala em veículos poderá contribuir para reduzir o ruído dos motores, auxiliando a combater a poluição sonora nas cidades brasileiras. Em termos globais, a combustão do gás emite dois terços do dióxido de carbono emitido pelos derivados de petróleo, o que é uma contribuição importante para a mitigação do efeito "estufa".

TABELA 3.4: EMISSÕES COMPARATIVAS EM CALDEIRAS INDUSTRIAIS (20 a 50 MW) - Kg/tEP

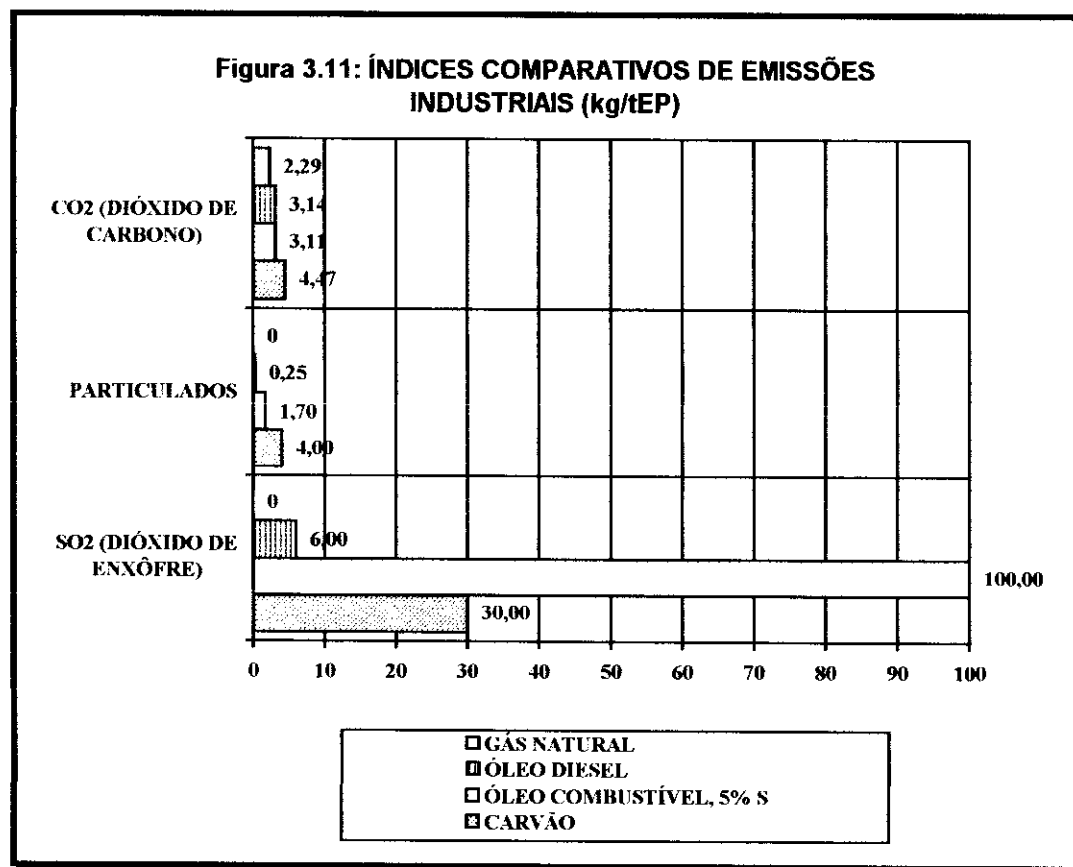
	GÁS NATURAL	ÓLEO COMBUSTÍVEL¹¹	COMBUSTÍVEIS SÓLIDOS¹²
SO₂	0	100	30
NO_x	4	6	11
MP	0	1,7	4
CO₂	2290	3113	4474

Fonte: GAZ DE FRANCE (s.d.)

Na Tabela 3.4, são apresentados, a título comparativo, as emissões de poluentes em caldeiras industriais, evidenciando-se também as vantagens do gás natural em relação a outros combustíveis. A Figura 3.11 também mostra a nítida vantagem ambiental do gás natural em relação a alguns dos principais combustíveis líquidos e sólidos utilizados na indústria

¹¹ Para o óleo combustível considerou-se o teor de enxofre de 5% do óleo 1-A; para os demais foram considerados dados da literatura internacional.

¹² Considerado basicamente o carvão mineral energético.



Fonte: GAZ DE FRANCE (s.d.)

No setor de transportes, o uso de gás natural comprimido ou mesmo em cilindros criogênicos, ainda é relativamente pouco difundido quando se compara com os usos em outros setores. Isso se deve à dificuldade que se tem em armazenar o gás no veículo sem causar transtornos em termos de redução no volume útil do porta malas ou o excesso de peso causado pelos cilindros em aço, os quais podem pesar de 50 a 70 kg. Outro inconveniente refere-se ao pequeno número de estações de abastecimento. Em uma cidade como São Paulo, só existem 18 postos, para atender cerca de 6000 veículos,

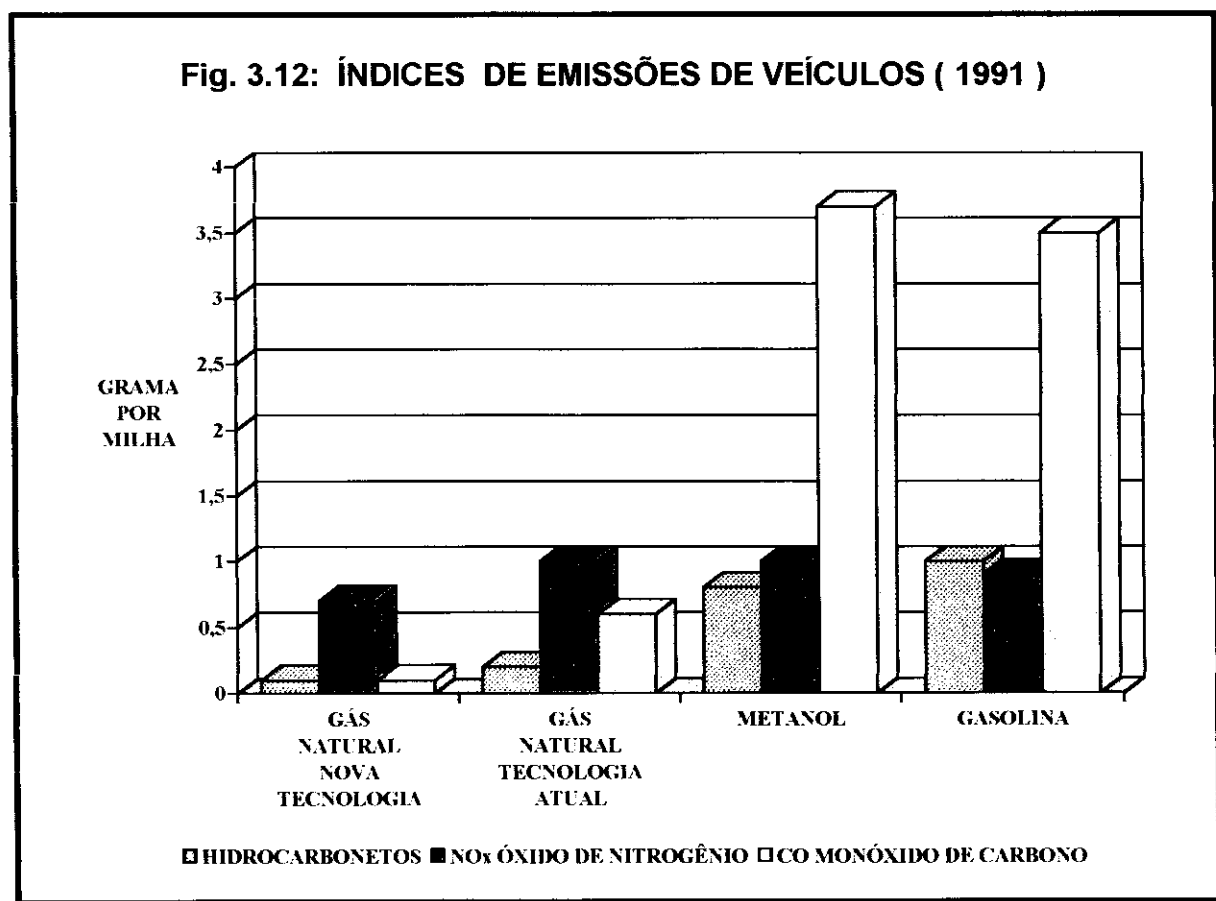
na maior parte táxis, o que torna pouco atraente para o consumidor final ter de rodar dezenas de quilômetros para abastecer seu carro.

A expansão do uso do gás automotivo dar-se-á em maior escala quando a indústria automobilística desenvolver veículos que já saiam adaptados da fábrica e onde se encontre uma solução engenhosa para a substituição dos pesados e atravancadores cilindros de aço. Eventualmente, pode-se pensar em um cilindro em fibra de carbono ou em alumínio, muito mais leves que o aço, que substitua o tanque de gasolina ou de álcool. Nesse caso, o veículo perderia sua característica de duplo combustível, mas ganharia em conforto para o usuário.

A participação das montadoras de veículos em um programa de gás automotivo também resolveria o problema da manutenção da garantia de fábrica para os veículo a gás, pois atualmente o proprietário tem de esperar rodar pelo menos 10000 km antes de instalar um kit para gás natural, caso contrário o veículo perde a garantia. Esse inclusive tem sido um dos maiores desincentivos à adesão de um número maior de táxis ao programa.

Quando comparado a outros combustíveis líquidos, as emissões causadas pela combustão de gás natural são substancialmente menores, notadamente para veículos com tecnologia desenvolvida especialmente para o uso do gás, conforme testes realizados pela American Gas Association - AGA e publicados na revista norte-americana GAS MATTERS INSERT (1991)

A maior contribuição do gás ao meio ambiente está na redução das concentrações de monóxido de carbono, materiais particulados e de óxidos de enxofre. Em motores projetados para álcool, que têm maior taxa de compressão, o uso de gás natural tem se mostrado mais eficiente que nos motores a gasolina.

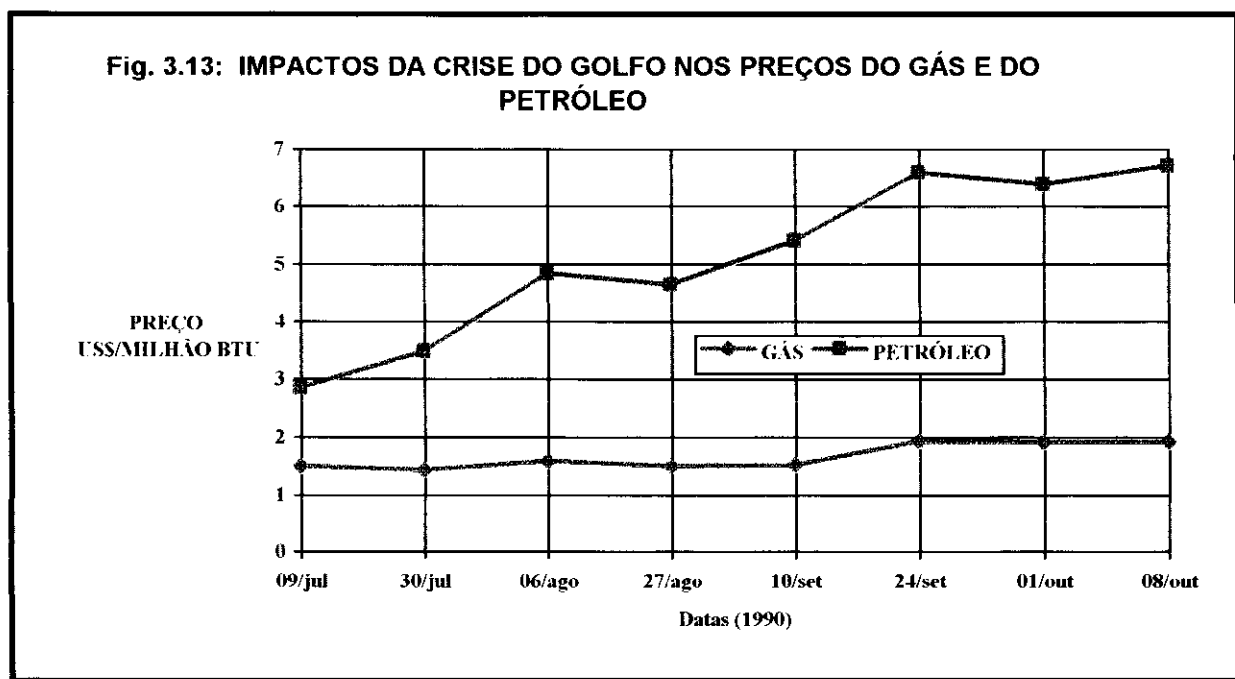


Fonte: GAS MATTERS INSERT (1991)

3.4 Aspectos Econômicos e Estratégicos

Os preços do gás, normalmente fixados por contratos de longo prazo, são menos influenciáveis que os preços do petróleo a eventos não tão longínquos no tempo, como a guerra decorrente da invasão do Kuwait pelo Iraque em 2 de agosto de 1990. Embora após o fim da guerra a situação dos preços do petróleo tenha voltado a se estabilizar e retornado a patamares inferiores a US\$ 20 por barril, convém ressaltar dois aspectos estratégicos:

- Durante o período compreendido entre a invasão de Kuwait e a guerra com o Iraque, o preço do petróleo chegou a atingir quase US\$ 35 por barril, enquanto que o do gás natural foi afetado bem menos intensamente, em virtude das cláusulas de reajustes trimestrais ou semestrais dos contratos de suprimento, celebrados com prazos entre 10 e 15 anos, conforme demonstrado na Figura 3.13.



Fonte: GAS RESEARCH INSTITUTE (1991)

- Embora os preços atuais do petróleo permaneçam relativamente estáveis, o GAS RESEARCH INSTITUTE (EUA) previu um aumento gradual, a longo prazo, do preço desse energético. Assim sendo, os contratos de longo prazo para suprimento de gás natural com cláusulas de indexação trimestral ou semestral a uma cesta de energéticos - frequentemente óleos combustíveis - costumam servir de amortecedor, em caso de eventos como guerras e catástrofes, que normalmente elevam subitamente o preço do petróleo e seus derivados a patamares bastante altos, retornando aos níveis anteriores quando o problema é solucionado.

Entretanto, nos países onde existe um forte mercado "spot" para gás natural, como ocorre hoje no Reino Unido e EUA, aliado a uma cerrada concorrência entre os produtores de gás, os contratos de longo prazo, tendem a não

propiciar aos compradores os ganhos decorrentes dessa verdadeira guerra comercial que se trava hoje nesses países e que nos últimos 3 anos chegou a reduzir em mais de 50 % o preço do gás ofertado a grandes consumidores.

Atualmente os preços do petróleo passam por uma situação de relativa estabilidade, o que pode desestimular investimentos em fontes alternativas de energia e em produção de gás natural. Embaladas por essa tranqüila situação, é possível que as nações tenham voltado ao mesmo nível de despreocupação em que se encontravam alguns meses após o primeiro choque do petróleo, conforme se pode depreender dessa citação da revista Forbes de fevereiro de 1974:

“ Algumas preocupações exageradas de alguns meses atrás acerca dos suprimentos de petróleo para a indústria americana já estão desaparecendo”.

“ Foram feitos diversos estudos econométricos e os seus resultados indicam que, ao longo do tempo, provavelmente um longo tempo, a resposta da situação do suprimento e da demanda de combustíveis aos atuais preços do petróleo de US\$ 10/barril conduzirão a uma redução às importações do cartel de produtores e a uma abundância de suprimento e de preços baixos “.¹

O futuro muito próximo mostrou, com o segundo choque do petróleo em 1979, dessa vez mais drástico que o primeiro, que essas previsões eram demasiadamente otimistas.

¹ In: INSTITUTE OF GAS TECHNOLOGY (1974), p.50.

3.5 Aspectos Tecnológicos: Aplicações do Gás Natural

O uso do gás natural é otimizado nos processos que utilizam fornos, secadores e aquecedores, onde os produtos entram em estreito contato com a chama ou com os gases resultantes da combustão.

A utilização de caldeiras a condensação, bastante difundidas no EUA e na Europa, com rendimentos superiores a 100% em relação ao poder calorífico inferior, é também possibilitada pela pureza do gás natural, pois os produtos da combustão podem ser resfriados para recuperação do calor de vaporização da água, sem causar problemas de corrosão.

Apesar das vantagens do gás, outros energéticos competem com esse energético em suas diversas aplicações (Tabela 3.5); assim sendo é necessário difundir e tornar acessível ao usuário final as diversas tecnologias eficientes para melhor aproveitamento das potencialidades do gás as quais, em virtude do mercado ainda incipiente, não são comumente encontradas no Brasil.

TABELA 3.5: ENERGÉTICOS QUE COMPETEM COM O GÁS NATURAL

SETOR	ENERGÉTICOS
1. RESIDENCIAL	
1.1 Aquecimento de água	Eletricidade, lenha
1.3 Cocção de alimentos	GLP, lenha, eletricidade (fornos de microondas)
2. COMERCIAL	
2.1 Aquecimento/Ar condicionado	Eletricidade GLP, eletricidade
2.2 Cocção de alimentos	
3. INDÚSTRIA	
3.1 Ferro Gusa e Aço	
3.2 Fabricação	Óleo combustível, gás de alto forno, eletricidade, coque
3.3 Processamento	
3.4 Outros da Metalurgia	Óleo combustível, gás de alto forno, eletricidade, GLP
3.5 Minerais e Não-Metálicos	Eletricidade, óleo combustível, GLP
3.5 Alimentos e Bebidas	Óleo combustível, coque, carvão pulverizado
3.7 Fornos e Secadores	
3.8 Caldeiras	GLP, Diesel, eletricidade
3.9 Equipamentos para Torrefação	Óleo combustível, eletricidade GLP, eletricidade
3.10 Têxteis	
3.11 Secadores	GLP (secagem direta); óleo combustível e lenha (secagem indireta)
3.12 Caldeiras	
3.13 Papel e Celulose	Óleo combustível, lenha, carvão
3.14 Secadores	GLP (secagem direta); óleo combustível e lenha (secagem indireta)
3.15 Caldeiras	Óleo combustível, lenha, carvão, eletricidade
3.16 Química/Petroquímica	Óleo combustível, nafta, eletricidade
4. TRANSPORTES	
4.1 Veículos leves	Álcool, gasolina
4.2 Ônibus, caminhões	Óleo Diesel

A seguir, são apresentadas, resumidamente, para os principais setores do mercado, as aplicações do gás natural mais vantajosas em termos de racionalização do uso de energia.

3.5.1 Indústria do vidro

Nesse segmento, as operações básicas consistem na seleção da matéria-prima, na preparação, fusão, fabricação e pós-fabricação, onde é dada a forma final ao produto.

No Brasil, na indústria de minerais não-metálicos, na qual se inclui a fabricação de vidros, a eletricidade e o óleo combustível são os principais energéticos consumidos, seguidos pelo gás natural. A fusão e o refinamento são os processos que mais consomem energia, tanto no ramo de vidros planos quanto nos de vasilhames, isolantes e prensados.

Os fatores que afetam a escolha dos energéticos são a qualidade do produto, a produtividade, o controle do processo, os investimentos nos equipamentos, os custos operacionais e as emissões de poluentes. Dentre os energéticos mais eficientes para o setor de vidros, tem-se a eletricidade e o gás natural.

Em geral, de acordo com estudo da American Gas Association (1989), o equipamento a gás tem um custo de investimento mais elevado que o similar elétrico, mas custos operacionais menores. No Brasil, em virtude da atual defasagem das tarifas de energia elétrica para as classes A1 e A2, a vantagem para o gás natural deve se ampliar nos próximos anos, quando ocorrer a privatização das empresas de eletricidade, o que vai requerer a revisão, para cima, dessas tarifas.

Para contrabalançar a participação do óleo combustível, ainda mais barato que o gás natural e a penetração da eletricidade nos processos de fusão, estão sendo desenvolvidos sistemas de fusão avançada, com base no gás natural. A adoção de sistemas auxiliares, aumentando a eficiência da fusão, tais como

pré-aquecedores de vidro reciclado, recuperadores de calor e queimadores regenerativos, favoreceria o uso do gás.

Outra etapa importante para os segmentos de vidros não-planos e vidros prensados é o processo de fabricação, onde o vidro fundido passa por equipamento onde é adequadamente resfriado para ser uniformizado e distribuído para as máquinas de fabricação. Além de um projeto acurado, essa etapa exige um perfeito controle de temperatura. No processo de pós-fabricação, onde em geral são usados fornos túneis, é também necessário um preciso controle de temperaturas, o que favorece o uso do gás natural.

Em São Paulo, esse é um dos segmentos que mais se beneficiaram com o uso do gás natural, sendo que as principais indústrias da Região Metropolitana como a Cisper, Nadir Figueiredo e Santa Marina já são consumidoras da Comgás.

3.5.2 Indústria de alimentos e bebidas

Esse segmento é bastante diversificado e respondeu em 1994, por 17,5% do consumo de energia industrial no Brasil e por 32 % em São Paulo. O bagaço de cana, a eletricidade e a lenha são os principais energéticos utilizados nesse ramo industrial.

As tendências internacionais apontam para uma maior demanda de alimentos industrializados e pré-preparados ; para permitir que esses alimentos se

conservem com uma aparência de frescor, novas tecnologias de empacotamento e de tratamento estão sendo desenvolvidas, combinadas a um maior grau de automação. Por outro lado, no Brasil, a estabilidade da moeda implementada pelo Plano Real, contribuiu para ampliar o consumo de alimentos, inserindo ainda uma vasta gama de produtos alimentícios, nacionais e estrangeiros, nos quiosques dos supermercados.

Na indústria de alimentos, os processos que mais utilizam energia são os de lavagem, esterilização, pasteurização, cozimento, aquecimento, secagem e evaporação, onde são necessárias baixas temperaturas ou vapor a pressões reduzidas. Nas operações de uso direto, como secagem e cozimento, o gás natural encontra suas aplicações mais nobres, enquanto que o uso em caldeiras, responsável pela maior parte do consumo de energia nesse segmento industrial, pode ser otimizado através de processos de cogeração.

Os principais equipamentos que vêm usando gás natural na indústria de alimentos e bebidas no Brasil são, além das caldeiras e estufas, os fornos de biscoitos e de waffers, torradores de grãos (amendoim, café etc.), fornos de pães, etc.

O uso de gás natural permite a substituição da queima indireta, por exemplo em muflas a óleo, pela combustão direta, onde os gases de combustão entram em contato direto com o produto fabricado. Permite ainda melhor controle e equalização da temperatura no interior do forno e maior eficiência. A seguir apresenta-se um exemplo de aplicação do gás na indústria de torrefação em

São Paulo, após a conversão para gás natural pela Comgás, com a obtenção de economias de 42,2%.

TABELA 3.6: O USO DO GÁS NA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA

APLICAÇÃO		TORRADOR DE CAFÉ	
COMBUSTÍVEL ANTERIOR		ÓLEO DIESEL	
CONSUMO ESPECÍFICO		21.270 kcal/saco de café	
CONVERSÃO 1	(FASE 1)	GÁS DE NAFTA	
CONSUMO ESPECÍFICO		19.412 kcal/saco de café	
ECONOMIA (E) (fase 1)	8,7%		
CONVERSÃO 2	(FASE 2)	GÁS DE NAFTA	
CONSUMO ESPECÍFICO		15.614 kcal/saco de café	
ECONOMIA (E) (fase 2)	26,6%		
COMBUSTÍVEL ATUAL	(FASE 3)	GÁS NATURAL	
CONSUMO ESPECÍFICO		12.300 kcal/saco de café	
ECONOMIA (E) (fase 3)	42,2%		

Fonte: COMGÁS (1991)

3.5.3 Indústria Têxtil

Em São Paulo, esse segmento apresentou uma participação de apenas 3,7 % do consumo total de energia industrial. No Brasil, sua participação é de 3,4 % do consumo de energia no setor industrial.

A indústria têxtil é altamente diversificada em seus processos e produtos. De uma forma resumida, os principais processos podem ser classificados em fabricação e tratamento. No processo de fabricação, a energia é usada sob forma mecânica, tendo a eletricidade como principal insumo.

No tratamento, os processos são intensivos em energia térmica, especialmente sob a forma de calor. O gás natural é particularmente indicado, pela sua pureza, nas operações de pré-tratamento, secagem e chamuscagem. Nas operações de tingimento e estampagem, nas quais o produto é imerso em um banho, o uso de queimadores submersos possibilita elevados ganhos de eficiência e redução no consumo energético.

Tendo em vista que o vapor é o principal vetor energético dos processos de tratamento, a cogeração mostra-se uma alternativa importante de otimização do uso de energia nesse setor, embora a produção de calor descentralizada através das tecnologias mencionadas acima possa reduzir bastante a produção de vapor, que tem a função básica de transportar calor para os pontos de consumo.

3.5.4 Indústria de papel e celulose

A utilização do gás natural na indústria do papel e celulose se deu, em escala mundial, devido à implantação de processos muito eficientes, que permitiram o aumento da produtividade com aproveitamento pleno das instalações industriais existentes e sem a exigência de grande investimentos. No Brasil, a indústria de papel e celulose é responsável por 9,1 % do consumo de energia no setor industrial ; em São Paulo, responde igualmente por 9,1 %.

Na indústria do papel e celulose, em termos nacionais, o uso do gás se faz majoritariamente em caldeiras, em substituição ao óleo combustível e à lenha. Futuramente deverá se expandir nos processos de secagem, que utilizam mais de 50% de energia total do setor.

A seguir são apresentados alguns dos processos e equipamentos que vêm sendo usados nesse segmento industrial em países onde o gás tem maior tradição de uso. As aplicações, voltadas para o aquecimento de líquidos, encontram também aplicação nos segmentos de alimentos e bebidas, têxtil e química/petroquímica.

3.5.4.1 Caldeiras a gás

Atualmente três tipos de caldeiras são utilizadas em escala industrial:

- CALDEIRAS A GÁS CLÁSSICAS DE GRANDE POTÊNCIA PARA PRODUÇÃO DE ÁGUA QUENTE,

São caldeiras multi-combustíveis de baixo custo de investimento. Com a instalação de um recuperador de calor para os produtos da combustão, faz-se o pré-aquecimento da água de retorno do circuito primário. Com essas caldeiras, na Europa, já é possível obter-se um rendimento de cerca de 90 a 95%, produzindo água quente a 80 °C.

- **CALDEIRAS A GÁS DE ÁGUA QUENTE A CONDENSAÇÃO**

Atualmente atingem potências de 70 a 1500 KW. O sistema de condensação limita a temperatura até 60 °C. Para obter-se água quente a 85/90 °C, procede-se à operação sem condensação porém mantendo um rendimento de 93 a 96%, devido à maior superfície do trocador de calor.

- **CALDEIRAS A GÁS CLÁSSICAS PARA PRODUÇÃO DE ÁGUA QUENTE, EQUIPADAS DE UM RECUPERADOR DE CALOR À CONDENSAÇÃO**

Esse tipo de operação é possibilitada pela combustão limpa do gás natural o que permite a instalação de um trocador de calor entre os produtos da combustão e a água de retorno, o qual recupera o calor sensível e, dependendo do dimensionamento, o calor latente. Nesse último caso, o rendimento pode chegar a 96%. Com a adição de recuperadores de calor apropriados, é possível economizar até 15% do consumo de energia.

Os principais tipos de recuperadores de calor usados no segmentos que demandam aquecimento por caldeiras podem ser assim classificados:

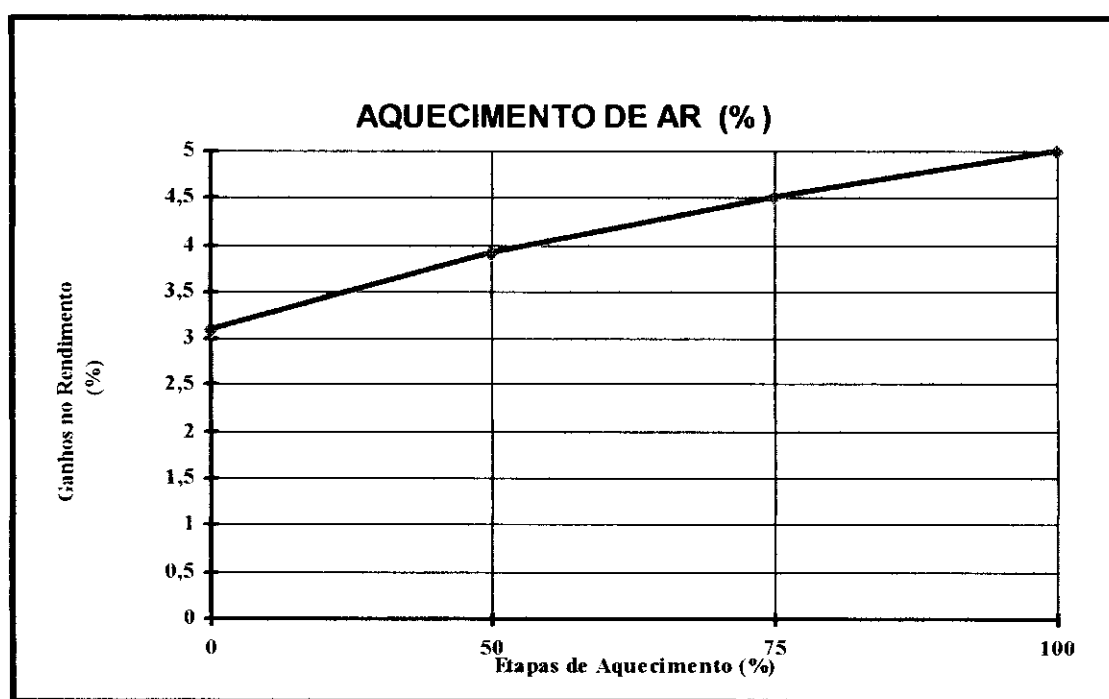
- ◆ **ECONOMIZADOR PARA PRÉ-AQUECIMENTO DE ÁGUA**

Utilizável quando a temperatura dos produtos da combustão é suficientemente elevada; o economizador possibilita o reaquecimento da água de alimentação

das caldeiras, utilizando parte do calor sensível dos produtos da combustão e deixando intacto o potencial de calor latente, o qual pode ser recuperado pela instalação de um recuperador a condensação à jusante do economizador, para reaquecimento da água de alimentação, antes de sua introdução no desaerador.

◆ PRÉ-AQUECIMENTO DO AR COMBUSTÃO

Trata-se da instalação de um trocador de calor ar/gases efluentes, antes da chaminé, permitindo elevar a temperatura do ar de combustão. No caso de uma temperatura do ar da ordem de 20 °C, com os produtos da combustão a 240 °C, pode-se obter uma elevação de temperatura da ordem de 10 °C.



Fonte: GAZ DE FRANCE (s.d.)

◆ RECUPERADORES LAVADORES

Esse tipo de recuperador produz água quente a 45-50 °C através do resfriamento dos produtos da combustão e pela condensação parcial do vapor d'água produzido na combustão do gás natural.

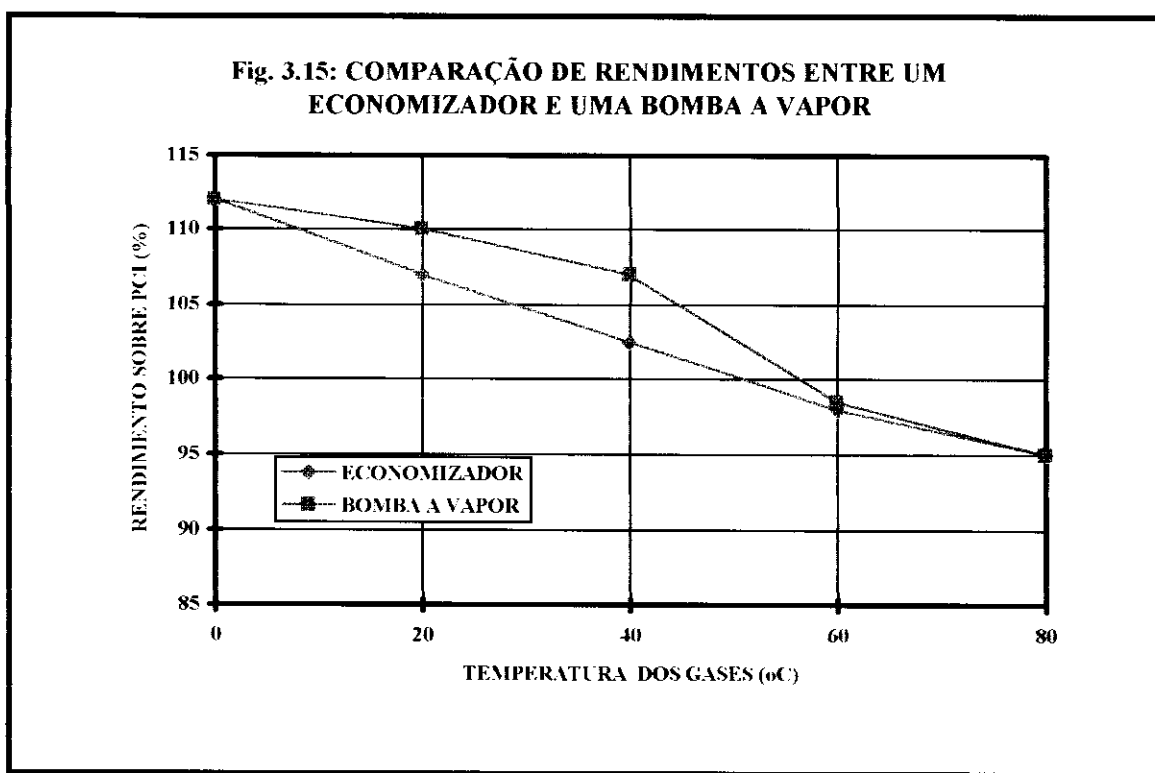
A água de lavagem entra em contato direto com os gases efluentes e é reaproveitada após filtragem. Após lavagem, os produtos da combustão são lançados na atmosfera a baixas temperaturas. A economia de energia pode chegar a 15% do consumo de gás na caldeira. Na indústria de papel essa técnica é usada basicamente no aquecimento de banhos a baixas temperaturas, por exemplo no aquecimento da água de reposição e no reaquecimento da lixívia.

◆ GERADOR DE ÁGUA QUENTE POR ASPERSÃO

Nesse equipamento, a água é pulverizada sob a forma de gotículas e entra em contato com os produtos da combustão provenientes das caldeiras ou de efluentes de fornos e autoclaves. Nesse processo, esses efluentes são resfriados a 40-50 °C, cedendo calor sensível e calor latente à água de resfriamento, a qual é aquecida a temperaturas de 50 a 60 °C. Esse processo permite economizar de 14 a 18% do gás utilizado nas caldeiras.

◆ BOMBAS DE VAPOR

Nesse processo, o ar de combustão é aquecido e tem sua umidade relativa mantida em torno de 100%, o que ocasiona a elevação do ponto de orvalho dos gases efluentes e amplia os rendimentos dos efeitos da condensação.



Fonte: GAZ DE FRANCE (s.d.)

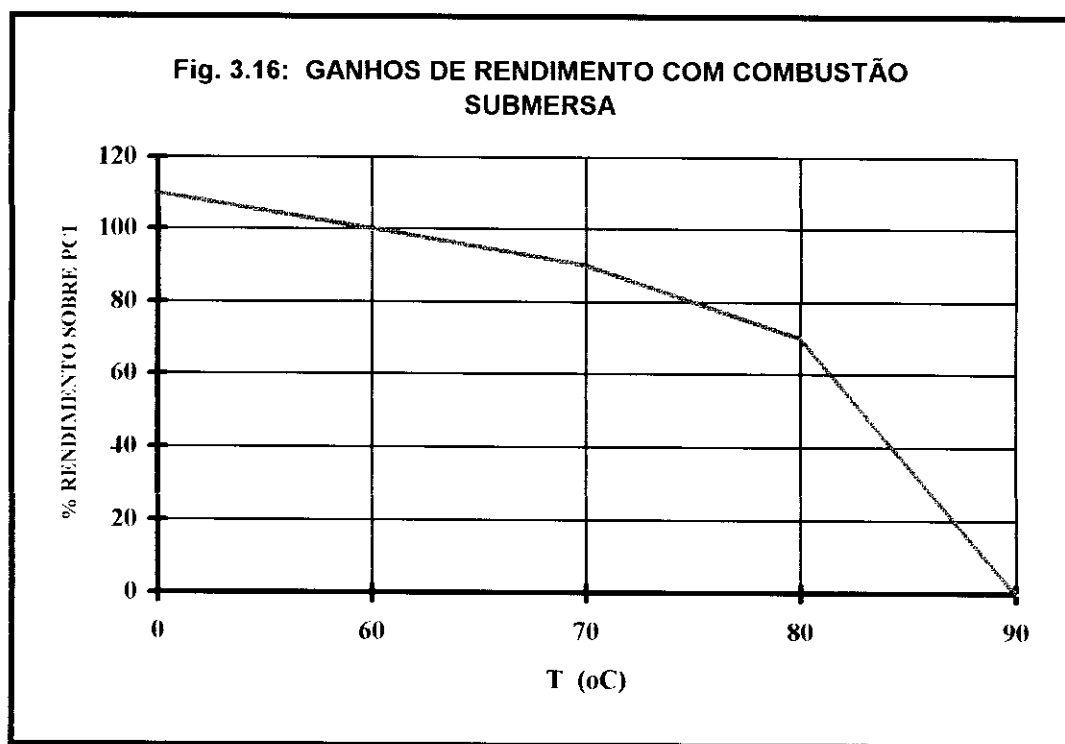
3.5.4.2 Outras tecnologias usadas na indústria de papel e celulose

a) COMBUSTÃO SUBMERSA

Nesse processo, os produtos de combustão provenientes de um queimador a gás são colocados em contato direto com os líquidos que se quer aquecer, o que dispensa o uso de equipamentos como caldeiras e trocadores de calor.

Amplia a superfície de calor - cada m^3 de produto de combustão é disperso em

bolhas de 6 mm de diâmetro, correspondentes a uma superfície de troca de 1000 m². Para temperaturas de banho entre 55 e 60 °C, a eficiência no aquecimento pode ser superior a 100% do poder calorífico inferior.



Fonte: GAZ DE FRANCE (1991)

Comparativamente ao aquecimento clássico a vapor, o aquecimento direto por combustão submersa possibilita ganhos no rendimento de pelo menos 30%.

b) TROCADORES DE CALOR SUBMERSOS COMPACTOS

Totalmente imersos no líquido a ser aquecido, permitem obter rendimentos entre 92 a 98%.

c) TUBOS SUBMERSOS COMPACTOS

Consistem de um queimador e sua câmara de combustão acoplados a um tubo trocador de calor, de pequeno diâmetro, o qual é mergulhado no banho que se deseja aquecer. O rendimento do tubo submerso compacto varia entre 85 e 93%, sendo indicado para potências de 80 a 250 kw térmicos.

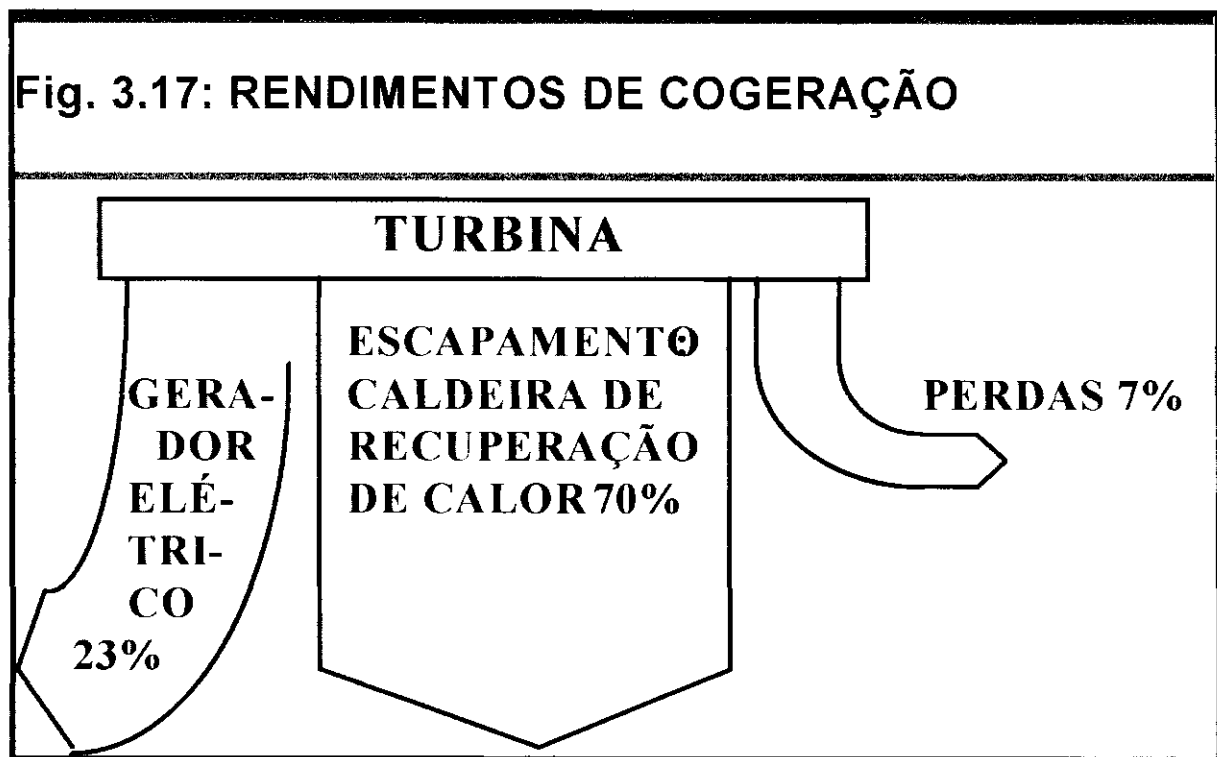
d) PROCESSOS DE SECAGEM DIRETA

A combustão limpa do gás conduziu à sua utilização em processos de secagem direta da folha de papel, em contraposição aos processos de secagem tradicional em cilindro. Em alguns exemplos citados na França, obtiveram-se taxas de evaporação em cilindros tipo "yankee" superiores a 150 litros de água por hora e m² de folha, contra 10 a 20 litros por h.m² obtidos com os cilindros clássicos. Em outros exemplos, a adoção de rolos sopradores a gás natural proporcionaram ganhos de produtividade de 10%.

Dentre os equipamentos mais eficientes na secagem direta, destacam-se as capotas de secagem de rendimento elevado, os sistemas de secagem por insuflação através da folha de papel e os secadores infravermelhos.

e) SISTEMAS DE COGERAÇÃO A GÁS

Na indústria do papel onde são necessários grandes volumes de vapor, a instalação de sistemas de cogeração com turbinas a gás permite obter rendimentos energéticos globais (eletricidade e calor), da ordem de 90%.



3.5.5 Indústria cerâmica

A indústria cerâmica é um dos segmentos que mais se prestam ao uso de gás natural, devido ao aspecto qualidade do produto, notadamente no ramo de cerâmicas branca - pisos, azulejos, louças sanitárias etc. Em termos mundiais, a Itália e mais recentemente, a Espanha, com o advento do gás natural, têm apresentado produtos mais competitivos. A indústria brasileira de cerâmica tem-se ressentido dessa concorrência e já no 34º Congresso Brasileiro de

Cerâmica realizado em Caxambu, ocorrido em junho de 1992, lançou um manifesto pela urgente disponibilidade de gás natural, tendo em vista que só dispõe de duas alternativas, ambas caras e pouco confiáveis: uso de cilindros de GLP, com alto custo de estocagem ou então produção própria em gasogênios a lenha, de custos operacionais elevados. Dentre as vantagens desse energético no setor cerâmico, destacam-se:

- Possibilidade de secagem e cozimento a fogo direto, devido à ausência de impurezas no gás (enxofre, metais etc.).
- Versatilidade na concepção e instalação dos sistemas de combustão para os fornos e secadores.
- Controle automatizado da temperatura permite a automação dos sistemas de combustão.
- Possibilidade de utilização de queimadores de alta velocidade de combustão o que favorece as trocas por convecção, reduzindo o consumo de energia em até 40%.

As principais aplicações do gás natural na indústria cerâmica são nos fornos contínuos e intermitentes, nos atomizadores e nos secadores.

3.5.6 Indústria metalúrgica

As principais vantagens do gás natural na indústria metalúrgica dizem respeito à melhor qualidade do produto fabricado, ao controle eficiente da temperatura, ao menor índice de refugo de peças, traduzindo-se em maior competitividade das peças exportadas com os similares fabricados em outros países. Nesse segmento, o gás pode ser usado em fornos de tratamento térmico, estufas de secagem, no aquecimento de cadinhos de fundição, na geração de atmosfera controlada, nos equipamentos de corte de chapas, em estufas litográficas, fornos de fusão e espera de metais não-ferrosos. Com o uso do gás natural podem ser obtidas economias significativas de energia, conforme mostra a Tabela 3.7:

TABELA 3.7: USO DO GÁS NA INDÚSTRIA METALÚRGICA

APLICAÇÃO	FORNO DE FORJA DE METAL NÃO-FERROSO
COMBUSTÍVEL ANTERIOR	ÓLEO DIESEL
CONSUMO ESPECÍFICO	1.193 kcal/kg de latão
CONSUMO ATUAL	GÁS NATURAL
CONSUMO ESPECÍFICO	1.002 kcal/kg de latão
ECONOMIA	16%

Fonte : COMGÁS

4 O GÁS NATURAL NO BRASIL: UM BREVE RESUMO

4.1 Histórico

A primeira concessão para a prospeção de petróleo, turfa e outros minerais no Sul da Bahia, foi outorgada em 1864 ao inglês Thomas Dewis Sargent. A história do gás canalizado no Brasil teve início em 25 de março de 1854, com a inauguração da Fábrica de Gás de Carvão do Rio de Janeiro, para iluminação da cidade com os célebres lampiões de gás, obra de Irineu Evangelista Marinho, o Barão de Mauá.

“ A iluminação a gás foi inaugurada ontem nas ruas de São Pedro, Sabão, Rosário, Direita, Hospício, Ouvidor, Assembléia, Carioca, Conde de Lavradio, Arcos, Passeio, São Joaquim e Largo dos Paços. Todas elas foram tomadas por uma multidão maravilhada. As palavras eram poucas, mas uma observação podia ser ouvida por todos os lados: “Como pudemos passar tanto tempo sem ver esse importante melhoramento?”. Na verdade o contraste entre os velhos candeeiros e a luz brilhante emanada dos lampiões fala por si mesmo. A distância que foram postados os novos lampiões parece ter sido bem calculada. Somente em alguns pequenos trechos do Largo do Paço a luz não parece tão forte quanto se poderia desejar. Até agora já foram instalados 637 lampiões, menos de um terço do total previsto no contrato”.

Jornal do Commercio, 26/03/1854²

² CALDEIRA (1995)

Em 1872 foi a vez de São Paulo, com a fundação da The San Paulo Gas Company Ltd., autorizada por Decreto do Imperador D. Pedro II, empresa de origem inglesa e responsável pela instalação dos primeiros 700 lampiões de gás da cidade, parte dos quais no famoso Pátio do Colégio. Outras cidades como Salvador, Recife, Porto Alegre, S.Luiz, Fortaleza, Belém, Niterói, Santos, Taubaté e S.Vicente, Belém e Tremembé também aderiram à novidade. Que durou relativamente pouco...

Com o advento da eletricidade, diversas fábricas de gás fecharam suas portas, restando somente as empresas do Rio e de São Paulo que, na década de 70 introduziram um novo processo de produção, usando a nafta de petróleo para produzir gás canalizado de médio poder calorífico.

Em 21 de janeiro de 1939 ocorreu a primeira descoberta de petróleo no Brasil, em Lobato, subúrbio de Salvador; o primeiro campo de óleo comercial foi descoberto em 1941, em Candeias, na Bahia. As primeiras descobertas de gás natural ocorreram na Bahia, na Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano, no campo de Candeias, nos idos de 1941, e mais tarde em Itaparica e Aratu, sendo que a utilização desse energético deu-se basicamente em pequenas indústrias locais e na Central de geração térmica de Cotegipe. Somente em 1973, com o desenvolvimento do Pólo Petroquímico de Camaçari, na Bahia, e de unidades de fertilizantes em Sergipe, passou-se a ter um maior aproveitamento do gás natural, basicamente na região Nordeste.

A partir de 1982, passou-se a aproveitar o gás produzido na Bacia de Campos, bem como nos campos petrolíferos dos estados de Espírito Santo, Ceará e Rio Grande do Norte. Até então, a Petrobrás distribuía diretamente o gás às indústrias locais; somente em 1983 passou a entregar o produto à Companhia Estadual de Gás - CEG, do Rio de Janeiro, porém reservando a si a entrega direta a cerca de 20 indústrias.

Em 20/02/1987 a Petrobrás e a Comgás assinaram contrato de fornecimento de 3 milhões m³/dia, volume a ser entregue em duas etapas:

1. Etapa 1 : 1,1 milhão m³/dia em dezembro de 1987;
2. Etapa 2 : 3 milhões m³/dia em janeiro de 1989.

Com o incêndio ocorrido na plataforma de Enchova - RJ, em meados de 1987, sucessivos atrasos postergaram o cronograma de entrega do gás à Comgás, que chegou a São Paulo no final de 1988, ficando limitado pela Petrobrás ao volume de 1,1 milhão m³/dia, até abril de 1993.

Durante muitos anos, diversos estados brasileiros tentaram, sem sucesso, sensibilizar o Governo Federal quanto à necessidade de se elaborar uma política para o gás natural. Em 1987 foi iniciado o PLANGÁS- Plano Nacional do Gás Natural, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e envolvendo diversos agentes da cadeia do gás natural: Petrobrás, Estados, consumidores, Conselho Nacional do Petróleo (à época, o agente fiscalizador da atividades do monopólio), empresas de eletricidade e representantes de outros

ministérios. Sob a égide do programa foram elaborados diversos estudos e curvas de mercado. Entretanto, o PLANGÁS não prosperou por impossibilidade de se obter dados e de se implementar uma política de preços para o gás natural.

Em outubro de 1988, às vésperas da promulgação da Constituição Federal, que viria a ampliar o monopólio da União sobre o petróleo e o gás natural, a Petrobrás publicou um ambicioso Plano de Ação do Setor Petróleo - PASP, o qual traçava as seguintes metas:

1. Atingir 75% da demanda nacional de derivados de petróleo, ou seja produzir internamente 988 mil barris/dia. Em 1996 seria atingido o marco de produção de 90% da demanda nacional, com produção interna de 1,324 milhão de barris/dia, sendo que, finalmente, em 1997 o País seria totalmente auto-suficiente, produzindo internamente 1,532 milhão de barris/dia.
2. De acordo com o PASP, o Brasil produziria 44 milhões m³/dia de gás natural em 1993; em 1997 seriam produzidos 70 milhões m³/dia.

As estatísticas disponíveis mostram que essas metas ainda estão longe de ser atingidas: em junho de 1996 a produção média de petróleo nos últimos doze meses foi de 738 mil barris/dia, ou seja 55 % da meta estabelecida; a produção média de gás no mesmo período medido atingiu 22,6 milhões m³/dia, ou seja apenas 57 % da meta estabelecida para 1993.

4.2 O conflito Petrobrás versus Concessionárias Estaduais: um Paradigma com a França

A Constituição Federal de 1988 consagrou a desverticalização de parcela importante da indústria brasileira de gás natural, a da distribuição, embora ampliando o monopólio da União:

1. As atividades de pesquisa, lavra, transporte por dutos e refino foram confirmadas como monopólio da União; as atividades de importação e de exportação foram incorporadas a esse monopólio (artigo 177);
2. A distribuição, ou serviços locais de gás, antes de âmbito municipal, passou a ser explorada pelos Estados, diretamente ou mediante concessão a empresa estatal, com exclusividade de distribuição (artigo 25, § 2º).

Em fevereiro de 1990, 12 estados reuniram-se em Maceió, com o objetivo de criar a Associação Brasileira das Empresas Estaduais Distribuidoras de Gás Canalizado-ABEGÁS. Um dos primeiros objetivos da ABEGÁS foi o de encontrar um mecanismo institucional que possibilitasse a criação de concessionárias estaduais estatais, conforme preceituava a Constituição Federal, porém com o máximo de participação privada em seus capitais.

O modelo elaborado na Bahia, tripartite, com o Estado detendo 51% das ações ordinárias e os sócios privados 100% das ações preferenciais, resultando em

participação acionária total do Governo Estadual de 17%, foi copiado em uma série de estados, permitindo também encontrar um modo de repassar às empresas estaduais as redes de distribuição anteriormente operadas pela Petrobrás; desse modo, a Petrobrás Distribuidora³, passou a ser sócia minoritária de todas as empresas de gás do Nordeste.

Reconhecendo a necessidade de um planejamento abrangente para o setor de gás e com o objetivo de minimizar os conflitos produtor versus distribuidores de gás, o Governo Federal resolveu ressuscitar o PLANGÁS, criando em 1991 a Comissão Nacional do Gás, envolvendo os mesmos agentes do plano anterior e sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia, órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia. A Comissão concluiu seus trabalhos em 1992, não conseguindo, mais uma vez estabelecer políticas relativas a preços e à regulamentação do setor de gás. Entretanto, alguns importantes avanços se fizeram notar em alguns campos específicos, a saber:

- Foram produzidos relatórios de oferta e de demanda de gás nas diversas regiões do país e por uso final, introduzindo-se os primeiros conceitos de “mercado potencial” e de “mercado factível” para gás natural.
- Houve uma primeira liberação do uso do gás para táxis e frotas cativas de veículos, anteriormente restrito apenas a ônibus e veículos de carga.

³ A Petrobrás Distribuidora - BR é uma subsidiária da Petrobrás, voltada para a distribuição de combustíveis em geral.

- Germinaram os primeiros planos visando a importação de gás da Bolívia, uma vez que os relatórios de oferta apresentados pela Petrobrás concluíam pela inviabilidade de atendimento às regiões Sul e Sudeste do Brasil com gás de origem nacional.
- Foi formulado o modelo tripartite para constituição de novas empresas distribuidoras de gás canalizado.
- A Comgás conseguiu a liberação de mais 450 mil m³/dia de gás de Campos, que estava limitado para São Paulo a apenas 750 mil m³/dia, após apresentação do Departamento de Gás da Petrobrás à Comissão, na qual aquela empresa informou estar “reinjetando o gás não utilizado”.

A Comissão Nacional do Gás estabeleceu as seguintes metas para penetração do gás natural na matriz energética brasileira, as quais foram aprovadas pelo então Ministro de Minas e Energia e pelo Presidente da República:

- Ano 2000: 9,8 %.
- Ano 2010: 11,9 %.

Mantendo-se constante o atual consumo nacional de energia, para atingir-se a meta estabelecida para o ano 2000, seria necessário atingir-se um consumo total de gás de aproximadamente 56 milhões m³/dia, o que parece totalmente

improvável acontecer no horizonte de 4 anos, mesmo que até lá se concretize a importação de gás boliviano.

A bem da verdade, essas metas foram aparentemente esquecidas pelo Governo Federal, logo após sua edição, visto que jamais se desdobraram em programas anuais e nem tiveram qualquer tipo de acompanhamento.

Em 1993 foi criada uma nova Comissão de Gás, novamente sob o comando da Secretaria Nacional de Energia, cujos trabalhos se encontram suspensos desde meados de 1995, continuando ainda em discussão as questões relativas à regulamentação e à política de preços.

- Em 1994, logo após a implantação do Plano Real, foi dado um importante passo no sentido de se reconhecer uma regra para definição da paridade entre o preço do gás e o preço do óleo combustível, com a edição pelo Departamento Nacional de Combustíveis-DNC da Portaria 24/94, estabelecendo que o preço do gás às concessionárias estaduais de distribuição, ex-tributos, seria equivalente a 75 % do óleo combustível 1-A na base primária de distribuição.

Em 1995, com as emendas aprovadas nos artigos 25 e 177 da Constituição Federal, eliminando a obrigatoriedade de exploração por empresas estatais, aguarda-se uma flexibilização e a maior participação de capitais privados, a partir da regulamentação dos dois setores.

Desde o início da década de 80, quando começaram a aparecer os primeiros debates sobre a ampliação do uso do gás natural, tem-se verificado uma situação de disputa e conflito em torno do mercado. A Petrobrás sempre entendeu que deveria abastecer diretamente os consumidores industriais, deixando o abastecimento aos mercados residencial, comercial e a pequena indústria para as concessionárias estaduais. Essas últimas nunca concordaram com essa política e têm procurado garantir o abastecimento a todo o mercado em sua área de concessão.

Essa situação de conflito entre o produtor de petróleo e o distribuidor de gás canalizado não é um privilégio brasileiro, como bem o exemplifica o conflito instaurado a partir de 1954 entre a Société nationale des pétroles d'Aquitaine-SNPA e a Gaz de France, a propósito dos critérios para comercialização do gás de Lacq, no Sudoeste Francês. Em um artigo publicado na imprensa francesa em 1956, a SNPA afirmava claramente:

“ Nós não somos um serviço público(...) a SNPA continua a ser uma sociedade de prospeção petrolífera e esta atividade tem um peso considerável em nosso orçamento (...) nossa obrigação primeira é retribuir nossos acionistas, ainda que 53,35 % do capital esteja nas mãos do Estado!”⁴.

A Gaz de France foi criada em 30 de junho de 1949, quando foi oficialmente separada da Électricité de France, com quem convivia desde 1946, época em

⁴ In BELTRAN; WILLIOT (1992)

que o Governo Francês decidiu-se pela nacionalização e estatização da produção, transporte, distribuição, importação e exportação de gás combustível.

A SNPA foi criada em 1 de dezembro de 1942, tendo o Governo Francês como acionista controlador e como sócios minoritários, diversas empresas industriais francesas. Seu objetivo era a pesquisa de petróleo no Sudoeste da França, no interior de um perímetro de 28000 km². A primeira descoberta de petróleo em Lacq ocorreu em 1949 e somente a partir de 1954 passou-se a estudar a melhor maneira de valorizar o gás natural. Mas a principal questão a ser solucionada consistia em definir quem seria o controlador do processo: a SNPA ou a Gaz de France?

No final de 1954, a Gaz de France proclamava em uma reunião de seu Conselho de Administração que “ a empresa reivindica, por uma vocação orgânica, o comando da construção dos sistemas de transporte e de distribuição do gás de Lacq, que demonstrarão sua aptidão a gerir com o máximo de eficácia, um complexo gasífero em via de transformação profunda e de expansão”.

Por seu lado, o então presidente da SNPA afirmava, em uma reunião ministerial: **“ O gás pertence a uma sociedade...É uma sociedade de caráter privado e, embora seu acionista majoritário seja o Estado, ela é cotada em Bolsa. O gás não é portanto uma res nullius (coisa sem dono) , sobre a qual a Gaz de France tenha tanto interesse como qualquer**

outro. Isso coloca desde já um problema, no caso em que se queira impor um uso do gás conforme o interesse geral, mas não rentável para a sociedade (a SNPA)”.

O conflito foi amenizado quando o Governo Francês estabeleceu as seguintes atribuições para os agentes envolvidos:

- Decisões governamentais: Comitê permanente para a utilização do gás de Lacq.
- Produção: SNPA.
- Transporte e distribuição: Gaz de France, Société nationale des Gaz du Sud-Ouest e Société française du méthane.
- Financiamento: PETROFIGAZ

Como se pode verificar do paradigma francês, o Brasil se encontra “apenas” 50 anos em atraso com relação à situação francesa e somente uma forte definição política quanto à separação de atribuições e áreas de atuação, já definidas constitucionalmente, mas ainda não aceitas pela Petrobrás, poderá por fim a esse conflito.

4.3. Situação Atual do Setor de Gás no Brasil

4.3.1 Principais indicadores

Levando-se em conta a importância da economia brasileira, a indústria de gás no país apresenta indicadores bastante modestos em todos os segmentos da cadeia gasífera, conforme pode se visualizado na Tabela 4.1. A participação do gás no consumo de energia primária é de apenas 2,5 %; se levado em conta o consumo final por fonte, essa participação cai para apenas 1,9 %.

TABELA 4.1: PRINCIPAIS INDICADORES DA INDUSTRIA DO GÁS

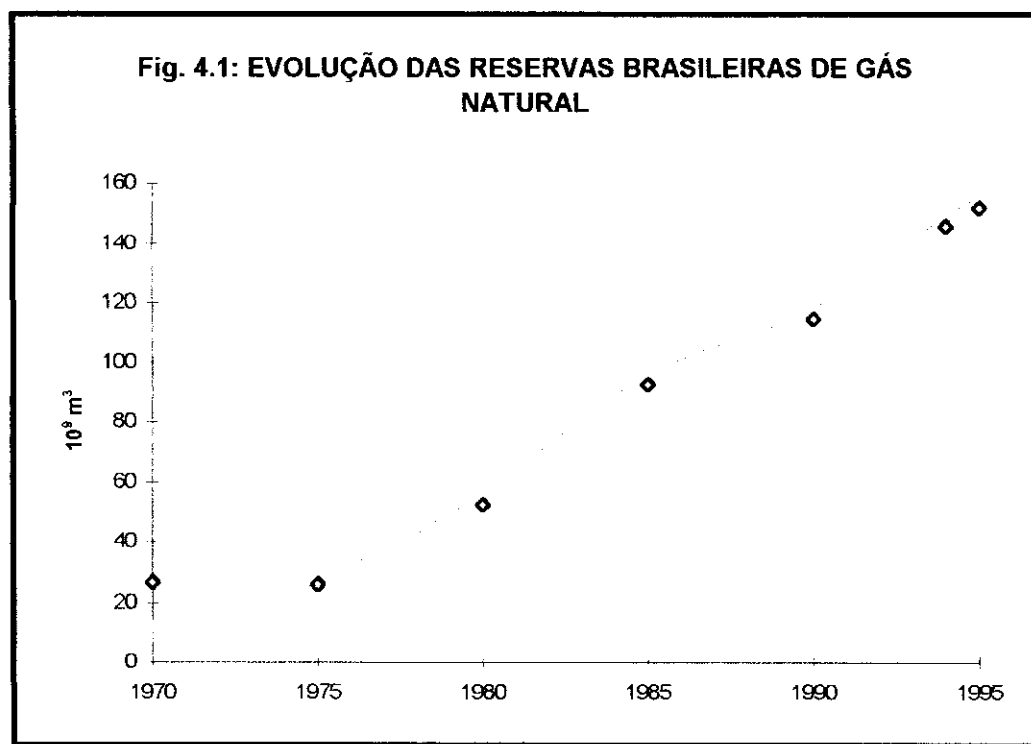
BRASIL - 1995

Participação na matriz energética	2,5%
Número de Consumidores	800 mil
Vendas	9,0 milhões m³/dia
Rede de Distribuição	4.728 km
Número de Distribuidoras	16
Em operação	12
Produção	24 milhões m³/dia
Reservas provadas	152 bilhões m³
Reservas/Produção	20 anos
Gasodutos	3.937 km

Fonte: ABEGÁS (1995)

Aliás, se for analisada a evolução do consumo final por fonte primária de energia, verifica-se que o crescimento da participação do gás na matriz energética brasileira tem sido insignificante em termos percentuais nos últimos dez anos e, o mais grave é que após a conclusão dos trabalhos da Comissão do Gás em 1992, o crescimento do setor praticamente estagnou, só sendo retomado em 1995 (infelizmente os dados do Balanço Energético Nacional 1996 ainda não estão disponíveis, mas foi constatado um crescimento das

vendas em São Paulo e na Bahia, através de dados fornecidos pelas empresas).

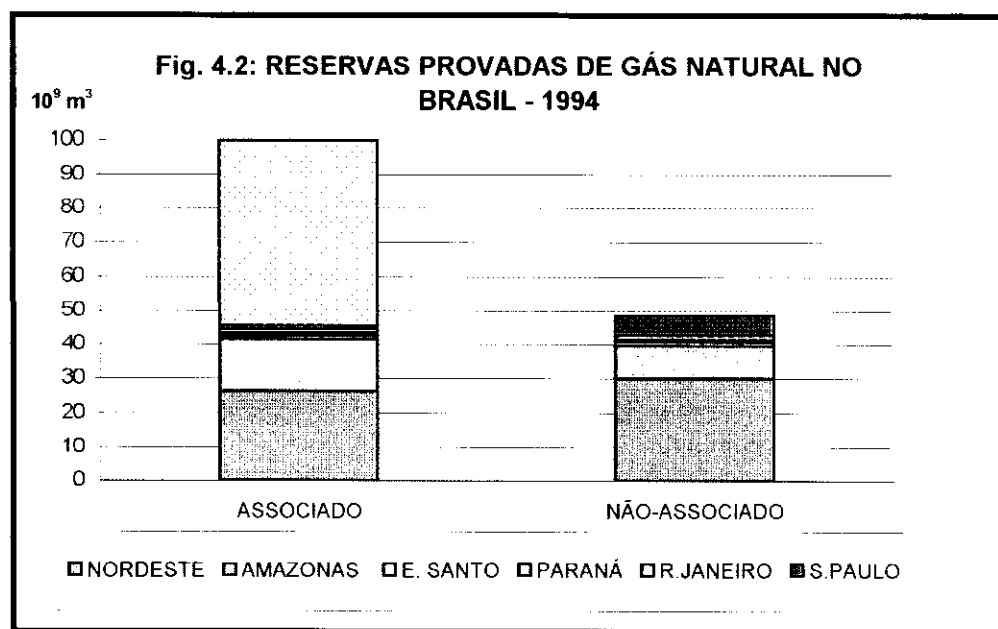


Fonte: Balanço Energético Nacional (1990 e 1995)

4.3.2 Reservas e Produção Nacionais

Em 1995, as reservas brasileiras de gás totalizavam 152 bilhões de metros cúbicos, sendo que 67 % das mesmas referem-se a gás associado ao petróleo. As maiores reservas encontram-se nos estados de Rio de Janeiro(bacia de Campos), Amazonas (Urucu e Juruá), Bahia e Alagoas.

No período compreendido entre 1970 e 1995 as reservas brasileiras de gás natural apresentaram um crescimento de 470 %. Na década de 90, o crescimento 1990/1995 foi de 32 %.



Fonte: CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA (1994)

A produção nacional de gás cresceu até menos que as reservas: 21,5 % no período 1991/1996, considerando-se a média dos últimos 12 meses e 31,2 %, considerando-se isoladamente o mês de abril de 1996. Em números absolutos, as principais contribuições provêm das bacias de Santos, Campos, Alagoas e do Rio Grande do Norte.

TABELA 4.2: PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR ESTADO (MIL m³/DIA)

ESTADO	MAIO 1991	1996
--------	-----------	------

	TERRA	MAR	TOTAL	MÉD. 12MESES	ABRIL/96
AMAZONAS	330	0	330	717	877
CEARÁ	5	192	197	221	251
R.G.NORTE	360	1466	1826	2389	2561
ALAGOAS	1101	0	1101	1647	1893
SERGIPE	211	2072	2283	1873	2045
BAHIA	3394	57	4001	4554	4733
ESPÍRITO SANTO	587	85	672	712	712
RIO DE JANEIRO	0	8166	8166	8812	9224
SÃO PAULO	0	0	32	1631	1998
PARANÁ	0	0	0	129	114
TOTAL	6570	12038	18608	22602	24408

Fonte: BRASIL ENERGIA (junho/91 e junho/96)

No que concerne à alocação da produção de gás, verifica-se que a Petrobrás detém o controle da maior parte do gás produzido. Em 1994, cerca 66 % do gás produzido foi destinado ao uso exclusivo da Petrobrás, conforme apresentado na Tabela 4. 4. Nessa tabela, a coluna Vendas refere-se ao gás entregue às concessionárias estaduais de gás, mais o gás vendido diretamente pela Petrobrás e pela BR diretamente a indústrias no Rio de Janeiro e no Espírito Santo.

A coluna GLP/Ref diz respeito à fração do gás natural que é utilizada na produção de gás liquefeito de petróleo - GLP e ao gás utilizado como combustível nas refinarias da Petrobrás. A coluna Não Comercial refere-se principalmente ao gás reinjetado enquanto que a coluna Flares, computa o gás que é queimado sem aproveitamento. Ao subtrair-se do total de vendas e adicionar-se ao uso da Petrobrás o volume comercializado diretamente pela empresa no Rio de Janeiro, em média 2,4 milhões m³/dia em 1994 e mais 413 mil m³/dia distribuídos pela Petrobrás Distribuidora no Espírito Santo, em

média também em 1994, verifica-se que a Petrobrás controla cerca de 79 % das destinações finais do gás no Brasil; isso sem contar o controle indireto exercido através da participação minoritária de sua subsidiária, a BR, em 10 concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado.

TABELA 4.4: ALOCAÇÃO DO GÁS NATURAL PELA PETROBRÁS NO BRASIL (VOLUMES EM m³/DIA)

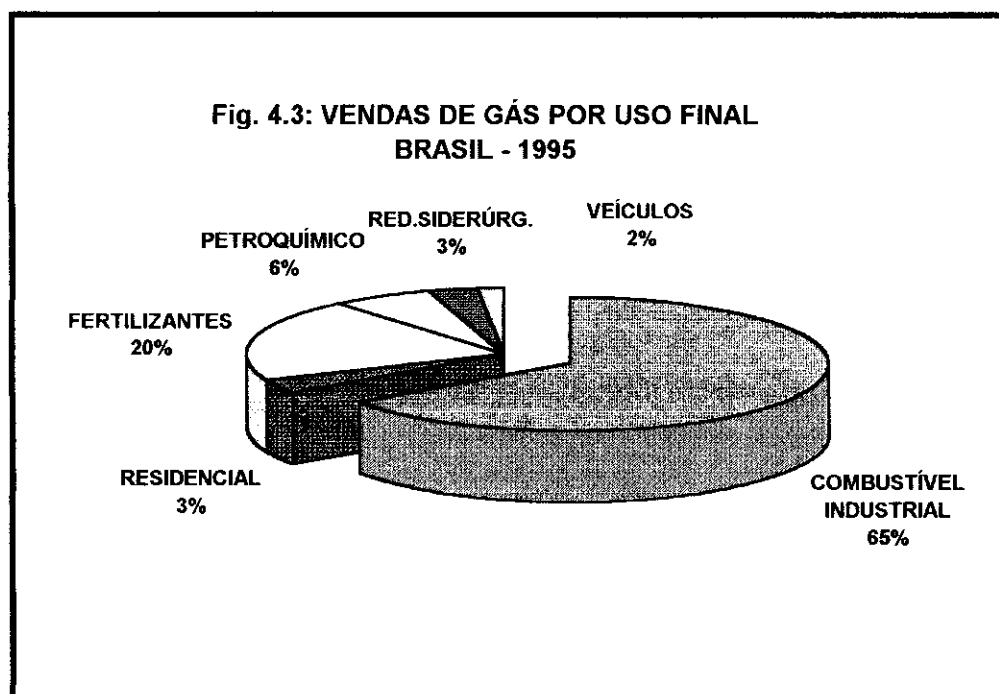
ANO	PRODUÇÃO	(%) USO PETROBRÁS	VENDAS	GLP/REF.	NÃO-COMERC	FLARE
1981	6832	72	1900	825	1879	2219
1982	8400	71	2429	1396	1488	3111
1983	11023	74	2866	1609	2797	3751
1984	13396	74	3533	2989	2260	4624
1985	14998	67	4902	3388	2343	4375
1986	15651	63	5730	3709	2744	3468
1987	16268	59	6675	3921	3026	2660
1988	16000	60	6457	3436	3233	2887
1989	16688	54	7787	3349	2863	2727
1990	17205	56	7578	3461	2918	3260
1991	18076	58	7680	3457	3823	3130
1992	19054	55	8520	3694	4322	2544
1993	20152	56	8924	4030	4261	3083
1994	21127	66	7364	6262	4337	3315

Fonte: Conselho Mundial de Energia (1994)

Considerando os usos finais do gás comercializado em 1995, 94 % são destinados ao setor industrial, dos quais 65 % como combustível industrial e 29 % como matéria prima nos processos industriais. O uso residencial aparece nas estatísticas, algo incorretamente, como equivalente a 3 %, tendo em vista que o fornecimento à Comgás é contabilizado como fornecimento industrial, quando um volume de cerca de 200 mil m³/dia é destinado ao mercado residencial em São Paulo, devido ao processo de conversão dos consumidores residenciais de gás de nafta para gás natural. Desse modo o

percentual correto, relativo à participação do setor residencial, seria equivalente a aproximadamente 5 %.

Considerando os usos finais do gás comercializado em 1995, 94 % são destinados ao setor industrial, dos quais 65 % como combustível industrial e 29 % como matéria prima nos processos industriais. O uso residencial aparece nas estatísticas, algo incorretamente, como equivalente a 3 %, tendo em vista que o fornecimento à Comgás é contabilizado como fornecimento industrial, quando um volume de cerca de 200 mil m³/dia é destinado ao mercado residencial, devido ao processo de conversão dos consumidores residenciais de gás de nafta para gás natural. Desse modo o percentual correto, relativo à participação do setor residencial, seria equivalente a aproximadamente 5 %.



Fonte: CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA (1994)

4.3.3 A distribuição de gás no Brasil

Atualmente existem 15 empresas concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado, associadas à ABEGÁS, das quais 12 encontram-se em operação, enquanto que outras 4 aguardam a confirmação de oferta: são as empresas do Mato Grosso do Sul, Paraná, Brasília e Santa Catarina. A concessionária do Rio Grande do Sul, Sulgás, já se encontra praticamente em operação, pois brevemente implementará o sistema em construção, para distribuir 100 mil m³/dia de gás residual da refinaria Alberto Pasqualini.

No Espírito Santo, a concessão foi outorgada a uma estatal federal, a Petrobrás Distribuidora, que assumiu a rede de distribuição existente, de propriedade da Petrobrás. No Rio de Janeiro ainda persiste a situação da Petrobrás operar um sistema de distribuição para atendimento de cerca de 20 indústrias, em paralelo ao sistema da CEG. Nos estados de Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Paraná e Santa Catarina foi implantado o modelo tripartite, com o Governo Estadual associado à Petrobrás Distribuidora e a grupos privados.

- ✦ Em São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, as concessionárias locais têm capitais controlados pelos Governos Estaduais, com participação minoritária de prefeituras ou do Governo Federal. No Rio Grande do Sul o modelo é bipartite, resultante de uma associação do Governo Estadual com a Petrobrás Distribuidora. Em Brasília e no Mato Grosso do Sul a concessão de distribuição de gás foi outorgada às empresas energéticas estaduais.

O perfil de distribuição das concessionárias estaduais é basicamente industrial, à exceção da CEG e da Comgás, que também atendem aos mercados residencial, comercial e institucional. Isso se deve ao fato de que as novas empresas praticamente iniciaram sua operação a partir de 1994, com a transferência dos antigos ativos operacionais da Petrobrás e que só atendiam a consumidores industriais.

TABELA 4.5: PERFIL DAS CONCESSIONÁRIAS ESTADUAIS DE GÁS CANALIZADO (1996)

ESTADO	EMPRESA	NUM. CONSUM.	REDES (KM)	VENDAS (MIL M3/DIA)	
				1994	1995 ⁵
AL	ALGÁS	6	67	230	300
BA	BAHIAGÁS	14	70	1400	1427
CE	CEGÁS	38	84	95	85
PB	PB GÁS	10	28	--	45
	BR	--	--	45	--
PE	COPERGÁS	34	120	429	492
RN	POTIGÁS	12	87	--	55
	BR	--	--	40	--
SE	EMSERGÁS	--	37	--	56
	BR	16	--	63	--
ES	BR	8	--	413	474
MG	CEMIG	33	35	180 (1)	142
RJ	CEG	560.000	2200	960	961
	PETROBRÁS	--	--	2400	2241
SP	COMGÁS	268.000	2000	2100	2689
DF	CEB	0	0	0	0
MS	ENERSUL	0	0	0	0
RS	SULGÁS	0	0	0	0
SC	SC-GÁS	0	0	0	0
PR	COMPAGÁS	0	0	0	0
TOTAL			4728	8355	8967

Fonte: ABEGÁS (1996)

⁵ Média de vendas considerada no período maio/95 - abril/96

4.3.4 Perfil do consumo de energia no Brasil

Antes de se conceituar o mercado econômico para gás natural em São Paulo, é necessário analisar-se a evolução e o perfil do consumo de energia no Brasil, de modo a verificar-se as possíveis tendências de uso dos principais competidores do gás natural. Essa análise volta-se primordialmente para o setor industrial, em função do histórico e tendências de consumo preponderantes de gás no setor industrial.

Após o segundo choque do petróleo ocorreu um profundo ajuste no uso de energia na indústria brasileira; no período compreendido entre 1979 e 1994, o consumo absoluto de óleo combustível caiu quase pela metade. Em termos relativos, passou-se de 27 % do consumo energético industrial para apenas 9,4 %⁶. O consumo de gás natural, embora tenha apresentado crescimento de 553 % em igual período, não foi suficiente para justificar a queda do consumo de óleo em termos absolutos, que na verdade foi substituído basicamente pelos seguintes energéticos:

- Eletricidade: crescimento absoluto de 105 %; a participação relativa passou de 37,7 % para 48,8 %.
- Bagaço de cana: crescimento absoluto de 66 %; participação relativa passou de 8,7 % para 9,2 %.

⁶ Balanço Energético Nacional (1995)

- Coque: crescimento absoluto de 118 %; participação relativa passou de 6,3 % para 8,7 %.
- Outras fontes primárias: crescimento absoluto de 260 %; participação relativa de 1,3 % para 2,9 %.

TABELA 4.6: EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL - BRASIL (10³ tEP)

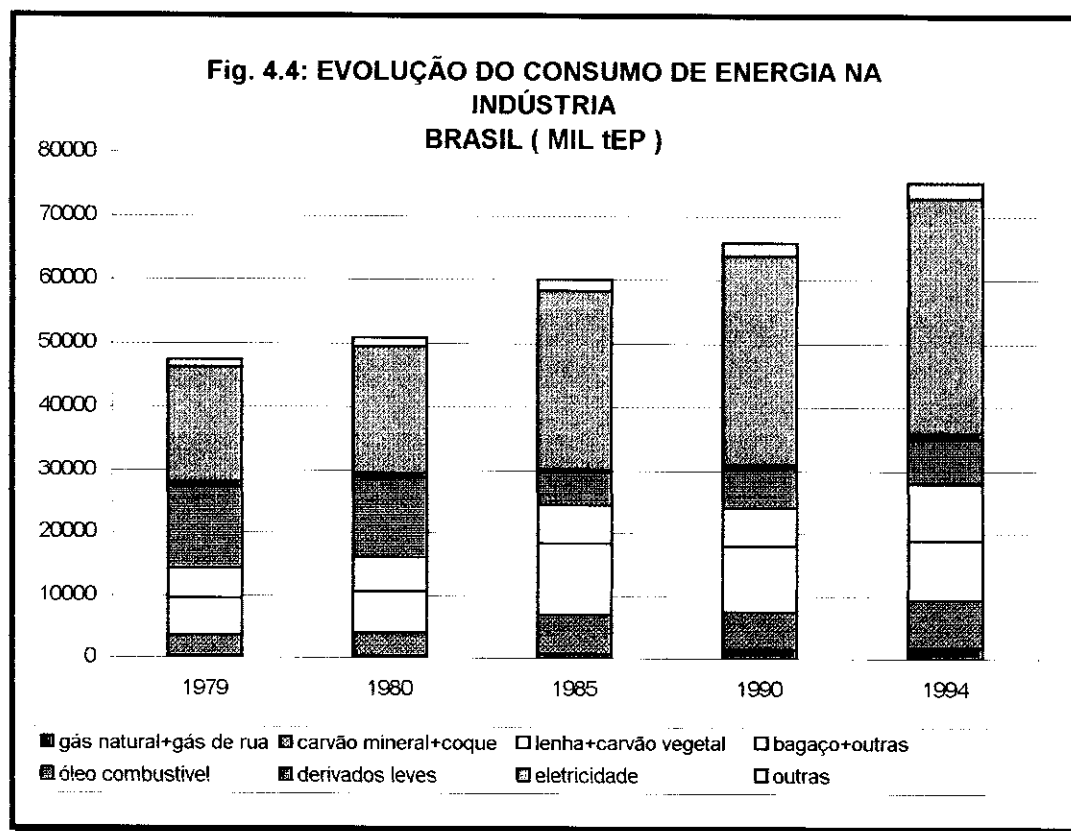
ENERGÉTICO	1979	1980	1985	1990	1994
GÁS NATURAL	266	311	583	1341	1738
CARVÃO MINERAL	286	481	1481	967	1116
LENHA	3281	3449	6276	5320	4940
BAGAÇO	4152	4712	4924	4477	6902
OUTRAS PRIM.	612	725	1151	1475	2207
ÓLEO DIESEL	395	374	250	310	465
ÓLEO COMB.	13003	12785	5351	6589	7133
GLP	189	194	153	157	347
NAFTA	29	33	0	0	0
QUEROSENE	176	137	81	57	58
GÁS COQUERIA	467	487	756	863	902
GÁS CANALIZADO	54	59	83	70	16
COQUE	2999	3134	4843	5030	6547
ELETRICIDADE	17890	19783	27909	32579	36760
CARV.VEGETAL	2745	3281	5113	5297	4568
OUTRAS SEC.	758	837	921	1074	1384
ALCATRÃO	53	57	56	112	218
TOTAL	47355	50839	5993	65718	75301

Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (1995)

O gás natural começa a efetivamente despontar no ano de 1985. Para fins de visualização, a participação do gás natural foi agrupada com a do gás de rua, que na prática vem sendo progressivamente substituído pelo primeiro no Rio de Janeiro e em São Paulo.

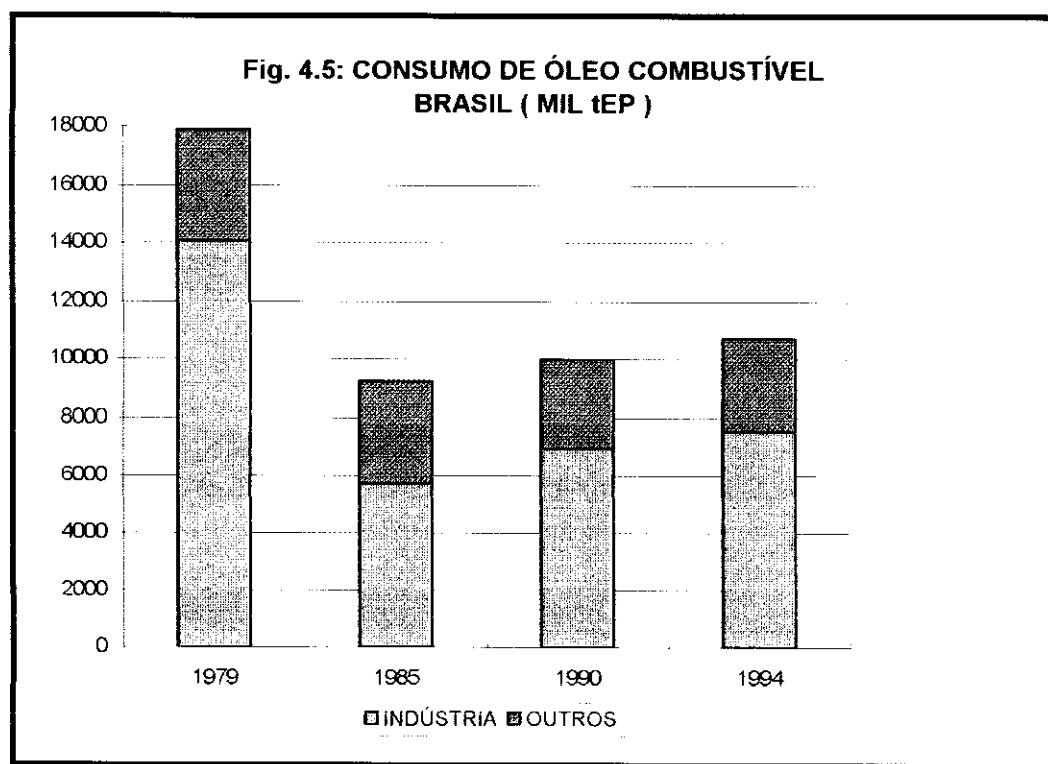
O consumo de derivados leves de petróleo, passíveis de substituição por gás natural - diesel, GLP e querosene - totalizou apenas 870 mil tEP em 1994, equivalentes a 2,8 milhões m³/dia em todo o país. O consumo de óleo combustível, que apresentou ligeira melhora no período 1994/1993, corresponde a 22,5 milhões m³/dia de gás natural. Ou seja, considerando-se a substituição total de óleo combustível e derivados leves na indústria brasileira, ter-se-ia um mercado potencial para o gás de 25,3 milhões m³/dia de gás natural, ano base 1994.

Ainda resta a possibilidade de substituição de eletrotermia, face à escassez prevista no curto prazo para a eletricidade, bem como de outros energéticos como a lenha e o carvão vegetal, que enfrentam problemas de ordem ambiental e mesmo logística em seu consumo.



Fonte: Balanço Energético Nacional (1995)

A Figura 4.5 apresenta a evolução do consumo de óleo combustível no Brasil, no período de 1979 a 1994, mostrando a preponderância do uso desse energético na indústria.

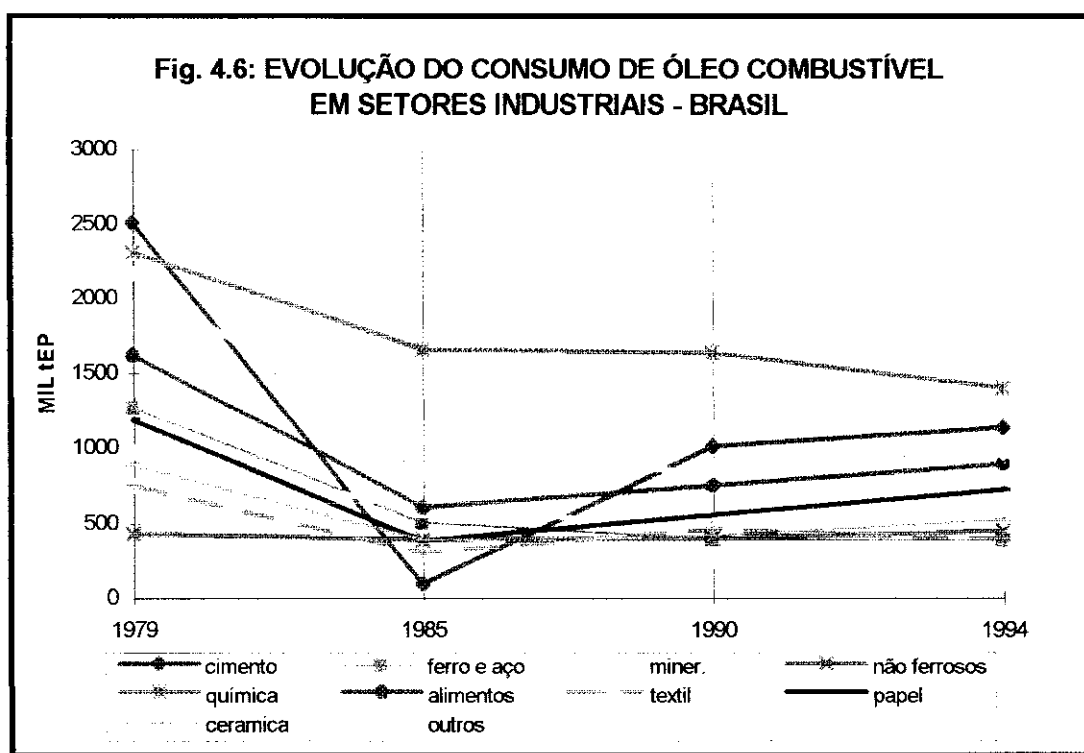


Fonte: Balanço Energético Nacional (1995)

A figura 4.6 também apresenta a evolução do consumo de óleo combustível por segmento industrial. Observa-se claramente que todos os segmentos fizeram uma grande redução no consumo de combustível, com ênfase no setor cimenteiro, que reduziu drasticamente o consumo de óleo, passando a utilizar carvão mineral e, mais recentemente, voltou a utilizar óleo combustível de alta viscosidade (7A), ainda assim em menor escala do que na década de 70.

A indústria química também vem reduzindo substancialmente o consumo de óleo combustível, utilizando gás natural, gás de refinaria, eletricidade e outras fontes secundárias de petróleo.

Em geral, todos os setores industriais apresentam reduções expressivas no consumo de energia até o ano de 1985; em seguida verifica-se um crescimento mais modesto até meados da década de 90, que pode ser também explicado pela longa recessão que se abateu sobre a economia brasileira a partir de meados da década de 80 e não apenas pela racionalização do uso de energia.

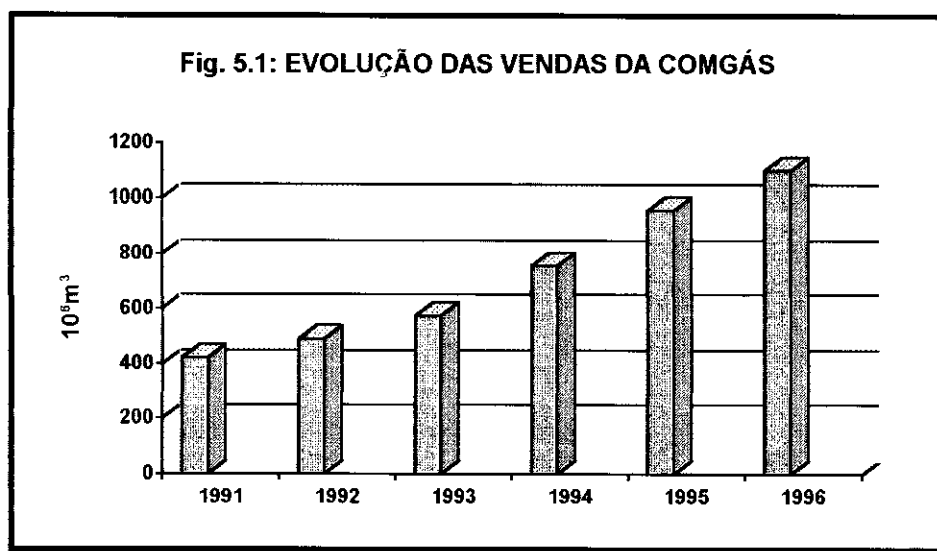


Fonte: Balanço Energético Nacional (1995)

5. MERCADO PARA GÁS NATURAL EM SÃO PAULO

5.1 Estrutura de Consumo: Mercado Abastecido pela Comgás

A Comgás, concessionária estadual de distribuição de gás no Estado de São Paulo, vem apresentando um expressivo crescimento das suas vendas, notadamente a partir de 1993, quando finalmente a Petrobrás liberou o volume contratual de 3 milhões $m^3//dia$, até então limitado a 1,1 milhão m^3/dia . Em 1996 a empresa prevê superar a marca de venda de 1,1 bilhão de metros cúbicos de gás natural e de gás manufacturado.



Fonte: Relatório de Ação Comercial - Comgás (julho/1996)¹

¹ Para o ano de 1996, vendas projetadas.

A Comgás atua basicamente em 13 municípios da Região Metropolitana de São Paulo, Baixada Santista e Vale do Paraíba, prevendo atender mais 8 municípios até 1997. Atualmente as vendas da empresa atingem um volume médio de 3 milhões m³/dia.

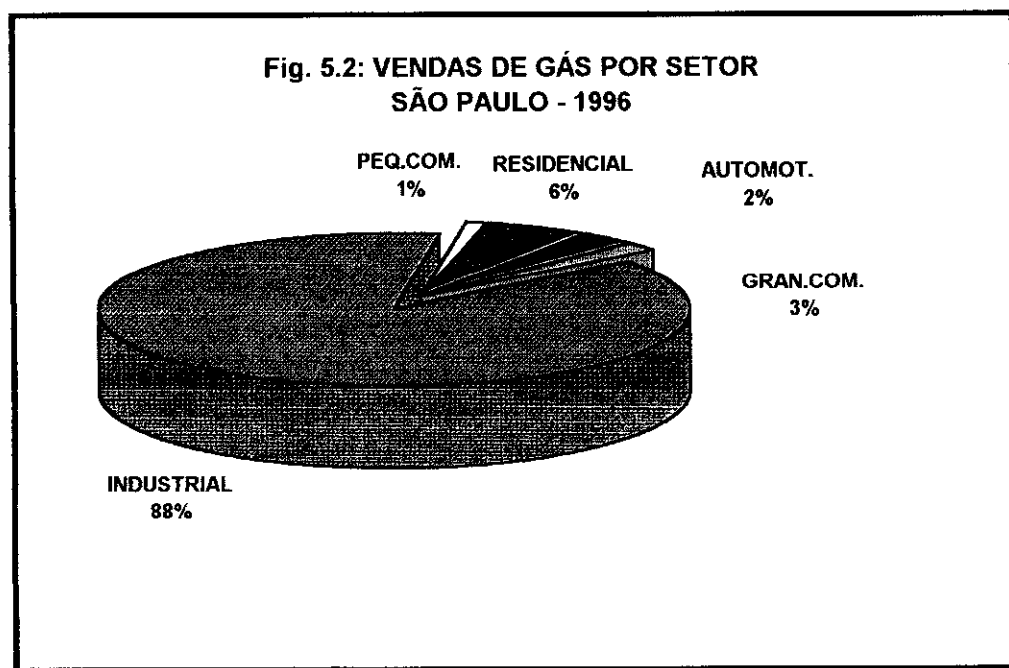
TABELA 5.1: MUNICÍPIOS ATENDIDOS PELA COMGÁS E EXPANSÃO 96/97

MUNICÍPIOS ATENDIDOS:		EXPANSÃO 96/97	
	POÁ		
SÃO PAULO	DIADEMA		
S. BERNARDO DO CAMPO	MAUÁ	JACAREÍ	GUARATINGUETÁ
S.CAETANO DO SUL	OSASCO	MOGI DAS CRUZES	LORENA
CUBATÃO	GUARULHOS	TAUBATÉ	APARECIDA
ITAQUAQUECETUBA	S.JOSÉ DOS CAMPOS	PINDAMONHANGABA	CRUZEIRO
SANTO ANDRÉ	SUZANO		

O perfil de atendimento da Comgás é fortemente industrial: em 1986 cerca de 88% das vendas, em volume, correspondem ao mercado industrial, com uma clientela composta de 500 indústrias de uma vasta gama de segmentos (químico, borracha, vidros cerâmica, alimentos, metalurgia/siderurgia, papel e celulose, eletro-eletrônico, etc.). No setor comercial são cerca de 6500 estabelecimentos, correspondendo a 4% do volume de gás comercializado.

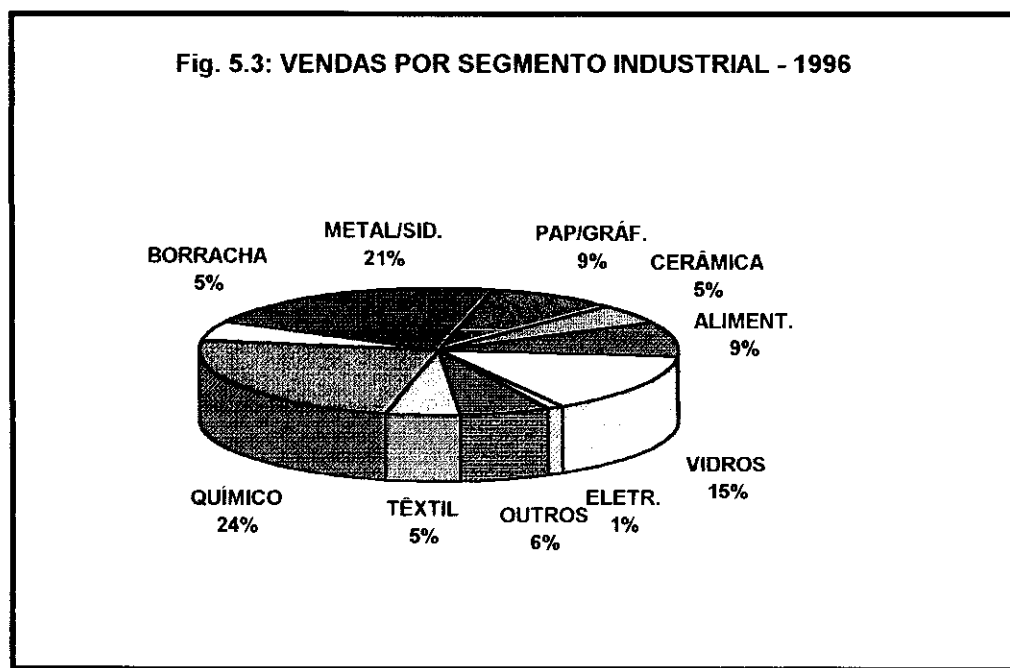
No setor residencial são atendidas cerca de 263 mil residências, que respondem por apenas 6% das vendas; no segmento automotivo, a Comgás

abastece a 18 postos de Gás Natural Veicular - GNV, os quais correspondem a 2% das vendas de gás.



Fonte: Relatório de Ação Comercial - Comgás (julho/1996)

No setor industrial, os segmentos responsáveis pelos maiores volumes de gás consumidos são os de química, com 24 %, (Nitroquímica, Copebrás, Estireno, Petroquímica União, etc.), siderurgia/metalurgia, com 21 % (Cosipa, etc.), vidros, com 15 % (Cisper, Nadir Figueiredo, Santa Marina, etc.); em seguida, igualmente com 9 %, tem-se os segmentos de papel/gráfica (Papel Suzano, etc.), cerâmica (Gyotoku, Celite, etc.) e alimentos/bebidas (Lacta, Antarctica, etc.).



Fonte: Relatório de Ação Comercial - Comgás (julho/1996)

Quando se analisa o faturamento da Comgás, verifica-se a importância dos setores residencial e comercial em uma empresa distribuidora de gás, mesmo em se considerando que o clima e os padrões de construção no estado, não incentivam o uso de aquecimento ambiental, como ocorre em países da Europa, América do Norte e mesmo na Argentina. Em São Paulo, em junho de 1996, verificaram-se as seguintes relações entre gás faturado e vendas volumétricas, por setor.

Assim é que, embora somados representem apenas 10 % das vendas da Comgás em volume, os setores comercial e residencial, somados, equivalem a 36 % do faturamento da empresa. O setor industrial, com 88 % do volume, representa 63 % do faturamento, em função de ainda vigorarem contratos com

tarifas especiais para grandes consumidores industriais com preços inferiores ao do óleo combustível tipo 1-A.

TABELA 5.2: PARTICIPAÇÃO RELATIVA DOS SETORES NAS VENDAS E FATURAMENTO DA COMGÁS (JUNHO 1996)

SETOR	% VOLUME	% FATURAMENTO
RESIDENCIAL	6	26
COMERCIAL	4	10
INDUSTRIAL	88	63
AUTOMOTIVO	2	1
TOTAL	100	100

Fonte: Comgás (1996)

Em termos de mercado efetivamente atendido, a participação da Comgás ainda é bastante modesta, tanto na sua atual área de atuação quanto no território estadual, objeto de sua concessão. Atualmente a Comgás atende cerca de 10 % da população do município de São Paulo; o restante da população utiliza GLP, que é distribuído em cilindros de 13 e 45 kg, com entrega domiciliar através de caminhões que circulam diariamente pela cidade.

5.2 Preços de Energéticos no Brasil e no Exterior

O gás natural vem se inserindo na matriz energética paulista em substituição a outros energéticos atualmente consumidos nos diversos segmentos do mercado, competindo principalmente com óleo combustível, GLP e eletricidade. Considerando a concorrência com esses energéticos, o preço do gás natural deve ser tal que incentive o futuro consumidor, não somente a mudar de energético, como também a custear a conversão dos seus equipamentos. A definição de um preço competitivo para o gás natural, ou seja aquela que possibilita a troca de energéticos, pode ser obtida através da aplicação de um dos seguintes conceitos econômicos:

5.2.1 Preço de equilíbrio econômico

Nesse conceito, é computado o preço do energético concorrente, por exemplo o óleo combustível, ao qual se adicionam todos os custos incidentes sobre a sua utilização, dentre os quais se destacam os custo de armazenagem, de aquecimento, de manutenção dos equipamentos, de pesagem, levando-se ainda em consideração o rendimento do equipamento com aquele combustível. Tipicamente, tem-se a seguinte função:

$$P_e(o) = [P(o) + (C_a + C_{aq} + C_m + C_p + \dots)] / \eta(o) \quad (1)$$

$P_e(o)$ = preço econômico do óleo combustível.

$P(o)$ = Preço do óleo combustível ao consumidor

C_a = Custo de armazenagem

C_{aq} = Custo de aquecimento

C_m = Custo de manutenção

C_p = Custo de pesagem

$\eta(o)$ = rendimento energético do óleo no equipamento considerado.

O preço competitivo do gás natural pode ser calculado pela equação:

$$P_e(g) = P(g) / \eta(g) \quad (2)$$

$P_e(g)$ = preço econômico do gás.

$P(g)$ = Preço do gás ao consumidor.

$\eta(g)$ = rendimento do gás no equipamento considerado.

No equilíbrio, $P_e(o) = P_e(g)$ e então:

$$P(g) / \eta(g) = [P(o) + (C_a + C_{aq} + C_m + C_p + \dots)] / \eta(o)$$

$$P(g) = [P(o) + (C_a + C_{aq} + C_m + C_p + \dots)] * [\eta(g) / \eta(o)] \quad (3)$$

Desse preço deve ser ainda deduzido o custo unitário de conversão do equipamento, ao menos durante o período necessário à amortização dos investimentos do consumidor, que pode variar entre 2 e 5 anos.

5.2.2 O fator prêmio

Normalmente, equações similares a (3) são empregadas na definição do preço do gás ao consumidor, quando se dispõe de flexibilidade para se negociar caso a caso. Em situações generalizadas costuma-se utilizar o conceito de “premium value”, ou seja o prêmio que se pode adicionar ao preço do gás, levando em conta suas vantagens e a seu maior rendimento. A tabela a seguir apresenta alguns valores do prêmio para diversos equipamentos e tipos de uso do gás em substituição ao óleo combustível.

Pode-se verificar que o prêmio do gás é tanto maior quanto maiores as temperaturas dos processos industriais, que podem assim melhor aproveitar a temperatura de chama mais elevada do gás natural. Em caldeiras usadas, principalmente aquelas convertidas de óleo para gás, pode haver situações em que se torna desvantajoso, sob o ponto de vista estritamente econômico, converter uma caldeira de óleo para gás, salvo quando haja imposições de natureza ambiental. Nos fornos de fusão da indústria de vidros, que aceitam bem óleos de alta viscosidade, o prêmio é inferior a 1.

Levando-se em conta todos esses aspectos, bem como as inegáveis vantagens intrínsecas do gás, a indústria de equipamentos, em parceria com as grandes empresas internacionais de distribuição de gás natural, têm desenvolvido queimadores e equipamentos especialmente desenvolvidos para esse energético, tais como caldeiras a condensação com rendimento superior a 100% do Poder Calorífico Inferior, banhos a combustão submersa que prescindem da troca indireta de calor, fornos cerâmicos com monoqueima, etc.

TABELA 5.3: FATORES PRÊMIO PARA USOS INDUSTRIAIS DO GÁS EM RELAÇÃO A ÓLEO COMBUSTÍVEL

USO FINAL	PRÊMIO S/ÓLEO
FORNOS ALTA TEMPERATURA	1,21
FORNOS DE REAQUECIMENTO (FERRO E AÇO)	1,06
FORNOS BAIXA TEMPERATURA ²	1,16
FORNOS DE FUSÃO DE VIDRO	0,96 a 1,06
SECADORES	1,08
FORNOS DE CAL	1,05
CALDEIRAS GRANDES	1,04
CALDEIRAS PEQUENAS E MÉDIAS	1,07
FORNOS CERÂMICA BRANCA	1,15

Fonte: Beicip (1990)

Em termos bastante práticos e empíricos, costuma-se aplicar no Brasil um prêmio de 10% sobre o preço do óleo combustível ao consumidor final.

² Fornos usados na indústria de alimentos.

Entretanto, para se obter um pouco mais de segurança na aplicação desse prêmio, partiu-se para uma estimativa mais aproximada dos fatores prêmio que se poderia aplicar para os diversos segmentos da indústria paulista.

Inicialmente, buscou-se nos dados disponíveis nas publicações da Agência para a Aplicação de Energia (1989), quais os usos finais preponderantes nos principais segmentos industriais. Separando-se os usos térmicos dos demais usos finais, para os quais não se aplicaria diretamente o gás natural, por exemplo, iluminação, força motriz, eletrólise, obteve-se uma nova base percentual, conforme apresentado na Tabela 5.4.

TABELA 5.4: USOS FINAIS TÉRMICOS POR SETOR (%)

SETOR	CALDEIRA	AQUECEDOR	FORNO	FORNALHA	SECADOR
CIMENTO	1	0	98	0	1
SIDER.	1	0	99	0	0
VIDRO	3	2	94	0	1
TRANSP.	26	3	50	14	7
NÃO FERR.	24	0	75	0	1
QUÍMICA	65	4	1	28	2
ALIM/BEB	78	2	1	1	18
TÊXTIL	85	13	1	0	1
PAPEL	79	0	5	1	1
CERÂM.	1	0	83	2	6
OUTRAS	54	1	32	1	12

Fonte: Agência para Aplicação de Energia (1989)

Combinando-se os dados desta Tabela com os da Tabela 5.3 e ponderando cada fator prêmio pela participação percentual de cada uso final, atingiram-se os resultados expressos na Tabela 5.5, onde são apresentados os fatores prêmio ponderados para cada segmento industrial. Ressalte-se que o fator prêmio é um número adimensional, que deve ser multiplicado pelo preço do energético a ser substituído, de modo a obter-se o preço equivalente do gás natural.

TABELA 5.5: FATOR PRÊMIO MÉDIO POR SETOR INDUSTRIAL - S.PAULO

SETOR	PRÊMIO MÉDIO
CIMENTO	1,05
SIDERÚRGICO	1,06
VIDRO	1,08
MATERIAL DE TRANSPORTE	1,05
NÃO FERROSOS	1,17
QUÍMICA	1,04
ALIMENTOS/BEBIDAS	1,07
TÊXTIL	1,07
PAPEL	1,04
CERÂMICA	1,14
OUTRAS	1,05

A análise da Tabela 5.5 permite verificar que, salvo para os setores de cerâmica e de metais não ferrosos, o prêmio do gás é inferior a 10 %. Mesmo no setor de vidro, onde se tem usos nobres do gás em processos de têmpera, acabamento final e recozimento, o prêmio médio sofre a influência, para baixo,

dos prêmios menos elevados nos processos de fusão, os quais permitem o uso de óleos de alta viscosidade.

5.2.3 Preço de imposição ambiental

Em algumas regiões de São Paulo, o órgão de controle ambiental, a CETESB, vem impondo restrições ao uso industrial de energéticos considerados mais poluentes como o óleo combustível de alto teor de enxofre (tipo A), a lenha e o carvão. No setor de transportes, iniciativas como o Rodízio e a Operação Caça-Fumaça também demonstram a preocupação de reduzir as emissões de veículos, hoje a principal causa da poluição na Região Metropolitana.

À medida em que se intensifique a atuação da CETESB, o preço competitivo do gás poderá ser calculado com a adição de mais um dos seguintes componentes:

- Imposto ambiental sobre o preço do óleo.
- Taxas sobre a emissão de quantidades de determinados poluentes, por ex., sobre as emissões calculadas de SO_x ou de material particulado.
- Custo alternativo à instalação de equipamentos de controle ambiental, como filtros, lavadores, etc.

Na França, a ADEME, Agência para a Aplicação Racional da Energia e de Controle Ambiental, arrecadou em 1992 cerca de US\$ 60 milhões com a aplicação de uma taxa sobre as emissões industriais de óxidos de enxofre. Os recursos arrecadados foram destinados ao financiamento da conversão/troca de equipamentos, bem como para o financiamento de pesquisas voltadas para a melhoria da qualidade do ar e da eficiência energética.

Embora não faça parte do escopo desse trabalho, futuramente será importante desenvolver uma metodologia para cálculo desse preço de imposição ambiental que poderia servir como fator de incentivo ao consumo de gás natural, notadamente quando da chegada a São Paulo de gás boliviano, o que certamente exigirá o cálculo e a aplicação de taxas dessa natureza, pois o seu custo mais elevado, poderá não ser atraente para a substituição de outros energéticos.

5.2.4 Preços do gás e dos energéticos no Brasil

Os preços dos principais energéticos no Brasil são fixados e controlados pelo Ministério da Fazenda, em coordenação com o Departamento Nacional de Combustíveis do Ministério de Minas e Energia. Atualmente, por força das disposições do Plano Real, esses preços são reajustados anualmente. O último reajuste concedido para a maior parte dos derivados de petróleo ocorreu em setembro de 1995, sendo que o álcool e a gasolina tiveram reajustes e liberação dos preços na bomba dos postos em abril de 1996. O

GLP foi reajustado em julho de 1996, sendo que os demais combustíveis deverão ser reajustados em novembro próximo. O gás natural para as concessionárias de distribuição é equalizado em todo o Brasil.

TABELA 5.6: PREÇOS DE ENERGÉTICOS EM SÃO PAULO³

ENERGÉTICO	R\$/UNIDADE (KG, L, M ³)	PCS (KCAL/UNIDADE)	US\$/MMBTU
GÁS NAT.DISTRIBUIDORAS	0,0886	9400	2,38
GÁS NAT.PETROQUÍMICAS	0,0580	9400	1,55
GLP: 13 KG ⁴	0,5720	11700	12,32
GLP: GRANEL	0,2815	11900	5,96
ÓLEO COMBUSTÍVEL ⁵			
1-A (5 %)	0,1248	10135	3,10
2-A	0,1207	9992	3,04
3-A	0,1111	9763	2,87
1-B (1% S)	0,1549	10340	3,77
2-B	0,1526	10339	3,72
OC-4	0,1504	10840	3,50
GASOLINA	0,6700	8104	20,83
DIESEL	0,3800	9025	10,61
ÁLCOOL HIDRATADO	0,5800	5500	17,41
QUEROSENE ILUMINANTE	0,3140	8633	9,17
NAFTA CONCESSIONÁRIAS	0,1127	7938	3,58
NAFTA OUTROS FINS	0,2787	7938	8,85

Fonte: Diário Oficial da União

³ US\$ 1,00 = R\$ 1,00 em 19/07/96. Preços sem ICMS.

⁴ Foi considerado o preço de entrega a domicílio no município de São Paulo, de R\$ 8,45 o botijão de 13 kg, deduzindo-se 12 % de ICMS.

⁵ Preço dos óleos na base primária de distribuição, sem frete.

5.2.5 Preços do gás natural em São Paulo

As tarifas aplicadas pela Comgás para o gás natural seguem um critério de inversa proporcionalidade ao volume consumido, sendo divididas em duas categorias básicas:

- Tarifas do modelo

O modelo é constituído de 10 classes tarifárias, contendo um termo fixo, em R\$, que remunera os custos do sistema de medição, e um termo variável, em R\$/m³. A primeira classe tarifária é uma franquia para volumes de até 5 m³/mês.

- Tarifas especiais

Com o intuito de tornar o gás mais competitivo durante sua comercialização a novos clientes, foram instituídas algumas tarifas especiais, válidas para grandes consumidores, que normalmente utilizariam óleos combustíveis de alta viscosidade, negociadas em contratos com dois ou três anos de prazo, o que permite ao consumidor amortizar seus custos com a conversão para o gás.

Nessas tarifas especiais também se inserem as de cogeração e a tarifa automotiva. Na tabela 5.7 são apresentadas as tarifas em vigor após o reajuste concedido em junho de 1996, de 22,12 %, aplicado unicamente nas tarifas do modelo, sendo que as tarifas especiais só serão reajustadas quando ocorrer reajuste do óleo combustível.

TABELA 5.7: MODELO TARIFÁRIO DA COMGÁS (JUNHO/1996)⁶

CLASSE	VOLUMES(M ³)	COM ICMS		SEM ICMS	
		TERMO FIXO (US\$)	TERMO VARIÁVEL (US\$/MM BTU)	TERMO FIXO (US\$)	TERMO VARIÁVEL (US\$/MM BTU)
1	ATÉ 5	6,78	0,00	5,91	0,00
2	6 A 50	0,71	33,03	0,62	28,82
3	51 A 130	11,28	27,46	9,84	23,95
4	131 A 1000	53,07	18,91	46,29	16,50
5	1001 A 5000	97,93	17,71	85,43	15,45
6	5001 A 50000	1495,29	10,22	1304,39	8,91
7	50001 A 300000	7882,88	6,80	6876,50	5,93
8	300001 A 500000	19691,08	5,74	17177,20	5,01
9	500001A 1000000	20238,54	5,71	17654,77	4,98
10	>1000000	21789,14	5,67	19007,41	4,95
ESPECIAIS					
800	TAKE OR PAY CONTRATOS ANTIGOS	0	3,89	0,00	3,39
802	POSTOS AUTOMOTIVOS	0	3,31	0,00	2,89
805	COGERAÇÃO	0	3,48	0,00	3,03
808	TAKE OR PAY ATUAL	0	4,40	0,00	3,84
809	INTERRUPTÍVEL	0	3,89	0,00	3,39

Fonte: Comgás (1996)

⁶ US\$ 1,00 = R\$ 1,00 em 19/07/96

5.2.6 Preços internacionais do óleo e do gás natural

5.2.6.1 Preços nos city gates norte-americanos

Comparando-se os preços do gás natural nos city gates de algumas cidades nos EUA e no Canadá com os do óleo combustível de baixo teor de enxofre, verifica-se que houve uma elevação do preço desses energéticos no biênio 1995/1996, ao mesmo tempo em que o gás natural apresenta sempre preços inferiores aos do óleo combustível. No caso, óleo com 1 % de enxofre. Comparados com os preços do gás nos city gates brasileiros, de US\$ 2,38/MM BTU, verifica-se que os preços americanos estão compatíveis com os preços brasileiros. A relação de preços gás/óleo varia de 0,59 (Los Angeles) a 0,96 (New York), mostrando que existe uma relação de competitividade entre os dois energéticos, permitindo à distribuidora uma margem compatível de distribuição, após o city gate.

TABELA 5.8: EVOLUÇÃO DE PREÇOS DE GÁS NOS CITY GATES - EUA

CITY GATE	JUNHO/96		JAN/96		JAN/95	
	GÁS	ÓLEO	GÁS	ÓLEO	GÁS	ÓLEO
CHICAGO	2,40	2,82	3,65	3,05	1,81	2,47
HOUSTON	2,30	2,54	2,15	2,65	1,59	2,33
LOS ANGELES	1,90	3,20	1,95	3,21	1,68	2,48
NEW YORK	2,60	2,70	3,50	3,60	3,25	2,94
TORONTO	2,55	3,35	3,45	3,95	1,42	3,24

Fonte: World Gas Intelligence (Jan/95, Jan/96, Jun/96)

5.2.6.2 Preços do gás na fronteira: EUA e Europa

Comparando-se os preços do gás na fronteira, na Europa e nos EUA, verifica-se que nesse último, os preços do gás importado são substancialmente inferiores aos praticados na Europa, como reflexo dos preços mais baixos da energia nos EUA, em geral. Tomando-se como exemplo o preço do GNL cif nos portos franceses e americanos, em abril/96, verifica-se que, apesar da maior distância entre os portos norte-americanos e argelinos, os preços do GNL nos Estados Unidos são 11 % inferiores aos preços médios nos portos europeus. No verão, os preços são sensivelmente mais baixos que nos meses de inverno, em função da menor demanda .

TABELA 5.9: PREÇOS DO GÁS NATURAL NA FRONTEIRA (US\$/MM BTU)

IMPORTADOR	EXPORTADOR					MÉDIA
	RÚSSIA	HOLANDA	NORUEGA	ARGÉLIA	LÍBIA	
BÉLGICA	-	3,32	3,34	2,86	-	3,17
FRANÇA	3,18	3,31	3,33	2,76	-	3,14
ALEMANHA	3,13	3,29	3,26	-	-	3,23
ITÁLIA	3,08	3,31	-	2,94	-	3,11
HOLANDA	-	-	3,30	-	-	3,30
ESPAÑA	-	-	3,42	2,61	2,74	2,92
INGLATERRA	-	-	3,18	-	-	3,18
MÉDIA	3,13	3,31	3,31	2,79	2,74	3,10

Fonte: World Gas Intelligence (Abril/96)

Outro ponto interessante a ressaltar é de que os preços do GNL importado da Argélia e da Líbia são de 10 a 12 % inferiores ao preço médio do gás importado pelos países europeus.

No mercado asiático, imperam as importações de GNL, verificando-se uma elevação dos preços médios cif no período abril/95 a abril/96. Os preços no mercado asiático também se mostram superiores aos do GNL importado por países europeus, em função das distancias mais longas em relação aos países exportadores.

TABELA 5.10: PREÇOS DE GNL NO MERCADO ASIÁTICO (US\$/MM BTU)⁷

IMPORTADOR	EXPORTADOR	ABRIL 96	ABRIL 95
JAPÃO	ABU DHABI	3,05	3,06
	ALASCA	3,33	3,39
	AUSTRALIA	3,68	3,49
	BRUNEI	3,35	3,35
	INDONÉSIA	3,81	3,48
	MALÁSIA	3,32	3,33
	MÉDIA	3,16	3,43
CORÉIA DO SUL	INDONÉSIA	3,54	3,03

Fonte: World Gas Intelligence (14/04/95 e 14/06/96)

⁷ Preços cif.

No mercado norte-americano, os preços do gás natural na fronteira e mesmo do GNL eventualmente importado da Argélia são sensivelmente inferiores aos preços europeus e asiáticos.

TABELA 5.11: PREÇOS DO GÁS NA FRONTEIRA - EUA (US\$/MM BTU)

	ABRIL/96	JANEIRO/96	JULHO/95	FEV/95
KINGSGATE	1,00	1,15	0,80	0,83
EMERSON	2,00	1,50	1,25	1,02
NIAGARA	2,90	5,45	1,65	1,55
GNL, cif,	2,50	2,40	2,05	2,35
BOSTON				
GNL,cif,	2,50	2,40	1,85	1,85
LOUISIANA				

Fonte: World Gas Intelligence (1996)

5.2.6.3 Estrutura de tarifas de gás ao consumidor

No que diz respeito à estrutura de preços de gás na Europa e sua competitividade com os preços do óleo, a Tabela 5.11 apresenta a estrutura vigente em cinco países europeus: Inglaterra, Espanha, Itália, França e Alemanha. O óleo combustível de 1 % de enxofre equivale ao óleo do tipo B, comercializado no Brasil.

Em geral, os preços vigentes na Europa são superiores ao praticados nos EUA: com exceção da Inglaterra, os demais países são importadores de gás.

Na Inglaterra o gás segue uma competição bastante estreita com o óleo combustível; nas tarifas interruptíveis o preço do gás chega a custar 60 % do preço do óleo. Outra importante constatação refere-se ao preço do óleo 1 % de enxofre custar ao consumidor inglês um preço ligeiramente inferior ao do óleo com 5 % de enxofre no Brasil

Nos demais países, as tarifas para grandes consumidores e as interruptíveis são bastante próximas dos preços do óleo combustível, se observando um fator prêmio, inversamente proporcional ao volume consumido para as classes de menor consumo.

TABELA 5.12: ESTRUTURA TARIFÁRIA - GÁS NATURAL (US\$/MM BTU)

m ³ /dia	INGLATERRA	ESPANHA	ITÁLIA	FRANÇA	ALEMANHA
até 280	2,96	6,68	8,50	7,61	7,31
281 a 2800:					
FIRME	4,22	4,30	4,43	4,18	6,89
INTERRUPTIVEL	2,89		4,58	4,13	6,50
2801 a 28000:					
FIRME	3,87	4,21	4,23	3,90	6,14
INTERRUPTÍVEL	2,96	4,03	4,53	4,13	6,08
>140000:					
FIRME	3,64	4,17	4,11	3,86	4,35
INTERRUPTÍVEL	2,71	4,03	4,11	3,89	4,18
TERMELÉTRICA	2,98		3,43		
ÓLEO 1% S	2,87	2,82	3,59	3,81	4,01

Fonte: World Gas Intelligence (maio 1995)

Observa-se ainda que apesar de ter ocorrido uma elevação nos preços do gás e do óleo no período maio/95 - maio/96, a Inglaterra e a Espanha reduziram suas tarifas interruptíveis, de forma a captar mais mercado.

TABELA 5.13: ESTRUTURA TARIFÁRIA - GÁS NATURAL (US\$/MM BTU)

m ³ /dia	INGLATERRA	ESPAÑA	ITÁLIA	FRANÇA	ALEMANHA
até 280	3,06	6,51	8,94	6,73	6,62
281 a 2800:					
FIRME	2,80	4,23	5,32	4,18	6,31
INTERRUPTIVEL	2,21		5,03	4,09	5,81
2801 a 28000:					
FIRME	2,33	4,15	4,94	3,89	5,44
INTERRUPTÍVEL	2,00	3,90	4,96	4,07	5,36
>140000:					
FIRME	2,09	4,11	4,73	3,85	3,92
INTERRUPTÍVEL	1,85	3,90	4,50	3,87	3,72
TERMELÉTRICA	2,81		3,73		
ÓLEO 1% S	3,06	3,13	3,54	3,84	4,14

Fonte: World Gas Intelligence (maio 1996)

A tabela 5.14 apresenta a relação entre os preços ao consumidor do óleo combustível com 1 % de enxofre e do gás natural em diversos países da Europa e tece um comparativo com as relações vigentes em São Paulo, em faixas similares de consumo. No caso de São Paulo, comparou-se o preço do gás com o do óleo combustível 1A (5 % S) e não com o óleo B (com 1 % S), tendo em vista que este último responde por menos de 20 % do consumo de óleo no Estado, sendo o óleo 1A o principal competidor do gás natural.

TABELA 5.14: RELAÇÃO ENTRE PREÇOS DE GÁS E DE ÓLEO COMBUSTÍVEL - EUROPA E SÃO PAULO

m ³ /dia	R.UNIDO	ESPAÑA	ITÁLIA	FRANÇA	ALEMANHA	S.PAULO
até 280	1,00	2,07	2,53	1,75	1,60	2,87
281 a 2800:						
FIRME	0,92	1,35	1,50	1,09	1,52	1,91
INTERRUPTÍVEL	0,72		1,42	1,07	1,40	
2801 a 28000:						
FIRME	0,76	1,32	1,40	1,01	1,31	1,61
INTERRUPTÍVEL	0,65	1,25	1,40	1,06	1,29	1,09
>140000:						
FIRME	0,68	1,31	1,34	1,00	0,95	1,60
INTERRUPTÍVEL	0,60	1,25	1,27	1,01	0,90	1,09
TERMELÉTRICA	0,92		1,05			
ÓLEO 1% S	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Fonte: World Gas Intelligence (maio 1996)

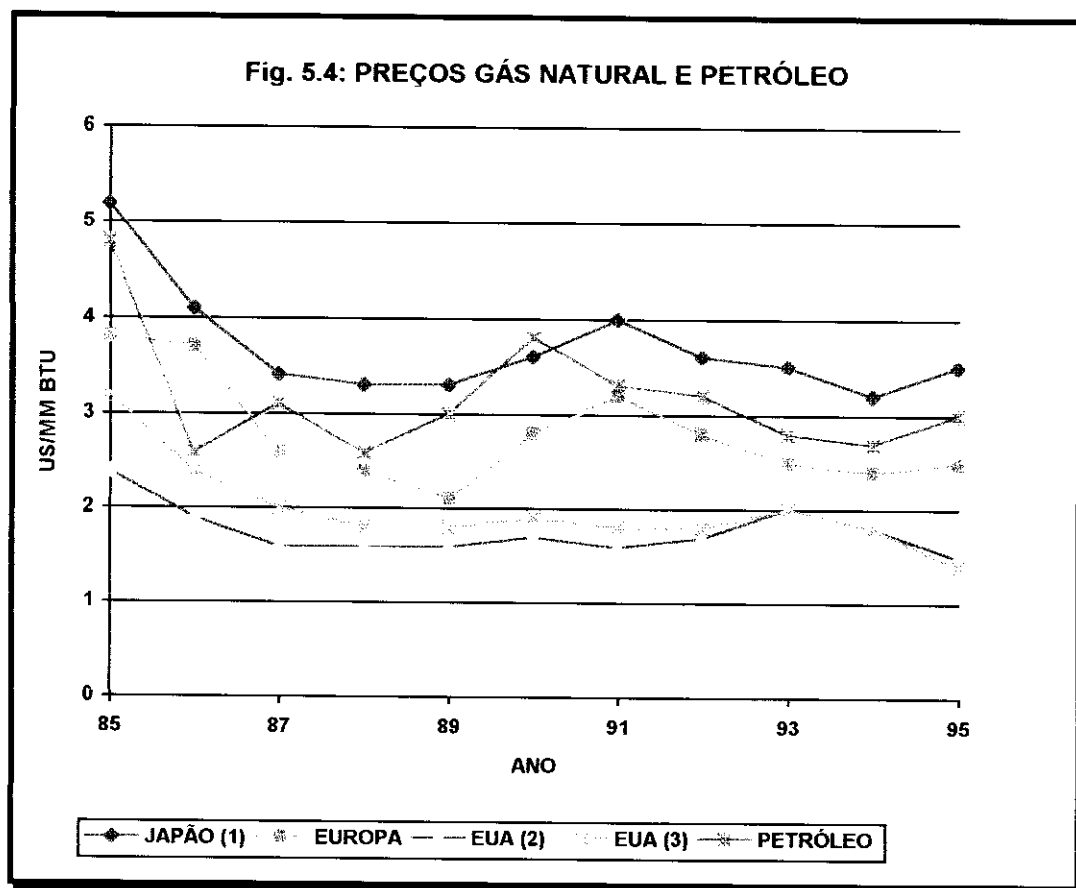
A tabela 5.14 mostra ainda que as relações de paridade gás/óleo estão muito elevadas em São Paulo, o que indica uma perda de competitividade entre os dois energéticos, traduzindo-se em dificuldades para a Comgás colocar volumes adicionais de gás em novas áreas de expansão. Aliás, essas dificuldades levaram a empresa a estabelecer tarifas diferenciadas para novas regiões de expansão, como no Vale do Paraíba e na maior procura dos consumidores por tarifas interruptíveis e take or pay.

TABELA 5.15: PREÇOS DE ÓLEOS COMBUSTÍVEIS (US\$/MM BTU)

	Óleo 1 % S	Óleo 5 % S
BRASIL	3,72 a 3,77 (2-B e 1-B)	2,87 a 3,10 (3-A a 1-A)
EUA	2,54 a 3,35	ND
INGLATERRA	3,06	ND
ITÁLIA	3,54	ND
ESPAÑA	3,13	ND
FRANÇA	3,84	ND
ALEMANHA	4,14	ND

Fonte: World Gas Intelligence (1996)

Outro ponto que merece destaque refere-se ao preço do óleo combustível com teor de 1 % de enxofre nos EUA e Europa, salvo na Alemanha e na França, estar consideravelmente abaixo dos preços praticados no Brasil. Em um cenário de futura liberação das importações e de liberação dos preços do óleo no país, conforme preconiza a nova legislação em exame para o setor de petróleo e de gás, o preço do óleo importado poderá ficar abaixo dos atuais preços praticados no mercado doméstico, causando problemas na comercialização do gás natural importado, cujos preços serão crescentes ao longo dos anos..



Fonte: British Petroleum (1996) e Shell (1994)

5.3 Oferta de Gás Natural

5.3.1 Oferta nacional

As últimas projeções disponíveis relativas à oferta de gás natural no Brasil datam de 1992, quando dos trabalhos da primeira Comissão do Gás Natural. Essas projeções já eram bem mais modestas que as do PASP, mas ainda assim não foram atingidas, pois a produção total verificada em janeiro de 1996 sequer atingem 25 milhões m³/dia, ou seja 70 % da oferta projetada.

TABELA 5.16: OFERTA PROJETADA GÁS NATURAL - BRASIL ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$)

	1992	1995	1998	2001
1. PRODUÇÃO TOTAL	23440	34790	33980	33310
1.1 GÁS ASSOCIADO	17380	23100	21870	21690
1.2 GÁS NÃO ASSOCIADO	6060	11690	12110	11620
2. GÁS UTILIZADO	20780	31720	31240	30990
2.1 VENDAS	11040	19910	20390	19970
2.2 GLP/GASOLINA	1050	1480	1480	1430
2.3 USO INTERNO	3880	4670	4600	4870
2.4 INJEÇÃO	4810	5660	4770	4720
3. FLARES	2660	3070	2740	2320
% UTILIZAÇÃO	89	91	92	93

Fonte: Comissão Nacional para Viabilização do Gás Natural (1992)

As projeções de oferta para o Estado de São Paulo se dividiram em duas hipóteses:

- Hipótese básica (**HB**), na qual o fornecimento de gás limitar-se-ia a 3 milhões m^3/dia , dos quais metade seria proveniente da Bacia de Santos e a outra metade da Bacia de Campos. Nessa hipótese seria mantido o perfil vigente de investimentos da Petrobrás, sem acrescentar novas descobertas e mantendo basicamente a mesma proporção de gás associado.

TABELA 5.17: OFERTA DE GÁS NATURAL - S. PAULO - HB - ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$)

	1992	1995	1998	2001
1.PRODUÇÃO TOTAL	250	1500	1500	1500
1.1 GÁS ASSOCIADO	0	0	0	0
1.2 GÁS NÃO ASSOCIADO	250	1500	1500	1500
2. RECEBIDO DO RIO DE JANEIRO	1570	1530	1530	1530
3.GÁS UTILIZADO	1820	3030	3030	3030
3.1 VENDAS	1570	3000	3000	3000
3.2 GLP/GASOLINA	0	0	0	0
3.3 USO INTERNO	250	30	30	30
3.4 INJEÇÃO	0	0	0	0
4.FLARES	0	0	0	0

Fonte: Comissão Nacional para Viabilização do gás Natural (1992)

- Hipótese de novas descobertas (**ND**): a partir de 1998 haveria um acréscimo de produção nas Bacias de Santos e Campos e em 2001 haveria uma disponibilidade adicional de 5 milhões m^3/dia .

TABELA 5.18: OFERTA DE GÁS NATURAL - S.PAULO - ND (10³ m³/dia)

	1992	1995	1998	2001
1.PRODUÇÃO TOTAL	0	0	2130	7170
1.1 GÁS ASSOCIADO	0	0	530	2280
1.2 GÁS NÃO ASSOCIADO	0	0	1600	4890
2. RECEBIDO DO RIO DE JANEIRO	0	0	2100	7010
2.GÁS UTILIZADO	0	0	1550	5050
2.1 VENDAS	0	0	200	670
2.2 GLP/GASOLINA	0	0	240	830
2.3 USO INTERNO	0	0	110	460
2.4 INJEÇÃO	0	0	0	0
3.FLARES	0	0	30	160

Fonte: Comissão Nacional para Viabilização do gás Natural (1992)

As projeções de oferta acima colocadas estavam associadas a um programa decenal de investimentos, onde São Paulo deveria ser contemplado com um total de US\$ 1,05 bilhão, sendo que no Brasil inteiro seriam necessários recursos totais de US\$ 24 bilhões, ou seja uma média anual de US\$ 2,4 bilhões. Esses recursos também contribuiriam para o aumento da produção de petróleo, posto que uma parcela substancial do gás seria associado ao petróleo.

TABELA 5.19: ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS PARA AMPLIAÇÃO DA OFERTA DE GÁS NO BRASIL (US\$ MILHÕES)

ESTADO	CAMPOS EXISTENTES	CAMPOS A DESCOBRIR
AMAZONAS	723,1	885,1
CEARÁ	2,1	138,4
R.GRANDE DO NORTE	201,5	996,4
ALAGOAS	23,5	117,3
SERGIPE	0,9	128,7
BAHIA	119,6	851,2
ESPIRITO SANTO	22,1	160,5
SÃO PAULO	0	1053,5
RIO DE JANEIRO	10640,1	5766,9
PARANÁ/STA.CATARINA	760,5	1485,6
TOTAL	12493,4	11583,6

Fonte: Comissão Nacional para Viabilização do gás Natural (1992)

A revista Brasil Energia, em seu número de junho/96, publicou uma nova previsão da Petrobrás para produção de gás no Brasil durante o ano de 1996. Nessa previsão, deverão ser produzidos, em média, 27 milhões m³/dia, dos quais 60 % em mar. Cerca de 71 % do volume de gás será controlado diretamente pela Petrobrás, aí incluídos a queima em flares, a reinjeção e o volume vendido diretamente às indústrias no Rio de Janeiro e no Espírito Santo.

TABELA 5.20: OFERTA DE GÁS EM 1996 E PROJEÇÃO ATÉ DEZEMBRO/1996 - BRASIL (10³ m³/dia)

	JANEIRO	JULHO	DEZEMBRO	MÉDIA ANUAL
1.PRODUÇÃO	24978	28269	29096	27592
1.1 TERRA	9422	11867	12116	11067
1.2 MAR	15537	16402	16980	16525
2. UTILIZAÇÃO	21987	25223	25910	24384
2.1 VENDA	10146	11032	11197	10849
2.2 GLP/GASOLINA	1117	1134	1132	1118
2.3 USO INTERNO	6007	7205	7337	6717
3. REINJEÇÃO	4717	5852	6245	5700
4. FLARES	2990	3027	3167	3190

Fonte: Brasil Energia (junho 1996)

Atualmente a oferta de gás para São Paulo está limitada a 3 milhões m³/dia de gás nacional, sendo que a Comgás vem negociando um volume adicional de 1,5 milhão m³/dia até 1998, como adiantamento à futura entrega de gás boliviano, que seriam produzidos em Merluza e na Bacia de Campos. Em se concretizando a negociação com a Petrobrás, a disponibilidade de gás natural para S. Paulo no final de 1996 seria de 3,6 milhões m³/dia.

5.3.2 Oferta de gás importado

A assinatura de contrato para fornecimento de gás natural entre a Petrobrás e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB, em 17 de fevereiro de

1993, abriu a possibilidade concreta de abastecimento para sete estados brasileiros: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O início do fornecimento do gás está previsto para o final de 1998, quando a Bolívia entregará 8 milhões de m³/dia, que atingirão 16 milhões m³/dia no oitavo ano.

Os estados estão negociando com a Petrobrás seus contratos de suprimento e, em paralelo, diligenciando os seus respectivos programas de distribuição de gás canalizado, que deverão estar concluídos concomitantemente com a obra do gasoduto de 3400 km de extensão.

O estado de São Paulo será contemplado com a metade do gás importado, que se somará ao volume de 3 milhões m³/dia já contratados com a Petrobrás, de origem nacional (Bacias de Campos e Santos).

Com a importação do gás da Bolívia, a Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS, poderá ampliar suas operações para além das regiões atualmente atendidas - Região Metropolitana de São Paulo e Cubatão - atingindo o interior de São Paulo e beneficiando uma área virtual de 80 municípios.

A Tabela 5.21 apresenta as disponibilidades de gás para o futuro sistema integrado de gasodutos Sul-Sudeste, a partir do início de operação do gasoduto boliviano. O sistema contará, em 2004 com um volume total de 24,6 milhões m³/dia de gás, dos quais 8,6 milhões m³/dia de origem nacional.

**TABELA 5.21: DISPONIBILIDADE DE GÁS NO SISTEMA DE GASODUTOS
SUL-SUDESTE (10³ m³/dia)**

ESTADO	1998	2005
M. GROSSO SUL	430	684
SÃO PAULO	6982	11100
MINAS GERAIS	1069	1700
RIO DE JANEIRO	4655	5837
PARANÁ	1161	1748
S. CATARINA	1583	2070
R.GRANDE SUL	931	1481
TOTAL	16810	24626

Além da importação de gás boliviano, as empresas distribuidoras vêm também estudando a importação de gás de outros países, como a Argentina, Peru e Rússia. A Argentina oferece duas possíveis formas de exportação do gás para São Paulo: a primeira, através de um gasoduto entrando no território brasileiro por Foz do Iguaçu, a segunda, através da construção de uma estação de liquefação de gás na Terra do Fogo.

Nesse país as reservas provadas eqüivaliam a 700 bilhões de metros cúbicos em janeiro de 1994, das quais 16% situadas na bacia Noroeste, 51% na bacia de Neuquen e 33% na bacia Austral. O potencial de reservas a serem desenvolvidas nos próximos 15 anos atinge 540 bilhões de metros cúbicos. Projeções efetuadas pelo grupo argentino Bidas mostram a possibilidade

daquele país vir a suprir o mercado brasileiro com 25 milhões m³/dia no ano 2009, além de 11 milhões exportáveis para o Chile.

Com relação à importação do gás peruano, o horizonte parece um pouco mais distante, visto que o fornecimento do gás só ocorreria através da interligação com o futuro gasoduto boliviano e após o volume contratual de 16 milhões m³/dia ter sido plenamente atingido. A empresa estatal Perupetro e a Shell revalidaram um contrato datado de 1987, visando apresentar um relatório da viabilidade comercial do campo de Camisea, que tem um potencial estimado de 300 bilhões de metros cúbicos. O consórcio Shell/Mobil Oil assinou um contrato de US\$ 3 bilhões para exploração do campo, que deverá entrar em plena operação no ano 2000.

Outra possibilidade refere-se à importação de gás natural liquefeito - GNL, cujo comércio mundial tem-se intensificado nos últimos anos. Em 1985 o Estado de São Paulo se mobilizou para importar GNL da Argélia; as tratativas com a empresa estatal produtora daquele país, a Sonatrach, já estavam bastante avançadas, quando então, finalmente a Petrobrás decidiu assinar o atual contrato de suprimento com a Comgás, comprometendo-se a entregar 3 milhões m³/dia.

Atualmente existem 3 projetos que podem eventualmente vir a fornecer GNL para o Brasil:

- * Venezuela: o projeto denominado Cristóbal Colombo foi concebido para exportação de gás ao mercado norte-americano. Uma série de dificuldades de ordem política e ainda questões relacionadas à estrutura do projeto, levantadas pelos principais sócios, Shell, Exxon, Mitsubishi e Petroleos de Venezuela, adiaram para 1998 a entrada em operação das instalações, prevista inicialmente para 1996.

- * Trinidad Tobago: o projeto coordenado pela empresa Atlantic LNG, reúne as empresas British Gas, Amoco, Repsol, Cabot LNG e a National Gas Company of Trinidad Tobago, e já recebeu a aprovação do Governo Federal. A planta de liquefação terá uma capacidade de 12 milhões m³/dia de gás natural, que será exportado para a Espanha e EUA. O custo do projeto foi estimado em US\$ 950 milhões e a entrada em operação está prevista para meados de 1999. Somente a partir desta data a empresa planeja incorporar uma segunda unidade de liquefação. Embora não tenha sido oficialmente revelado, o preço do GNL no mercado europeu deve ultrapassar a marca de US\$ 3,00/MM BTU cif.

- * Nigéria: o projeto de Bonny foi concebido para entrar em operação em 1995, sob a liderança da Shell. Mais uma vez, problemas de ordem política adiaram o início de operação posto que os contratos já assinados com empresas européias totalizam 18 milhões m³/dia, enquanto que o volume julgado economicamente viável é de 19,5 milhões m³/dia.

- * A Rússia demonstrou interesse em exportar GNL para São Paulo e estados do Sul, através da construção de uma estação de liquefação a ser construída em São Petersburgo. Atualmente se estuda a assinatura de um protocolo de intenções com aquele país visando definir a viabilidade de importação do GNL.

6 MERCADO POTENCIAL

6.1 Considerações e Definições

Nos últimos 10 anos foram realizados diversos estudos de mercado para o gás em São Paulo visando embasar os planos de expansão da COMGÁS e justificar futuras importações da Bolívia, Argentina e eventualmente da Argélia.

Mais recentemente em 1993, a COMGÁS e a Sociedade Privada de Gás - SPG contrataram, paralelamente, novos levantamentos de mercado, os quais demonstraram a existência de um grande mercado potencial e um significativo mercado econômico para o gás natural no estado de São Paulo.

Por mercado potencial entendem-se todos os possíveis usos térmicos do gás, sem restrições de preços e limitações tecnológicas ou de investimentos para o seu atendimento. Ou seja, o mercado potencial para gás natural em São Paulo seria a soma de todos os possíveis usos térmicos do gás, em substituição aos energéticos existentes ou futuramente consumidos, nos diversos setores da economia. Essa definição pode ser considerada demasiadamente ampla, posto que, em determinados processos industriais onde se utilizam combustíveis sólidos, como o coque em altos fornos e a lenha na indústria cerâmica vermelha (tijolos, telhas), a conversão do equipamento para o uso de gás natural, mesmo que o seu preço fosse muito atraente, implicaria a

necessidade de mudança do processo produtivo, o que possivelmente não seria economicamente viável na maior parte dos estabelecimentos industriais.

A principal oportunidade para o uso de gás natural no estado situa-se no setor industrial, principalmente no mercado de energia térmica e, futuramente, na geração de energia elétrica e cogeração. Entretanto, a maior parte do mercado industrial de calor baseia-se no uso final em caldeiras, que utiliza óleos combustíveis e lenha, combustíveis que tradicionalmente têm preços menos elevados que os dos chamados combustíveis nobres; isso condiciona o crescimento do consumo de gás à manutenção de preços próximos aos do óleo combustível de alto teor de enxofre, hoje da ordem de US\$ 3,10 por milhão de BTU ao consumidor, sem fretes e sem impostos, contra um preço da Petrobrás às concessionárias estaduais de US\$ 2,38 por milhão de BTU, sem impostos. A esse último, devem ser somados os custos e encargos da distribuição, que variam de US\$ 0,80 a 1,10 por milhão de BTU, para o atendimento a indústrias.

Outros mercados vêm se mostrando particularmente atrativos, sobretudo em virtude da possível escassez de recursos energéticos no âmbito estadual para suprimento da demanda e das pressões sociais contra o uso de combustíveis mais poluentes, dentre os quais se destacam:

a) Mercado de cogeração industrial e no setor terciário

Além de indústrias que consomem quantidades apreciáveis de vapor, existiria também a possibilidade de empreendimentos no setor terciário virem a utilizar o gás em motores ou turbinas para produção de eletricidade e água gelada. No âmbito do desenvolvimento de um programa de cogeração industrial, seria necessário levantar-se o mercado futuro nos setores de alimentos e bebidas, papel e celulose e siderurgia. No setor terciário, os futuros projetos de shopping-centers, grandes prédios de escritório e hotéis, bancos, beneficiar-se-iam da instalação de sistemas para cogeração, cujo estudo deve iniciar-se ainda na etapa de projeto dos empreendimentos.

b) Mercado de geração de eletricidade em centrais térmicas independentes ou acopladas a outros energéticos

O déficit energético para o sistema interligado sul-sudeste parece iminente na segunda metade da década de 90. O estado não pode deixar de considerar a possibilidade de geração futura com gás natural. Uma unidade de 100 MW em ciclo combinado, com eficiência de 50% e fator de carga de 0,85 demandaria 370.000 m³ por dia de gás, com investimentos da ordem de US\$ 850,00 por kW instalado.

Há mais de dez anos vem sendo estudada a conversão das usinas termelétricas de Piratininga, da Eletropaulo e de Carioba, da CPFL, de óleo para gás natural. Por tratarem-se de unidades antigas, construídas nas

décadas de 50 e de 60, a alternativa econômica e tecnologicamente mais indicada consiste na construção de unidades novas, em ciclo combinado.

Para Piratininga estuda-se a possibilidade de geração de 700 a 900 MW no local, o que demandaria de 2,8 a 3,6 milhões de m³/ dia de gás natural, quando funcionando a plena carga. No caso de Carioba, chegou-se a estudar a implantação de uma unidade de 350 MW no local (Americana), que demandaria 1,4 milhão de m³/ dia de gás natural. As duas unidades somadas poderiam consumir até 5,0 milhões de m³/ dia de gás natural, constituindo uma excelente âncora para o gasoduto Brasil - Bolívia, caso viessem a operar na base.

Como até o presente não se tem uma definição mais precisa sobre volumes, cronogramas e preços competitivos de gás para geração de eletricidade, optou-se por não se incluir essas usinas cálculo da demanda econômica para gás em São Paulo. Caso isso viesse a ocorrer, as margens da Comgás teriam de ser minimizadas para atender às necessidades do setor elétrico.

c) Mercado automotivo para gás natural - GNV.

Esse mercado deverá desenvolver-se basicamente na Região Metropolitana de São Paulo e nas regiões ao longo do gasoduto Rio - São Paulo e do futuro gasoduto Brasil - Bolívia, em virtude da infra-estrutura de redes de distribuição condicionar a localização dos postos de abastecimento.

A promulgação da Lei Federal nº 8723 de 28 de outubro de 1993 contendo as emissões máximas toleráveis para veículos leves e pesados, deverá também contribuir para que se busque a conversão de um grande número de veículos para o gás natural, desde que essas conversões sejam feitas dentro da melhor tecnologia disponível. De acordo com a citada lei, os veículos leves fabricados a partir de 1^o de janeiro de 1997 deverão obedecer aos seguintes limites de emissão de gases de escapamento (Art. 2^o, inciso II):

- a) 2,0 g/Km de CO
- b) 0,3 g/Km de HC
- c) 0,6 g/Km de NOx
- d) 0,03 g/Km de Aldeídos
- e) 0,05 g/Km de Partículas. no caso de veículos do ciclo DIESEL
- f) 0,5% de CO em marcha lenta

No § 7^o do Artigo 2^o fica também estabelecido que para os veículos leves do ciclo Otto fabricados a partir de 1^o de janeiro de 1992, quando não derivados de automóveis e classificados como utilitários, caminhonetes de uso misto ou veículos de carga, deverão seguir os seguintes limites de emissões, a partir de 31 de dezembro de 1996:

- a) 24,0 g/Km de CO
- b) 2,1 g/Km de HC
- c) 2,0 g/Km de NOx

- d) 0,15 g/Km de Aldeídos
- e) 3,0% de CO em marcha lenta

Comparando-se os limites estabelecidos pela lei com as emissões dos veículos a gás natural, gasolina e metanol obtidas através de dados da AMERICAN GAS ASSOCIATION (1991), verifica-se que a conversão para o gás natural permitirá atender a todos esses limites tanto no caso das tecnologias atuais, quanto no caso de novas tecnologias. Ressalte-se que no caso das conversões realizadas em São Paulo, a CETESB tem encontrado teores de monóxido de carbono acima dos padrões, em alguns veículos que fizeram a conversão em oficinas que não dispõem de tecnologias mais adequadas..

Considerando ainda que a poluição causada por veículos é um dos itens de maior preocupação dos órgãos ambientais, poder-se-ia indicar o uso do gás natural automotivo como uma das prioridades no programa de substituição inter-combustíveis. O atendimento a táxis, frotas cativas e ônibus urbanos dar-se-á preferencialmente, em virtude das maiores distâncias percorridas diariamente favorecerem esse tipo de uso. O uso em ônibus urbanos deverá ser obrigatório a partir de 1997, segundo o disposto na Lei Municipal n.º 12140/96, que dispõe sobre a conversão de 5 % da frota do município de São Paulo, de cerca 10000 ônibus nos dois primeiros anos de vigência; nos anos seguintes torna-se obrigatória a conversão de 10 % ao ano, sob pena de multa àqueles que desobedecerem à Lei .

Em termos internacionais, o uso de gás natural é mais intenso na Rússia. Itália e Argentina. Nos demais países vem ainda enfrentando problemas de ordem tributária e as questões relativas à conversão dos veículos usados, que desanimam um grande número de potenciais consumidores.

TABELA 6.1: USO DE GÁS NATURAL VEICULAR - GNV EM 1993

PAÍS	NÚMERO DE VEÍCULOS	NÚMERO DE POSTOS
RÚSSIA	470000	360
ITÁLIA	300000	276
ARGENTINA	300000	402
NOVA ZELÂNDIA	110000	150
CANADÁ	55000	328
EUA	40000	700
CHINA	10000	ND
COLÔMBIA	2000	ND
IRÃ	800	1
BRASIL	10000	40
AUSTRÁLIA	700	10
INDONÉSIA	500	5
PAQUISTÃO	270	1
TRINIDAD-TOBAGO	250	2

Fonte: Financial Times Energy Economist Briefings (1995)

d) Mercado comercial

Atualmente, o uso de gás natural no setor comercial restringe-se a 6500 estabelecimentos comerciais, quando existe um total de mais de 270 mil em toda a RMSP, ou seja a Comgás atende apenas a 2,4 % desse mercado. No setor residencial são atendidas 260 mil residências, a maior parte concentrada na cidade de São Paulo, de um total de 2, 5 milhões residências no município, ou seja 10,5 % do mercado residencial do município é atendido com gás canalizado.

As oportunidades para atendimento a esses mercados têm aumentado, em consequência da maior segurança e comodidade associadas ao uso de gás canalizado. O Corpo de Bombeiros tem registrado mais de 1000 acidentes/ano causados por explosões de gás de botijão, tanto em residências quanto em estabelecimentos comerciais. A falta de recursos da COMGÁS para expansão da rede tem sido um obstáculo à maior penetração do gás natural nesses segmentos.

O aumento nas vendas de eletrodomésticos, como fornos de microondas, torradeiras e minifornos elétricos se, por um lado, constitui uma forte concorrência à expansão do gás canalizado, por outro lado, aliado ao uso cada vez mais corrente de chuveiros e duchas elétricos de maior potência, futuramente transformar-se-á em uma oportunidade para o gás, pelo estrangulamento que têm causado nas redes de distribuição de eletricidade.

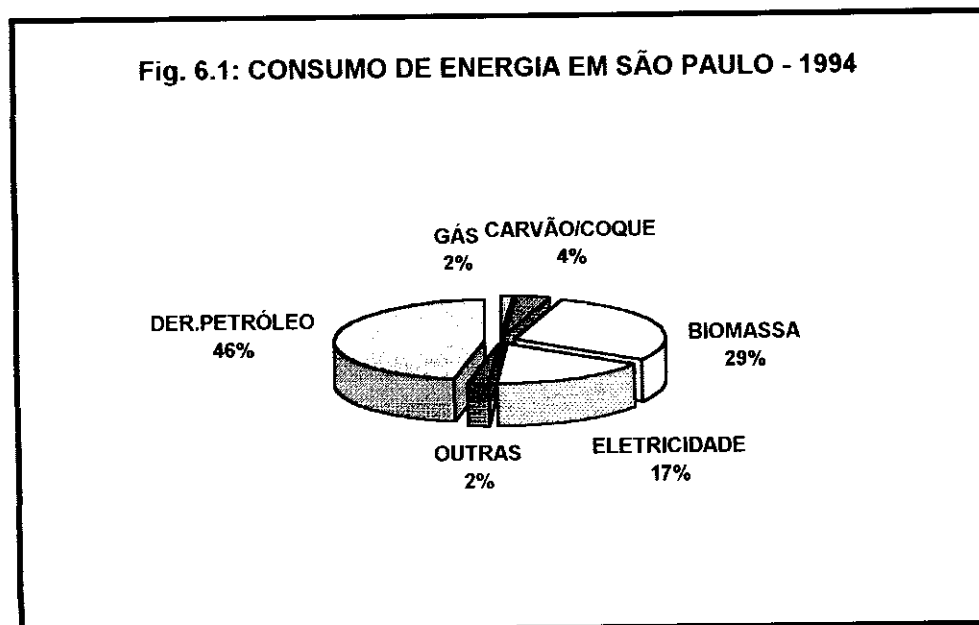
As principais oportunidades para o uso de gás no setor residencial estão na cocção de alimentos, aquecimento de água, lavagem e secagem de roupas. Por razões climáticas e pela ausência de instalações adequadas nas construções, o aquecimento ambiental não é difundido no Brasil. No setor comercial, o uso de gás concentra-se na cocção de alimentos e no aquecimento de água. No exterior, o condicionamento ambiental constitui um dos usos mais difundidos do gás.

6.2 Estudos de Mercado Existentes e seus Resultados

Ao longo dos anos, diversos estudos de mercado foram contratados pela COMGÁS e, mais recentemente, pela iniciativa privada usando dados primários ou secundários. Outras estimativas de mercado potencial também foram obtidas através de estatísticas do Balanço Energético Nacional e do Balanço energético do Estado de São Paulo e ainda dos trabalhos da Comissão Nacional para Viabilização do Gás Natural.

6.2.1. Balanço Energético do Estado de São Paulo

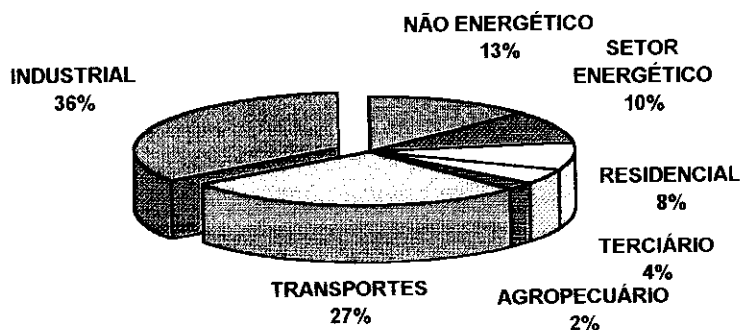
De acordo com o Balanço Energético do Estado de São Paulo - 1995, o consumo total de energia em todo o estado foi equivalente a 125 milhões m³/dia de gás natural. A participação total do gás canalizado, aí incluídos gás natural e gás canalizado de nafta atingiu 1,3 %, mostrando um razoável crescimento desse energético nos últimos quatro anos, visto que em 1990 o consumo total de gás era equivalente a 0,9 % do consumo final de energia no estado. O consumo preponderante é de derivados de petróleo, em seguida biomassa em geral e eletricidade.



Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo (1995)

Em termos setoriais, o consumo de energia concentra-se principalmente no setor industrial, com 36% do consumo total, seguido pelos setores de transportes e não energético. Os setores residencial e terciário (esse inclui comércio e setor público), somados atingem apenas 12 % do consumo final de energia no estado.

Fig. 6.2: CONSUMO DE ENERGIA POR SETOR
SÃO PAULO - 1994



Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo (1995)

Analisando-se o perfil de consumo de energia do setor industrial, verifica-se que o consumo total em 1994 foi de 43,11 milhões m³/dia em equivalente de gás natural. A biomassa, seguida da eletricidade e dos derivados de petróleo, representam cerca de 82 % do consumo total de energia do setor. O consumo de gás canalizado, aí incluídos gás natural e gás de nafta, atingiu 3,5 % do consumo de energia do setor industrial em 1994.

TABELA 6.2: CONSUMO DE ENERGÉTICOS NA INDÚSTRIA NO ESTADO DE S.PAULO EM EQUIVALENTE DE GÁS NATURAL (10³ m³/dia)

ENERGÉTICO	1980	1984	1988	1992	1994
BIOMASSA	7988	10328	10604	10743	13518
GÁS	138	303	333	1013	1583
DER.PETRÓLEO	17590	8841	9502	9925	10717
CARVÃO/COQUE	2868	3804	4013	4111	4346
ELETRICIDADE	7077	8458	10344	10100	10979
OUTRAS	1423	1559	1906	2012	1969
TOTAL	37084	33293	36702	37904	43112

Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo (1995)

Para se ter uma idéia do limite máximo do potencial de consumo de gás natural na indústria, eliminou-se 90% da parcela relativa ao consumo de eletricidade nesse setor, visto que essa refere-se a iluminação e força motriz. Dessa forma, o consumo potencial de gás reduz-se para 33,23 milhões m³/dia, considerando o ano de 1994. Evidentemente, esse volume constitui um limite máximo teórico, posto que a substituição integral de outros energéticos, como a biomassa requereria a mudança seja do processo de produção, como no caso dos fornos de cerâmica vermelha, como do próprio equipamento, como as caldeiras usadas para queima de bagaço, lixívia e lenha.

Essa reflexão aplica-se também ao setor siderúrgico, onde a substituição de coque de carvão por gás natural, implicaria a mudança no processo para redução direta, com substituição do alto forno.

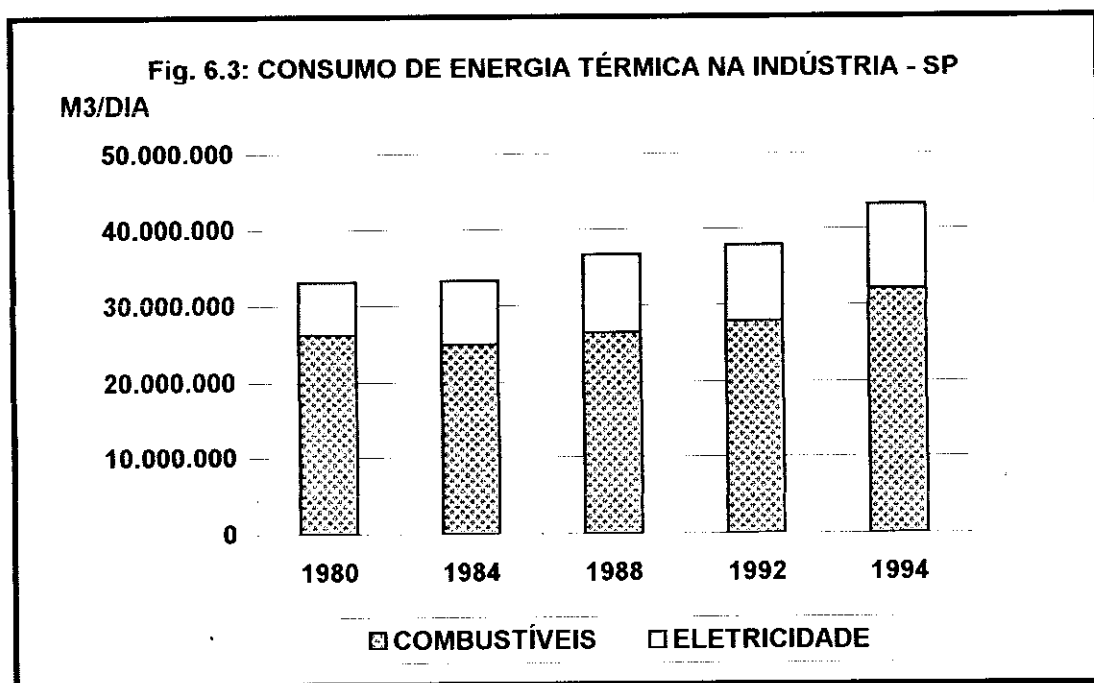
Outra consideração importante como limite teórico ao uso de gás natural refere-se à impossibilidade de saturar o território com redes de distribuição,

tendo em vista ser inviável economicamente atender a indústrias de pequeno e médio portes, situadas a grande distâncias dos gasodutos de transporte.

27 TABELA 6.3: CONSUMO POTENCIAL DE GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA DE SÃO PAULO - USOS TÉRMICOS (10^3 m³/dia)

ENERGÉTICO	1980	1984	1988	1992	1994
BIOMASSA	7988	10328	10604	10743	13518
GÁS	138	303	333	1013	1582
DER.PETRÓLEO	17590	8841	9502	9925	10717
ELETRICIDADE	708	846	1034	1010	1098
CARVÃO/COQUE	2868	3804	4013	4111	4346
OUTRAS	1423	1559	1906	2012	1969
TOTAL	30714	25680	27392	28814	33230

Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo (1995)



Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo (1995)

6.2.2 Plangás - Plano Nacional do Gás Natural

Uma primeira estimativa de mercado potencial para o Estado de São Paulo foi apresentada em 07/08/91, na Exposição da ABEGÁS à Comissão do Gás Natural, na brochura intitulada "O mercado para gás natural no Brasil". A brochura consolidava os dados e projeções do Plangás, elaborados no período de 1987 - 1988, no âmbito nacional e estadual.

O mercado potencial projetado para 1995 mostrava-se muito otimista e contemplava a inclusão de diversas usinas termoeletricas na região Sudeste do Brasil, assim como a difusão do uso de gás em transportes, principalmente em ônibus e veículos de carga.

TABELA 6.4: MERCADO POTENCIAL PARA GÁS - BRASIL (10³m³/dia)

REGIÃO	1988	1991	1995
CENTRO-OESTE	0	311	2702
NORDESTE	13279	15540	19957
SUDESTE	29427	33722	49646
SUL	11774	13650	16371
TOTAL	54.480	63.223	88.676

Fonte: Plangás (1988)

As projeções apresentadas para o Estado de São Paulo indicavam um mercado potencial de 22,0 milhões m³/dia em 1995, com preponderância dos usos industriais e geração de eletricidade na Usina de Piratininga, de propriedade da Eletropaulo.

TABELA 6.5: MERCADO POTENCIAL PARA GÁS - S. PAULO (10³m³/dia)

SETOR	1988	1991	1995
RESIDENCIAL	440	470	510
INDUSTRIAL	12580	14390	19289 ¹
TERCIÁRIO	150	160	289
TRANSPORTE	1014	1194	1937
TOTAL	14.184	16.214	22.025

Fonte: Plangás (1988)

6.2.3 Perfil de refino em São Paulo

Outro estudo preparado em 1991 pela empresa de consultoria Exergia², buscava encontrar um espaço para o gás, em função das possíveis mudanças no perfil de refino brasileiro, com a progressiva adaptação das refinarias brasileiras para conversão de óleo combustível em coque de petróleo. A razão desse estudo era que, enquanto não se encontrasse um uso alternativo para o óleo combustível, dificilmente a Petrobrás consentiria em ampliar a produção de gás natural, pois sendo um óleo de alta viscosidade e alto teor de enxofre, seu custo de oportunidade era muito baixo. De acordo com esse estudo, seria possível traçar-se dois cenários de penetração do gás natural:

- Cenário A : Com a implantação de mais um unidade de coque na Refinaria de Paulínia - REPLAN, a maior do Brasil .

¹ Inclui geração de 700 MW na Usina de Piratininga

² In Abegás; Mercado para Gás Natural no Brasil; Exposição à Comissão do Gás Natural, Brasília, 1991.

- Cenário B : Com mais duas unidades de coque na REPLAN. Nesse cenário haveria menos sobra de óleo combustível e, portanto, mais espaço para a penetração do gás natural.

Considerando ainda os usos possíveis do gás em outros setores e também em substituição a outros energéticos, estimou-se um mercado potencial para gás no Estado de São Paulo variando entre 20,81 e 28,11 milhões m³/dia, o que guarda uma certa coerência com as projeções elaboradas no âmbito do PLANGÁS.

TABELA 6.6: LIMITES DE PENETRAÇÃO DE GÁS EM SÃO PAULO COMO FUNÇÃO DO PERFIL DE REFINO (10⁶m³/dia)

MERCADO		1990	1993	
			CENÁRIO A	CENÁRIO B
SUBST.OLEO COMBUSTÍVEL	LIM.SUPERIOR	6,00	12,70	16,00
	LIM. INFERIOR	7,10	15,80	20,00
CRESCIMENTO EN. TÉRMICA		0,90	3,35	3,35
LENHA E ELETROTERMIA		2,36	2,36	2,36
RESID/TERCIÁRIO		0,62	0,66	0,66
TRANSPORTES		0,04	0,41	0,41
DERIVADOS LEVES INDÚSTRIA		1,33	1,33	1,33
TOTAL	LIM.SUPERIOR	11,25	20,81	24,11
	LIM. INFERIOR	12,35	23,91	28,11

Fonte: ABEGÁS (1991)

6. 2. 4 Comissão Nacional do Gás

Os estudos da Comissão Nacional do Gás aprofundaram ainda mais as estimativas de mercado para o país, tendo sido considerados não somente os estudos já realizados até aquela época nos diversos estados, como também os dados secundários disponíveis no Balanço Energético Nacional e nos anuários estatísticos do Departamento Nacional de Combustíveis.

A subcomissão de demanda, reunindo representantes das empresas distribuidoras de gás canalizado e da Secretarias estaduais de energia, consolidou esses dados, chegando a um mercado potencial para o país de quase 74 milhões m³/dia no ano de 1995, abrangendo todos os segmentos do mercado, volume esse um pouco mais modesto do que as projeções do PLANGÁS, que vinham sendo criticadas pelo seu exagero.

Ainda assim, quando se analisam os resultados projetados para o ano 2000, chega-se a um mercado potencial de 121 milhões m³/dia, que pode ser considerado extremamente otimista face à atual participação do gás natural na matriz de consumo final de energia, com um total de vendas de menos de 11 milhões m³/dia. Mesmo as projeções relativas ao mercado industrial parecem um tanto quanto exageradas, embora se refiram apenas à demanda potencial, que constitui apenas um número teórico, não sendo o número que induz ao planejamento dos investimentos do setor de gás.

TABELA 6.7: MERCADO POTENCIAL PARA GÁS - BRASIL (m³/dia)

USO	1.993	1.995	2.000
AUTOMOTIVO	5536134	6247584	7461396
RESIDENCIAL	3634956	4946453	6170854
COMERCIAL	1497351	2047047	2759224
GER.ELÉT. +COGER.	11027364	14216234	22500364
INDUSTRIAL	2528800	4457700	8682300
MAT. PRIMA			
INDUSTRIAL			
ENERGÉTICO	42771803	42052212	73507762
CIMENTO	2069546	3258525	5006636
SIDERURGIA	4840305	6445215	8868979
MINER/PELOTIZAÇÃO	1413058	1551509	1940599
NÃO FERROSOS	880687	1208223	1440271
QUÍMICA	4256404	5692920	9424303
ALIMENTOS E	2451245	3798942	4635489
BEBIDAS			
TÊXTIL	1278806	2147616	2731767
PAPEL/CELULOSE	921884	1098888	1354783
CERÂMICA	827286	2482376	3113386
VIDRO	1215000	1462776	1647617
OUTROS	22617582	12905112	33343932
TOTAL	66.996.408	73.967.230	121.081.900

Fonte : COMISSÃO DO GÁS NATURAL (1992)

Em sua análise regional, a Comissão Nacional do Gás, estimou um mercado potencial de 42,7 milhões m³/dia para a região Sudeste em 1995, dos quais 28,11 milhões m³/dia relativos ao mercado de Estado de São Paulo. Os dados setoriais projetados para o estado de São Paulo estão dispostos na Tabela 6.8, verificando-se uma certa coerência com as projeções relativas aos limites estabelecidos pelo perfil de refino para os anos de 1993 e 1995.

TABELA 6.8: MERCADO POTENCIAL PARA GÁS - SÃO PAULO (10³m³/dia)

SETOR	1993	1995	2000	2010
INDUSTRIAL	13427	14902	18469	31971
RESIDENCIAL	1127	1455	1977	2694
COMERCIAL	1236	1654	2184	3818
AUTOMOTIVO	2339	2397	2599	3001
GERAÇÃO	7700	7700	11600	12200
TOTAL	25.829	28.108	36.829	53.684

Fonte : COMISSÃO DO GÁS NATURAL (1992)

6.2.5 Estudos de mercado baseados em dados primários

Dentre os estudos contratados pela Comgás e pela iniciativa privada nos últimos dez anos, destacam-se os realizados pelas empresas COPLASA Engenharia (1989), DUCTOR (1990), PLE - Pipeline Engineering (1993) e Technoplan/ Jaako Poyry (1993), cujos resultados, relativos ao mercado potencial para gás em São Paulo estão sumarizados na Tabela 6.9:

TABELA 6.9: RESUMO DE ESTUDOS DE MERCADO POTENCIAL PARA GÁS NATURAL - SÃO PAULO (10³m³/dia)

EMPRESA	1990	1993/1995	2000	2005/2010
COPLASA	19321	27070	32465	39359
DUCTOR	8282	18616	21947	26271
PLE	-	7443	-	-
TECHNOPLAN	16286	21913	24724	25299

Deve-se ressaltar que esses estudos foram realizados com metodologias e abrangências distintas, o que justifica a grande discrepância entre os resultados finais apresentados.

6.2.5.1 COPLASA

O estudo da COPLASA foi o mais abrangente de todos, pois considerou todas as principais regiões administrativas do estado, bem como os setores residencial, comercial e industrial. Foi ainda projetada a produção de eletricidade na Usina Termoelétrica de Piratininga, estimando-se um consumo de 3 milhões m³/dia de gás natural e ainda incluiu-se o mercado de cogeração para algumas áreas selecionadas, nas regiões NO/NE e RMSP.

Para o mercado industrial estimou-se o consumo potencial de gás natural das indústrias existentes no estado, projetando-se a demanda futura com base em taxas de variação anual do incremento do setor industrial, considerando-se a elasticidade dos produtos em relação ao Produto Industrial Bruto.

Para o mercado residencial a demanda potencial foi estimada em áreas que apresentavam ou tendiam a apresentar, até o horizonte abrangido pelo estudo, altas densidades demográficas, consideradas similares ou superiores àquelas atendidas pela Comgás (180 habitantes/hectare). A demanda potencial do mercado residencial foi estimada em função dos estabelecimentos comerciais e de prestação de serviços teoricamente envolvidos com o atendimento à população. A taxa de crescimento da demanda potencial no setor comercial foi

estimada com base nas taxas setoriais de crescimento obtidas no Balanço Energético Nacional.

TABELA 6.10: MERCADO POTENCIAL PARA GÁS - COPLASA (10³m³/dia)

REGIÃO	1988	1990	1995	2000	2005
RMSP	10377	10794	15272	17959	21365
VALE DO PARAÍBA	1097	1166	1451	1917	2573
BAIXADA SANTISTA	950	955	1718	1922	1956
SOROCABA	1054	1126	1429	1907	2555
CAMPINAS	3942	4156	5609	6967	8806
NO/NE	1062	1124	1590	1793	2103
TOTAL	18482	19321	27069	32465	39358

Fonte: COPLASA (1989)

Considerando-se apenas o ano de 1995, a COPLASA estimou a seguinte distribuição da demanda potencial, por segmento de mercado:

TABELA 6.11: DISTRIBUIÇÃO SETORIAL DO MERCADO POTENCIAL DE GÁS - SÃO PAULO - COPLASA (10³m³/dia)

REGIÃO	INDUSTRIAL	RESID.	COMERC.	COGER. ³	AUTOM.	TOTAL
RMSP	7974	1235	1319	3000	1744	15272
V.PARAÍBA	1354	0	97	0	0	1451
BAIXADA	1487	160	71	0	0	1718
SOROCABA	1372	0	56	0	0	1428
CAMPINAS	3839	34	237	1500	0	5610
NO/NE	479	70	141	900	0	1590
TOTAL	16505	1499	1921	5400	1744	27069

Fonte: COPLASA (1989)

³ Inclui geração de 700 MW na Usina de Piratininga.

6.2.5.2 DUCTOR

O estudo da DUCTOR considerou apenas o mercado industrial, abrangendo 148 indústrias, na perspectiva de um traçado de um provável gasoduto Brasil-Bolívia, envolvendo os eixos de Ribeirão Preto a Jundiá, Araraquara a Limeira e de Tatuí a Região Metropolitana de São Paulo. Foi ainda considerada a hipótese de conversão e ampliação da Usina de Piratiningaa partir de 1995 e ainda a inclusão do mercado industrial do Mato Grosso do Sul (o qual não foi, entretanto considerado na Tabela 6.12). Os resultados apresentados basearam-se em pesquisas de campo realizadas pela Comgás na RMSP e em dados secundários obtidos a partir dos cadastros do Conselho Nacional do Petróleo - CNP e da Agência para Aplicação de Energia.

TABELA 6.12: MERCADO POTENCIAL INDUSTRIAL PARA GÁS EM SÃO PAULO - DUCTOR (10³m³/dia)

SETOR	1990	1995	2000	2005	2010
1. INDUSTRIAL					
REGIÃO 1	4214	6419	8114	9872	10314
REGIÃO 2	2688	4094	5175	6296	6874
2. TERMOELÉTRICA	0	6000	6000	6000	6000
TOTAL	6902	16513	19289	22168	23188

Fonte: DUCTOR Implantação de Projetos (1990)

A região 1 compreendeu unicamente as 100 indústrias cadastradas nos municípios da RMSP; a região 2 compreendeu as 48 indústrias cadastradas

em diversos municípios do interior de São Paulo, exclusive a Baixada Santista e o Vale do Paraíba.

6.2.5.3 SPG/Technoplan/Jaako Poyry

O estudo contratado pela SPG - Sociedade Privada do Gás, empresa subsidiária da Companhia Paulista de Desenvolvimento e elaborado pelo consórcio Technoplan/Jaako Poyry, considerou unicamente o mercado industrial no Estado de São Paulo, nas regiões situadas no eixo de futuro gasoduto Brasil-Bolívia; os dados de mercado foram obtidos através de questionários e visitas às indústrias cadastradas na Agência para Aplicação de Energia. Foram contatadas 566 indústrias nessas regiões, as quais consumiram energia para fins térmicos, em quantidades superiores a 2500 m³/dia de equivalente em gás natural.

Não foram considerados, nos resultados expostos na Tabela 6.13, os mercados para geração termoelétrica e cogeração, abordados em um estudo à parte, no qual se estimou uma demanda potencial de 1,5 milhão m³/dia para cogeração industrial e de 8 milhões m³/dia para geração em uma central de 2000 MW.

TABELA 6.13: MERCADO POTENCIAL INDUSTRIAL PARA GÁS - SÃO PAULO (10³m³/dia)

REGIÃO	HISTÓRICO				PROJETADO		
	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
GRANDE S.PAULO	5.568	5.538	5.624	5.436	7.237	7.810	8.065
CAMPINAS	3.385	3.337	3.556	3.713	4.641	5.306	5.497
BAIXADA SANTISTA	2.752	2.641	2.601	2.678	3.056	3.335	3.346
SOROCABA	2.100	2.082	2.104	1.949	2.971	3.113	3.147
VALE DO PARAÍBA	1.182	1214,0	1.223	1.258	1.530	1.879	1.879
OUTROS	1.489	1472,0	1.745	1.885	2.477	3.282	3.366
TOTAL	16.479	16.284	16.852	16.919	21.912	24.725	25.300

Fonte: SPG/Technoplan/Jaako Poyry (1993)

Quando da realização desse estudo, a indústria paulista passava por uma fase de recessão, com uma grande capacidade ociosa, contenção de investimentos e da demanda de energia. Assim, ao projetar o mercado potencial para o período 1995/2005 o consórcio apenas projetou a recuperação da capacidade instalada das indústrias, segundo informações prestadas pelas mesmas, considerando ainda futuras ampliações previstas em seus cronogramas de investimentos, caso a situação da economia melhorasse nesse horizonte.

6.2.5.4 PLE - Pipeline Engineering

O estudo da PLE limitou-se aos municípios das regiões do interior de São Paulo que seriam cortados pelo futuro gasoduto Brasil-Bolívia, incluindo também os mercados residencial e comercial. Não foram considerados os

municípios da Região Metropolitana de São Paulo nem do Vale do Paraíba. foram visitadas indústrias em 52 municípios nas regiões consideradas. Não foram feitas projeções de mercado, tendo o estudo se limitado a estabelecer o mercado potencial para o ano de 1993.

TABELA 6.14: MERCADO POTENCIAL - S.PAULO (10³m³/dia)

REGIÃO	MERCADO INDUSTRIAL	RES./COMERCIAL	TOTAL
NO/NE	3304	331	3635
CAMPINAS	1900	421	2321
SOROCABA	1352	135	1487
TOTAL	6556	887	7443

Fonte: PLE (1993)

De um modo geral, torna-se difícil comparar o estudo da PLE com qualquer outro, pois além de só incluir alguns municípios da RMSP, como Osasco e Barueri, não segue o mesmo cadastro utilizado, por exemplo, pela Ductor ou pela SPG.

6.3 Resumo do Mercado Potencial Industrial

De modo geral, tomando-se o ano de 1995 como referência e desconsiderando o estudo da PLE, por sua atipicidade, os estudos apresentam estimativas para o mercado potencial no Estado de São Paulo variando em uma larga faixa, de 16,5 a 33,23 milhões m³/dia, os quais incluem ou não geração termoelétrica e os segmentos comercial, residencial e automotivo.

TABELA 6.15: QUADRO RESUMO DOS ESTUDOS DE MERCADO POTENCIAL PARA GÁS NATURAL - SÃO PAULO⁴ (10³m³/dia)

FONTE	MERCADO INDUSTRIAL	TOTAL
COPLASA	16505	27069
DUCTOR	10513	16513
PLE	6566	7443
TECHNOPLAN	21912	-
PLANGÁS	19289	22025
COMISSÃO NACIONAL GÁS	14902	28108
BALANÇO ENERGÉTICO SP	33230	-
PERFIL DE REFINO	19740 a 27040	20810 a 28110

Ao se considerar unicamente o mercado industrial em todas essas opções, é possível confluir para uma faixa entre 16,5 e 33,23 milhões m³/dia, como o limite máximo potencial e teórico, portanto, para utilização do gás no setor industrial em todo o Estado, sendo que o estudo da Technoplan pela sua metodologia e abrangência, pode ser considerado como aquele que contém os dados mais atuais e confiáveis de toda essa gama de estudos.

6.4 Mercado Automotivo

Esse segmento de mercado é bastante diversificado e disperso, sendo que o crescimento da demanda em todo o mundo tem sido muito lento e pouco encorajador, pois não tem agregado grandes volumes de gás em períodos curtos de tempo. Assim sendo, o mercado automotivo e os mercados comercial e residencial serão abordados nesse estudo unicamente para fins de cálculo da demanda potencial.

⁴ Ano base considerado: 1995.

6.4.1 Veículos potencialmente conversíveis

O mercado automotivo para Gás Natural Veicular - GNV ainda é composto basicamente de táxis, ônibus e veículos de frotas cativas, até porque os demais usos não eram autorizados. Somente em 12 de janeiro de 1996 foi promulgado Decreto presidencial liberando o uso de GNV a veículos particulares de qualquer natureza.

O uso de gás automotivo em São Paulo, embora seja dos mais adequados em termos ambientais, é um dos que menos têm aumentado nos últimos 5 anos em São Paulo. Ao contrário, após uma expansão acelerada no período 1992/1994, o mercado experimentou uma redução de consumo nos períodos subsequentes, em função do desinteresse dos taxistas, principais usuários do GNV, em converter veículos novos para o gás, em função de dois fatores básicos:

- A isenção de ICMS, levou a categoria a renovar quase toda a frota. Caso optassem por converter os carros para o gás, os taxistas perderiam a garantia de fábrica de 10.000 km. Assim, optaram por manter o combustível original, gasolina ou álcool.
- Com a implantação do Plano Real, os preços dos combustíveis alternativos, álcool e gasolina, também se estabilizaram, sendo que uma grande parte dos postos de abastecimento passou a oferecer descontos expressivos ou

mesmo o pagamento em prazos de até 45 dias. O taxista passou então a desconsiderar as vantagens econômicas do gás natural no momento de optar pelo combustível.

TABELA 6.16: EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GNV EM SÃO PAULO

ANO	m³/dia
1992	1649
1993	28650
1994	51573
1995	42306
1996	33312

Fonte: Comgás (1993, 1994, 1996)

Em 1991 foi promulgada no Município de São Paulo a Lei 10951, obrigando que todos os ônibus da frota municipal, estimada à época em 8900 veículos, deveriam ser convertidos para gás natural em um prazo de 10 anos. Como essa Lei não previa a obrigatoriedade de cotas anuais nem estabelecia sanções, jamais foi cumprida. Tanto é que até 1996, apenas 133 ônibus foram convertidos na cidade. Em função dessa lacuna, nova Lei municipal foi promulgada, de nº 12140/96, estabelecendo as seguintes cotas anuais a serem convertidas, de uma frota total de 10 mil ônibus, sob pena de multa:

- 1997: 5 % da frota (500 veículos);
- 1998: 5 % da frota (500 veículos);

- 1999 em diante: 10 % da frota (1000 veículos/ano)

No segmento de táxis, segundo a Federação dos Condutores Autônomos de Veículos Rodoviários do Estado de São Paulo - FECAVRESP (1992), DETRAN (1992) e CETESB (1996), tem-se a seguinte distribuição de caminhões e táxis na rota do gasoduto Brasil - Bolívia, considerando-se, por razões econômicas, apenas aqueles cuja demanda justifique a extensão de redes de distribuição para as indústrias e ainda que tenham mais de 100 táxis:

TABELA 6.17: FROTA DE TÁXIS E CAMINHÕES COM DEMANDA POTENCIAL DE GNV

REGIÃO	TÁXIS	CAMINHÕES
RMSP	30000	86673
CAMPINAS⁵	1115	3862
SOROCABA⁶	242	1123
BAIXADA SANTISTA⁷	1223	4455
VALE DO PARAÍBA⁸	899	2673
TOTAL	33489	98786

Fonte: FECAVRESP (1992) e DETRAN (1992)

⁵ Municípios considerados: Campinas, Americana e Jundiaí.

⁶ Município considerado: Sorocaba.

⁷ Municípios considerados: Cubatão e Santos; apesar do número de táxis ser apenas 61 em Cubatão , é o único município com rede de distribuição concentrada localmente.

⁸ Municípios considerados: S.J.Campos, Taubaté, Guaratinguetá e Jacareí.

6.4.2 Mercado potencial para gás automotivo

Como não foi possível levantar a frota de ônibus em outros municípios e face ao atraso de mais de 5 anos do programa na cidade de São Paulo, as estimativas de demanda ficarão restritas a esse município.

Tendo em vista que cada ônibus consome em média 110 m³/dia de gás natural, ao fim de 11 anos espera-se um consumo total de 1,1 milhão m³/dia de gás natural para abastecer a esse segmento do mercado.

Para cálculo da demanda em caminhões, considerando o estado geral da frota e sua dispersão, bem como a não existência, até o momento, de elementos coercitivos e ainda o pequeno desenvolvimento de tecnologias alternativas, estimou-se um potencial de adesão de 20% da frota, a longo prazo. Estimou-se ainda um consumo médio de 100 m³/dia por caminhão convertido a gás.

No segmento de táxis, e de acordo com o estudo do BEICIP (1992), estimou-se uma adesão de 50 % da frota ao uso de GNV, também a longo prazo. O consumo unitário de cada táxi, rodando 203 km/dia foi calculado em 14 m³/dia de gás natural.

TABELA 6.18: DEMANDA POTENCIAL DE GNV EM SÃO PAULO

TIPO DE VEÍCULO	VEÍCULOS	10³ m³/dia de GNV
ÔNIBUS	10000	1100
TÁXIS	16745	234
CAMINHÕES	19757	1975
TOTAL	46502	3309

6.5 Mercados Residencial e Comercial

Na região atualmente atendida pela Comgás existem cerca de 550 mil consumidores residenciais potenciais para o gás, parte dos quais possui instalações internas prediais ou estão conectados à rede de distribuição, mas que por qualquer razão ainda usam GLP engarrafado. Algumas possíveis razões para a não adesão ao gás canalizado foram levantadas em pesquisas contratadas pela Comgás:

- Instalações internas prediais em condições precárias, necessitando de reparos ou de substituição total.
- Preferência do consumidor por outros energéticos, por motivos econômicos. No caso do GLP, pelo seu menor preço quando comparado ao do gás natural; no caso da eletricidade, pelo menor custo dos chuveiros elétricos quando comparados aos preços aquecedores de água a gás, até

recentemente cerca de dez vezes mais caros que os chuveiros elétricos comuns.

Entretanto, apesar do considerável desenvolvimento tecnológico internacional no campo dos aparelhos e instalações residenciais e comerciais, a demanda nesses setores permanecerá marginal quando comparada aos usos industriais do gás, pelas seguintes razões:

- O setor industrial pode absorver grandes volumes de gás em um prazo mais curto e com menores investimentos adicionais.
- O suprimento aos setores residencial e comercial é insuficiente para viabilizar a construção de gasodutos de transporte até São Paulo, particularmente o Brasil-Bolívia. As redes de distribuição demandam altos investimentos unitários e a demanda individual de uma residência é muito baixa⁹; dessa forma, apenas as residências e estabelecimentos comerciais situados nas proximidades das redes existentes e daquelas que vierem a ser construídas para atender a indústrias.

Essas premissas limitam o mercado para gás nos setores comercial e residencial, a curto e médio prazos, apenas à Região Metropolitana de São Paulo e São José dos Campos, onde já existem algumas redes implantadas e, eventualmente no futuro, algumas cidades na região de Campinas.

⁹ Segundo o Beicip, a demanda anual projetada por residência é de 140 m³ para cocção e de 290 m³ para aquecimento de água. Para os dois usos ter-se-ia um consumo anual de 430 m³

Para se obter uma projeção de penetração futura podem ser adotadas as seguintes taxas de captação de consumidores nesses segmentos:

1. Com a contratação de serviços terceirizados poder-se-iam agregar 25000 consumidores residenciais por ano, utilizando-se a média entre o consumo só para cocção e o consumo cocção/aquecimento de água, ou seja 285 m³/ano, que multiplicada pelo número de consumidores, atinge 19500 m³/dia.
2. Tomando-se o mercado comercial como uma porcentagem de 70 % do consumo residencial, de acordo com os estudos do BEICIP e os dados de vendas da Comgás.

Desse modo, o mercado potencial para gás nos setores residencial e comercial poderia atingir, a longo prazo um volume de 729 mil m³/dia.

TABELA 6.19: MERCADO RESIDENCIAL/COMERCIAL PARA GÁS - SP

SETOR	10³ m³/dia
RESIDENCIAL	429
COMERCIAL	300
TOTAL	729

7 MERCADO ECONÔMICO OU FACTÍVEL

7.1 Conceitos

Por mercado econômico ou factível, ou ainda demanda econômica, entende-se a parcela do mercado potencial para o qual o uso do gás proporciona vantagens econômicas, quando comparado ao custo de utilização de energéticos concorrentes, assim como as utilizações do gás possíveis de implementação, dado um certo limite de preços, usos tecnologicamente adequados e nível de investimentos em redes de distribuição, os quais se justifiquem face ao preço limite do gás. O fator geográfico também influencia na determinação do mercado econômico, pois em determinadas localidades onde não haja oferta de gás disponível, torna-se inviável a troca de energéticos, mesmo naqueles usos mais nobres do gás, como na indústria cerâmica e de metais não-ferrosos.

Por exemplo, a substituição de bagaço de cana por gás natural, embora tecnologicamente possível em alguns casos, não se justifica ainda, pois dado o baixo preço do bagaço, ainda que o gás fosse vendido ao seu preço limite mínimo, ou seja o preço de compra pela distribuidora no city gate, ainda assim não proporcionaria vantagens econômicas para o utilizador - a não ser que houvesse a imposição de taxas ambientais que tornassem a troca economicamente vantajosa, ou então o gás fosse vendido a preços subsidiados. Assim sendo a substituição de bagaço de cana, embora

componha o mercado potencial para o gás, não está contemplada no mercado econômico.

7.2 Fatores Determinantes da Demanda de Gás

- ◆ **Crescimento Econômico:** novas indústrias ou em caso de expansão das existentes, buscam fontes de energia mais eficientes, mais econômicas e, de preferência menos poluentes. Indústrias multinacionais normalmente trazem seus projetos de processos dos países de origem, onde o uso de gás já é quase que corriqueiro.

- ◆ **Preço do Produto:** nesse caso, a melhor qualidade do produto obtido com o gás natural, permite que se trabalhe com um prêmio sobre o preço do energético concorrente.

- ◆ **Preço do Substituto:** caso o preço do energético substituto não carregue subsídio, o consumidor pode optar por consumir gás natural.

- ◆ **Mudanças Estruturais:** a mudança nos padrões de consumo, ocorridas após o Plano Real, proporcionaram aumentos na produção de alimentos e bens de consumo duráveis, como aparelhos de TV, demandando mais energia em setores tradicionalmente consumidores de gás.

- ◆ **Mudanças Tecnológicas:** decorrentes de vantagens tecnológicas obtidas com o uso de gás são também fatores decisivos para a substituição. Alguns

exemplos típicos são o uso de processos monoqueima na indústria cerâmica, só possível com o uso de combustíveis gasosos.

- ◆ **Política Energética:** a existência de uma política energética direcionando o uso do gás, seja através de linhas de financiamento para construção de redes e gasodutos e para a conversão de equipamentos e processos, a imposição de taxas e tributos diferenciados entre energéticos mais e menos poluentes, são exemplos de como a política energética pode influir favoravelmente na demanda de gás.

- ◆ **Aspectos Ambientais:** a maior conscientização da população, a atuação mais enfática dos órgãos ambientais e a imposição de taxas ambientais sobre o uso de combustíveis sólidos e líquidos contribuíram internacionalmente para a maior participação do gás na matriz energética mundial.

7.3 Estudos de Mercado Econômico ou Factível

Os estudos relacionados com o mercado potencial também contém, em quase todos os casos, estimativas quanto ao mercado econômico, sintetizadas na Tabela 7.1, a seguir. Para se chegar a essas estimativas, foi estabelecido um critério de clivagem, baseado em diversos fatores, como o preço de substituição do óleo combustível e demais energéticos substituíveis pelo gás natural, considerando-se tão somente aqueles cujo preço final era igual ou maior que o preço de venda do gás no ponto de entrega da Petrobrás à

Comgás, a distância aos gasodutos existentes e projetados, bem como a concordância dos potenciais consumidores em aderirem ao gás natural.

Dentre os estudos apresentados no capítulo anterior, verifica-se que apenas quatro buscaram extrair a chamada demanda ou mercado econômico dos dados iniciais de mercado potencial: o Plangás, a Comissão Nacional do Gás, a Coplasa e a SPG/Technoplan/Jaako Poyry. Por outro lado, a Comgás contratou em 1990, com recursos do Banco Mundial, a empresa francesa BEICIP - Bureau d'études de l'Institut Français du Pétrole para elaborar um estudo de utilização e de tarifação do gás natural, o qual só se preocupou em determinar o mercado econômico ou factível para o gás, em dois cenários, a depender da maior ou menor penetração da geração termelétrica.

TABELA 7.1: RESUMO DOS ESTUDOS DE MERCADO ECONÔMICO PARA GÁS NATURAL ($10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$)¹⁰

FONTE	INDUSTRIAL	TOTAL
PLANGÁS	11400¹¹	12552
COMISSÃO DO GÁS	7186	8291
COPLASA	9333	12093
TECHNOPLAN	11154	nd
BEICIP	3400 a 4500	4200 a 5400

¹⁰ Foi incluída a geração termelétrica no mercado industrial, salvo no estudo da Technoplan.

¹¹ Inclui geração de 700 MW na Usina de Piratininga

7.3.1 PLANGÁS

No Plangás foram elaboradas as seguintes estimativas de demanda econômica ou penetração do gás natural:

TABELA 7.2: MERCADO ECONÔMICO PARA GÁS NATURAL - SÃO PAULO
(10³m³/dia)

SETOR	1991	1995	2000
RESIDENCIAL	424	400	935
INDUSTRIAL	5461	11400 ³	15000
COMERCIAL	22	289	1263
AUTOMOTIVO	176	463	1937
TOTAL	6083	12552	19135

Fonte: PLANGÁS (1988)

Projetou-se que, a partir de 1995, a Usina Termoelétrica de Piratininga já estaria convertida para gás natural, com a construção de duas unidades de 350 MW em ciclo combinado. As estimativas de demanda econômica foram comandadas sobretudo pelas expectativas da Comgás em termos de oferta de gás, tendo elaborado um Plano de Expansão em duas etapas:

- Etapa 1: a realizar-se entre 1987 e 1991, com a distribuição de 4,5 milhões m³/dia de gás natural e 650 mil m³/dia de gás de refinaria.
- Etapa 2: a realizar-se entre 1991 e 1995, com a distribuição de um volume de 11,5 milhões m³/dia, dos quais 4,5 milhões m³/dia oriundos da Bacia de Campos, 1,5 milhão m³/dia da Bacia de Santos e 5,5 milhões m³/dia do futuro gasoduto Brasil-Bolívia.

7.3.2. Comissão Nacional do Gás

O relatório final da Comissão Nacional do Gás, baseado em dados fornecidos pela Comgás, apresenta as seguintes estimativas de mercado factível para o estado de São Paulo:

TABELA 7.3: MERCADO ECONÔMICO PARA GÁS- S. PAULO (10³m³/dia)

SETOR	1993	1995	2000	2010
INDUSTRIAL	3674	5084	9020	22110
RESIDENCIAL	112	319	552	1341
COMERCIAL	81	157	442	1701
AUTOMOTIVO	201	629	1704	2213
COGERAÇÃO	300	2102	6504	7206
TOTAL	4368	8291	18222	34571

Fonte: Comissão Nacional do Gás (1992)

Os critérios para estimar o mercado factível ou econômico, basearam-se em um cronograma de expansão possível da rede de distribuição da Comgás, levando-se em conta a oferta disponível de gás de Campos e de Merluzá e uma provável importação de gás boliviano. No segmento automotivo, foi considerado apenas a utilização de gás natural em táxis e ônibus urbanos nas regiões da Grande São Paulo, Baixada Santista e Vale do Paraíba, sendo que nessas duas últimas, estimou-se apenas o uso em ônibus. Considerou-se ainda a geração de eletricidade em Piratininga a partir de 1993, com a conversão dos maçaricos das caldeiras existentes, sendo que em 1995 ter-se-ia a implantação no local de duas novas unidades de ciclo combinado. Previu-se ainda a implantação de 3 unidades de 90 MW na região de Campinas,

aproveitando-se a infraestrutura da atual usina térmica de Carioba, situada em Americana.

Nos demais setores, residencial e comercial, adotaram-se taxas bastante conservadoras de penetração de gás, baseadas nos índices históricos de crescimento vegetativo no município de São Paulo e sempre ao longo de municípios onde houvesse oferta potencial de gás.

7.3.3 COPLASA

Os resultados dos estudos da Coplasa para o mercado factível encontram-se resumidos na Tabela 7.4. Para se chegar a esses números, a Coplasa desenvolveu a seguinte equação:

$$M_c = M_p \cdot C$$

onde:

M_c = Mercado Captável ou factível.

M_p = Mercado Potencial.

C = Coeficiente de captação.

Para obter as equações visando o cálculo de “**C**”, no setor industrial, foram elaboradas as seguintes premissas:

- O setor industrial corresponderia à divisão definida pelo IBGE (16 setores) e utilizada na análise do mercado potencial nos municípios anteriormente estudados.
- Cada setor foi dividido em quatro segmentos teóricos, obtendo-se um total de 64. Foi então estabelecido um sistema de cálculo da demanda para indústrias existentes e a serem convertidas para o gás e outro para cálculo da demanda em indústrias a serem futuramente implantadas no estado.
- Foram considerados diversos condicionantes à captação de gás pelo mercado potencial, tais como, taxa anual de amortização dos investimentos necessários à conversão dos equipamentos, tarifas corrigidas do gás natural, setores industriais onde o gás é mais apreciado, para indústrias novas e existentes.

Nos setores comercial e residencial, os coeficientes de captação levaram em conta as tarifas do gás e do energético a ser substituído, a situação do usuário quanto à existência ou não de instalações internas para gás, assim como a sua opinião quanto aos serviços de gás canalizado e ainda a política comercial a ser implementada pela Comgás, quanto à expansão da sua rede de distribuição e ao financiamento dos novos consumidores.

TABELA 7.4: MERCADO FACTÍVEL PARA GÁS - S.PAULO (10³m³/dia)

REGIÃO	1988	1990	1995	2000	2005
RMSP	2227	2284	8124	12281	15436
B.SANTISTA	684	684	1394	1590	1615
V.PARAÍBA	0	0	175	1269	1774
SOROCABA	0	0	0	224	1698
CAMPINAS	900	900	1500	1885	5217
NO/NE	600	600	900	900	960
TOTAL	4411	4468	12093	18149	26700

Fonte: Coplasa (1989)

Verifica-se que a RMSP concentra o maior mercado econômico do estado, seguida das áreas no entorno de Campinas e das regiões nordeste e noroeste. Até o ano de 1990 as estimativas são bastante conservadoras. A partir de 1995, elaboraram-se previsões demasiadamente otimistas, que aparentemente não levaram em conta restrições nem de oferta, nem de preços para o gás, tomando ainda índices otimistas de crescimento das atividades no setor industrial. Tanto é que, na realidade, já no ano de 1996, atingiu-se um volume de vendas de apenas 3,4 milhões m³/dia, contra uma previsão de 12,1 milhões m³/dia. Isolando-se o ano de 1995 e 2000, tem-se as projeções de mercado potencial por segmento de mercado resumidas na Tabela 7.5:

TABELA 7.5: MERCADO FACTÍVEL POR SETOR - S. PAULO (10³m³/dia)

SETOR	1995	2000
INDUSTRIAL	3933	9220
RESIDENCIAL	577	862
COMERCIAL	487	862
COGERAÇÃO	5400	5400
AUTOMOTIVO	1696	1806
TOTAL	12093	18150

Fonte: Coplasa (1989)

7.3.4 BEICIP

Os estudos desenvolvidos pelo Beicip utilizaram dados secundários, obtidos dos cadastros da Comgás, da Agência para Aplicação de Energia e do Conselho Nacional do Petróleo, tendo-se assumido as seguintes premissas básicas:

- A demanda de gás foi projetada para o período 1993 - 2015 em sete regiões (RMSP, Baixada Santista, Vale do Paraíba, Campinas, Sorocaba, ribeirão Preto e Outras) e para seis setores (industrial, residencial, comercial, automotivo, cogeração e geração de eletricidade).
- O suprimento de gás para o estado seria assegurado por 3 fontes: Campos, Merluza e Bolívia.

- No setor industrial assumiu-se que o preço do gás seria competitivo para incentivar a substituição de óleo combustível e que a Petrobrás investiria em suas refinarias para eliminar a produção em excesso de óleo com alto teor de enxofre.
- No setor elétrico, considerou-se que os novos investimentos de geração de energia a partir de fontes hídricas seriam muito elevados, o que incentivaria novos investimentos em unidades térmicas.
- Nos setores residencial, comercial e automotivo, considerou-se uma penetração limitada do gás, face aos elevados investimentos requeridos para expansão da rede de distribuição.

Foram elaborados dois cenários de utilização de gás natural, um baixo e outro alto; a principal diferença entre ambos refere-se aos diferentes graus de implementação de geração termelétrica. O Beicip considerou o cenário alto pouco realista, constituindo em realidade um limite máximo de penetração de gás.

TABELA 7.6: CENÁRIOS DE PENETRAÇÃO DO GÁS EM SÃO PAULO (10³ m³/dia)

BAIXO	1995	2000	2005	2010
INDUSTRIAL	3400	8500	12800	17300
GERAÇÃO	0	2100	7800	15100
OUTROS	800	1600	2500	3300
TOTAL	4200	12200	23100	35700
ALTO	1995	2000	2005	2010
INDUSTRIAL	3500	8500	12800	17300
GERAÇÃO	1000	8000	17200	27400
OUTROS	900	2200	3700	5400
TOTAL	5400	18700	33700	50100

Fonte: Beicip (1992)

Tomando-se como ponto de referência o cenário baixo, novamente a RMSP lidera com a maior demanda factível, seguida pela região de Campinas e em seguida, a de Sorocaba. Comparando-se com o estudo da Coplasa, tem-se uma grande discrepância nos resultados apresentados para o ano de 1995, uma vez que quando os estudos do Beicip foram concluídos, em 1992, já se tinha uma razoável certeza de que o gasoduto Brasil-Bolívia não seria concluído antes de 1998.

No ano 2000, os estudos da Coplasa e do Beicip tornam-se mais convergentes, salvo no tocante às previsões de geração termelétrica, que passam pela simples conversão das caldeiras existentes na Usina de Piratininga até projetos mais ambiciosos de geração de 1100 MW em ciclo combinado.

**TABELA 7.7: DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DA DEMANDA FACTÍVEL DE GÁS
CENÁRIO BAIXO (10³ m³/dia)**

REGIÃO	1995	2000	2010
RMSP	2800	8100	16900
BAIXADA	400	1000	2100
VALE PARAÍBA	200	600	2600
CAMPINAS	500	1600	8900
SOROCABA	300	800	4400
OUTRAS	0	100	800
TOTAL	4200	12200	35700

Fonte: Beicip (1992)

7.3.5 SPG/TECHNOPLAN/JAAKO POYRY

Conforme já visto anteriormente, o estudo da SPG/Technoplan só abrangeu o setor industrial, utilizando os seguintes critérios para o cálculo da demanda econômica:

- Do mercado potencial, foram eliminadas todas as indústrias apresentando consumo potencial inferior a 2500 m³/dia. Assim sendo, de um total de 566 indústrias inicialmente visitadas, restaram 436 indústrias para compor a demanda econômica.
- Para cômputo da demanda econômica, foram eliminados do mercado potencial todos os combustíveis com preço final inferior ao preço médio estimado para o gás boliviano no city gate, de US \$ 2,70/MM BTU, tais como os óleos combustíveis de alto teor de enxofre, tipos 4A a 9A.

- Foram ainda eliminados todos aqueles resíduos de processo usados como combustíveis, por considerar-se anti-econômico para a indústria deles se desembaraçar, como a lixívia, borra de café, pó de serra ou por ser necessário a troca completa do equipamento de combustão original, no caso do bagaço de cana e da maior parte do coque de carvão mineral na siderurgia.

Dessa forma, resultou para o ano de 1992 um mercado ou demanda econômica de 8,6 milhões m³/dia, sendo 5,6 milhões m³/dia resultantes da possível substituição de derivados de petróleo em geral, com predominância dos óleos combustíveis.

As regiões com maior demanda econômica são a RMSP, seguida por Campinas. Os setores com maior mercado são os químico/petroquímico, papel e celulose e alimentos e bebidas.

Os usos finais preponderantes seriam em caldeiras, com 53 % da demanda econômica, em seguida fornos, com 27 %. Comparando-se com os dados do SICEN - Sistema de Consumidores de Energia da AGÊNCIA PARA APLICAÇÃO DE ENERGIA (1989), verifica-se uma certa discrepância, pois nesse último o uso em caldeiras representava 36 % do total em 1985, seguido do uso em fornos, com 35 %. Eventualmente essa discrepância se deva ao fato do SICEN basear-se em um universo de 922 indústrias, enquanto o

estudo da Technoplan selecionou as 436 maiores desse universo, em uma amostragem não aleatória.

TABELA 7.8: DEMANDA ECONÔMICA DE GÁS, POR REGIÃO, SETOR INDUSTRIAL E USO FINAL (10³ m³/dia)

CLASSIFICAÇÃO	1992	1995	2000	2005
A: POR REGIÃO				
RMSP	3.972	5.424	5.889	6.108
CAMPINAS	1.903	2.391	2.841	2.956
BAIXADA SANTISTA	913	927	975	986
VALE DO PARAIBA	897	1.104	1.313	1.313
SOROCABA	469	743	854	865
NO/NE	463	563	835	842
TOTAL A	8.617	11.152	12.707	13.070
B: POR SETOR INDUSTRIAL				
QUIMICO/PETROQUÍMICO	2.091	2.677	2.812	2.884
PAPEL E CELULOSE	1.401	1.748	2.352	2.425
ALIMENTOS E BEBIDAS	1.062	1.334	1.447	1.504
METALURGIA	1.005	1.314	1.469	1.496
TÊXTIL	784	882	962	1.000
CERÂMICA	666	1.148	1.277	1.273
VIDRO	543	781	924	965
MAT. TRANSPORTE	417	421	555	578
CIMENTO	20	40	40	40
OUTROS	628	807	869	905
TOTAL B	8.617	11.152	12.707	13.070
C: POR USO FINAL				
CALDEIRAS	4.787	5.920	6.880	7.118
FORNOS	2.140	3.016	3.398	3.461
AQUECEDORES	328	420	437	444
SECADORES	222	427	470	475
OUTROS	1.140	1.369	1.522	1.572
TOTAL C	8.617	11.152	12.707	13.070

Fonte: TECHNOPLAN/JAAKO POYRY (1993)

As projeções da demanda para os anos de 1995 e 2000 foram obtidas, segundo a Technoplan, através de informações fornecidas pelas próprias indústrias quanto às futuras ampliações de suas instalações nesses horizontes

e à possível recuperação da capacidade ociosa da maior parte das indústrias, que era superior a 50 % no ano de 1992, face ao período recessivo pelo qual passava a economia brasileira.

TABELA 7.9: DEMANDA ECONÔMICA DE GÁS POR TIPO DE ENERGÉTICO SUBSTITUÍVEL (10³ m³/dia)

ENERGÉTICO	1992	1995	2000
• <i>DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	5.593	6.730	7.446
ÓLEO COMBUSTÍVEL	5.247	6.120	6.676
-1A	1.921	2.358	2.540
-2A	1.244	1.329	1.559
-3A	961	1.028	1.112
-1B	337	266	311
-2B	126	154	162
-3B	52	60	60
-6B	528	824	824
-C4	77	101	107
GLP	257	435	592
DIESEL	70	94	96
QUEROSENE	15	41	41
PROPANO	5	41	41
• <i>COMBUSTÍVEIS GASOSOS</i>	1.619	2794	3.315
GÁS NATURAL	1.086	2307	2.826
GÁS DE NAFTA	29	28	30
GÁS DE REFINARIA	451	453	453
METANO	0	5	5
GÁS DE COQUERIA	52	0	0
• <i>CARVÃO</i>	7	13	13
• <i>BIOMASSA</i>	633	782	1.060
LENHA	631	779	1.057
ETANOL	2	3	3
• <i>ELETRICIDADE</i>	763	834	873
A2	483	524	543
A4	280	310	330
TOTAL	8615	11153	12707

A demanda projetada para 1995 é de 11,2 milhões m³/dia, dos quais 6,7 milhões m³/dia resultantes da substituição de derivados de petróleo e 2,3 milhões m³/dia, relativos ao uso de gás natural. Comparando-se as projeções

para 1995 com os dados do Balanço Energético de São Paulo relativos a 1994, verifica-se que o setor industrial consumiu em todo o estado um total de derivados de petróleo equivalente em gás natural a 10,7 milhões m^3 /dia, mais uma média de 1,6 milhão m^3 /dia de gás natural; no caso desse último, o consumo médio em 1995 passou para 2,5 milhões m^3 /dia, segundo dados da Comgás. Verifica-se portanto que as projeções da Technoplan quanto à demanda econômica industrial para o ano de 1995 encontram-se amparadas pelas estatísticas existentes.

7.4 Estimativa do Mercado Econômico em São Paulo

7.4.1 Mercado industrial

Segundo todos os estudos de mercado, a maior demanda econômica industrial do estado situa-se na Região Metropolitana de São Paulo, seguindo-se a região no entorno de Campinas, que tende a atingir um maior grau de desenvolvimento, em função do deslocamento de indústrias para localidades com menores demandas sindicais e problemas ambientais. Para os cálculos que serão realizados no próximo capítulo desse trabalho, optou-se por usar como base os resultados do estudo da SPG/Technoplan/Jaako Poyry, em termos de demanda econômica.

Essa escolha deve-se a diversos fatores: é um estudo mais recente e abrangente que os demais; utilizou-se de dados primários, ou seja a pesquisa foi feita diretamente junto aos potenciais consumidores; não foi considerada a

substituição de combustíveis com preços inferiores a pelo menos o preço do gás no city gate das distribuidoras, de modo a se evitar subsídios cruzados, tornando portanto mais factível a substituição por gás natural.

Consideraram-se apenas as indústrias de médio e de grande porte, que serão alvo mais imediato de um programa de comercialização do gás importado da Bolívia; e finalmente os resultados mostram-se consistentes com as estatísticas oficiais de consumo de energia para o estado.

Em função desses fatores, serão utilizadas as projeções da Technoplan para 1995, para definição do mercado adicional para gás boliviano, depuradas de algumas inconsistências e também do volume de gás de nafta e de gás natural distribuídos pela Comgás ao setor industrial, em média, em 1995. Por mercado adicional ao gás boliviano, entende-se todo o volume de gás que compõe a demanda econômica e excedente ao atual contrato da Comgás de 3,0 milhões m³/dia de gás natural das Bacias de Campos e de Santos.

- Eliminação de 2,307 milhões m³/dia de gás natural e de 28 mil m³/dia de gás de nafta, por já estarem contidos no atual contrato da Comgás.
- Deduzidos 453 mil m³/dia de gás de refinaria utilizados pela Ultrafertil, por ser um combustível de preço extremamente baixo (US 1,22/MM BTU) e devido às plantas de fertilizante atualmente serem classificadas como consumo próprio da Petrobrás.

- Do volume de óleo 6B foi deduzida a quantidade atualmente entregue pela Comgás à Petroquímica União em substituição a óleo 6B - 250 mil m³/dia - e que está contido no volume do atual contrato da Comgás.
- Foram deduzidos 55 mil m³/dia de equivalente em GLP, fornecidos pela Comgás à Cosipa e que ainda não estavam definidos quando da realização dos estudos da Technoplan.
- Foram desprezados os volumes relativos a etanol e metano, por serem muito pequenos e consumidos de forma bastante descentralizada.

TABELA 7.10: DEMANDA ECONÔMICA INDUSTRIAL DE GÁS BOLIVIANO

ENERGÉTICO	mil m ³ /dia
• DERIVADOS DE PETRÓLEO	6.426
ÓLEO COMBUSTÍVEL	5.870
-1A	2.358
-2A	1.329
-3A	1.028
-1B	266
-2B	154
-3B	60
-6B	574
-OC-4	101
GLP	380
DIESEL	94
QUEROSENE	41
PROPANO	41
• CARVÃO	13
• LENHA	779
• ELETRICIDADE	834
A2	524
A4	310
TOTAL	8.052

Daí resulta um mercado econômico máximo adicional de 8,05 milhões m³/dia no setor industrial no ano de 1995, volume esse que balizou a definição da cota do contrato que está sendo negociado entre a Comgás e a Petrobrás para a aquisição de gás boliviano..

8 AVALIAÇÃO DOS PREÇOS COMPETITIVOS DO GÁS NO CITY GATE

8.1 Considerações Preliminares

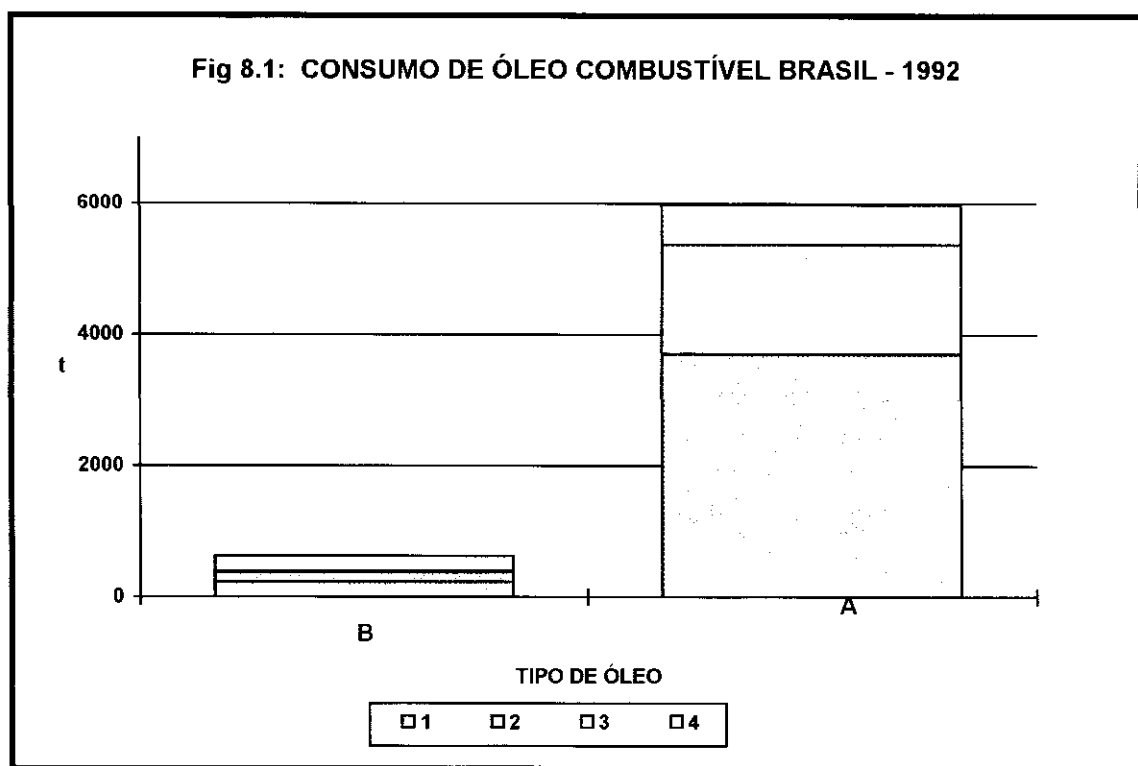
Em seu livro "The Natural Gas Industry: Evolution, Structure and Economics", Tussing e Barlow (1984) descrevem que, durante a década de 70, o gás natural foi aclamado nos EUA, por um breve período, como o "príncipe dos combustíveis". Segundo essa ótica, seria possível vender-se qualquer volume disponível de gás, a qualquer preço devido à excelência e à nobreza do produto. Essa máxima foi logo a seguir desmentida pela realidade do mercado, onde o gás compete com uma cesta de energéticos, compreendendo desde o óleo combustível até a eletricidade, em um sistema altamente concorrencial: à medida em que os preços do gás subiam, os consumidores passaram a conservar energia e a usar combustíveis mais baratos.

Em 1983, a retórica da existência de um prêmio de alto valor para o gás havia praticamente desaparecido nos EUA. Sintomaticamente, em um país onde os preços médios dos outros energéticos são relativamente baixos, tem-se hoje preços de gás natural ao consumidor também dentre os mais baixos do mundo. No Brasil, há anos se discute como fazer o gás natural penetrar mais efetivamente na matriz energética brasileira, onde sua participação no consumo final de energia mal consegue ultrapassar a marca de 2%. Ao mesmo tempo predominam ainda em alguns setores a idéia ultrapassada de que o gás pode ser comercializado a qualquer preço, cobrando-se prêmios elevados pela sua pureza e eficiência.

No início da década de 80 o principal condicionante à reduzida participação do gás era a oferta reduzida. No Nordeste onde havia maior disponibilidade do produto foram implantados pela Petrobrás sistemas de distribuição no Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Paraíba, Alagoas, Sergipe e Bahia. Nesses estados, além de financiar as redes de distribuição, as instalações internas e a conversão dos equipamentos dos consumidores, a Petrobrás que distribuía gás diretamente a grandes consumidores industriais, vendia o gás inicialmente abaixo do preço do óleo 1A, passando muito lentamente a um máximo de 10% acima do preço desse óleo, que era o prêmio máximo aceitável pelo mercado, já conquistado e totalmente financiado.

No Sudeste, principalmente no Rio e em São Paulo onde existiam consumidores do gás manufacturado de nafta em regiões da cidade com problemas ambientais e uma rede de distribuição já implantada, foi possível direcionar a pequena oferta do gás de Campos para os chamados setores nobres: residencial, comercial, indústrias do vidro, cerâmica e alimentos - que podiam pagar preços em alguns casos superiores aos do óleo 1-B. Com a entrada em operação do sistema de gás de Merluza - SP e a maior disponibilidade de gás de Campos, a CEG e a COMGÁS tiveram de reformular todo o seu modelo tarifário, visando atrair mais clientes e concorrer com os óleos do tipo A, notadamente nas faixas de 1A a 3A.

Ressalte-se que, de todo o óleo consumido no Brasil, somente 10% do consumo corresponde ao de óleos tipo B, baixo teor de enxofre (1 %), e 90% ao de óleos tipo A, alto teor de enxofre (5 %).



Fonte: PETROBRÁS (1992)

Cerca de 82 % dos óleos combustíveis produzidos nas quatro refinarias paulistas em 1994 são do tipo A; desses, 12 % são óleos de alta viscosidade, acima do tipo 3A. Uma parte não determinada dos óleos de baixo teor de enxofre e do óleo 1A é exportada para estados vizinhos, como o Mato Grosso do Sul. O total de óleo produzido em 1994 em São Paulo equivale a 10,7 milhões m³/dia de gás natural.

TABELA 8.1: PRODUÇÃO DE ÓLEOS COMBUSTÍVEIS EM SÃO PAULO EM 1994 (mil t)

TIPO	PRODUÇÃO	TIPO	PRODUÇÃO
1A	1164	1B	296
2A	781	2B	40
3A	369	3B	17
4A	138	4B	0
5A	6	5B	10
6A	38	6B	84
7A	302	7B	4
8A	41	8B	0
9A	88	9B	0
TOTAL A	2644	TOTAL B	596

Fonte: Relatórios Mensais das Refinarias da Petrobrás (1994)

Analisando-se o consumo aparente de óleos combustíveis no estado de São Paulo (infelizmente só disponível para o ano de 1992), ou seja a parcela do óleo combustível produzido nas quatro refinarias paulistas que é efetivamente entregue às distribuidoras de combustíveis no estado, verifica-se mais uma vez a preponderância de produção de óleos com alto teor de enxofre. Infelizmente os únicos dados disponíveis referem-se ao ano de 1992, pois não vem ocorrendo uma continuidade na apresentação de dados estatísticos por parte do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC.

Em 1992, o consumo aparente de óleos tipo A correspondia a 82 % do total, contra 18 % do consumo aparente de óleos do tipo B. Portanto, a menos que se modifique profundamente o perfil de refino em São Paulo, qualquer política de preços para gás combustível no estado de São Paulo deverá levar em conta que o principal concorrente do gás ainda é o óleo combustível de alto

teor de enxofre. O consumo aparente das refinarias paulistas em 1992 equívaleu a 9,6 milhões m³/dia de gás natural. Outra conclusão interessante é de que a RMSP responde por 32 % do consumo total de óleo combustível no estado e por 19% do consumo dos óleos do tipo A.

TABELA 8.2: CONSUMO APARENTE DE ÓLEOS COMBUSTÍVEIS EM SÃO PAULO (mil t)

TIPO	RMSP	OUTROS	TOTAL
1A	561	757	1318
2A	56	638	694
3A	-	418	418
4A	-	182	182
SUBTOTAL 1	617	1995	2612
1B	188	61	249
2B	6	86	92
3B	14	-	14
4B	197	3	200
SUBTOTAL 2	405	150	555
TOTAL	1022	2145	3167

Fonte: PETROBRÁS (1992)

No ano de 1993 o óleo combustível no Brasil teve aumentos da ordem de 30%, o que colocou seus preços acima dos preços internacionais; à época comentou-se que esse aumento teve por objetivo viabilizar a importação do gás boliviano, cujos preços no city gate eram estimados em US\$ 2,70/MM BTU. A indústria brasileira reajustou seus padrões de consumo, investindo para queimar óleos mais viscosos e mais baratos. O gás natural vendido pela Petrobrás no Nordeste, ao incorporar os mesmos reajustes do óleo, teve seu consumo violentamente reduzido.

Assim é que em Pernambuco, onde se vendia 750 mil m³/dia passou-se a vender 450 mil m³/dia, ou seja uma redução de 40%. Mesmo tendo a Petrobrás reduzido seu preço final para o equivalente ao do óleo 1A, esse mercado não retomou seus padrões anteriores de consumo, o que mostra a inércia de reação do setor industrial, quando volta a usar o combustível original. Ao assumir a distribuição do gás em Pernambuco a COPERGÁS retornou aos patamares de preços anteriores, fixando o preço ao consumidor em US\$ 3,23/MMBTU, que equivalia naquela época ao preço do óleo 1A na base primária mais um frete de 5% e um prêmio máximo de 9% - isso para consumidores ligados há mais de 10 anos. Critérios semelhantes estão sendo adotados pela Bahiagás e Cegás.

Em São Paulo, para colocação de um volume adicional de 1,5 milhão m³/dia, a COMGÁS reestruturou seus preços de modo a que os grandes consumidores industriais regulares, com consumo acima de 30 mil m³/dia pagassem pelo gás um preço equivalente ao do óleo 1A, acrescido do frete e de um prêmio máximo de 10%. Por regulares entendem-se os consumidores que assinam contratos sem obrigações de take-or-pay, podendo flutuar ao longo do ano nos volumes contratados. Os consumidores take-or-pay e os interruptíveis pagam preços que variam do preço do óleo 3A na base, com desconto de 5%, até o preço do óleo 1A também na base, acrescido do frete denominado de city market (raio de 40 km das refinarias) de 5%, a depender das faixas de consumo, sem qualquer tipo de prêmio .

Ressalte-se ainda que nem todos os grandes consumidores industriais pagam frete sobre o óleo combustível, sendo que alguns deles, como a Cosipa, são considerados para fins de estabelecimento de preço de óleo combustível como base primária de distribuição, eliminando uma das vantagens econômicas do gás sobre o óleo combustível. À medida que o consumo aumenta, o prêmio de 10%, também perde a importância ou seja, o tão decantado prêmio do gás em relação ao óleo, pode variar de zero a 10%, para os grandes consumidores industriais em São Paulo e também no Rio de Janeiro.

8.2 Critérios Adotados para Cálculo dos Preços Competitivos

Conforme visto no capítulo anterior, o Estado de São Paulo detém um mercado econômico industrial adicional aos atuais 3 milhões m³/dia comercializados pela Comgás, de 8,05 milhões m³/dia, ano base 1995, considerando-se o resultado dos estudos da SPG/Technoplan/Jaako Poyry. Partindo-se desses resultados, a cota da COMGÁS para o gás boliviano foi estabelecida em um volume inicial de 4 milhões m³/dia, no primeiro ano de operação do gasoduto Brasil-Bolívia, chegando a 8 milhões m³/dia no oitavo ano, volume que praticamente esgota o mercado industrial remanescente projetado para 1995. A Tabela 8.3 apresenta a evolução das obrigações contratuais da Comgás com a Petrobrás, conforme a mais recente minuta de contrato discutida entre as partes, destacando-se os seguintes aspectos:

- O contrato a ser assinado entre a Comgás e a Petrobrás terá duração de 20 anos, prevendo-se o início do fornecimento em janeiro de 1998.
- O preço do gás será expresso em duas parcelas: preço do gás na boca do poço e a tarifa de transporte.
- As obrigações da Comgás quanto ao recebimento do gás boca de poço são aquelas relativas ao take or pay; as obrigações de recebimento relativas à tarifa de transporte são aquelas relativas ao ship or pay.

TABELA 8.3: VOLUMES CONTRATUAIS DE GÁS BOLIVIANO PARA A COMGÁS E OBRIGAÇÕES ANUAIS DE RECEBIMENTO

ANO	TAKE OR PAY (% de QDC)	SHIP OR PAY (% de QDC)	QUANTIDADE DIÁRIA CONTRATUAL - QDC (MIL M3/DIA)
1	0	55	4000
2	60	60	4600
3	80	80	5200
4	80	85	5760
5	80	85	6350
6	80	90	6930
7	80	90	7520
8	80	90	8100
9 e 10	80	90	8100
11 a 20	80	95	8100

Por força da concepção do projeto do gasoduto e do interesse da Petrobrás em maximizar seus ganhos e dos seus parceiros no empreendimento, o preço proposto no city gate foi equalizado nos seis estados que vão adquirir o gás, o que coloca em condição desvantajosa os estados mais próximos da Bolívia -

Mato Grosso do Sul e São Paulo - e que deveriam arcar com um menor custo de transporte até os seus pontos de entrega (city gates).

A questão que se coloca é a de verificar se, aos preços de entrega propostos pela Petrobrás à Comgás, seria possível comercializar todo o gás disponível ano a ano. Torna-se portanto fundamental estabelecer o preço limite aceitável para a compra do gás nos city gates de São Paulo, determinando conseqüentemente, qual o mercado econômico para cada nível de preço nesses pontos de entrega. Para os fins deste trabalho foram utilizado os roteiros apresentados em 8.2.1 e 8.2.2.

8.2.1. Cálculo do preço médio da cesta de energéticos substituíveis por gás natural

Inicialmente buscou-se estabelecer qual o preço máximo da cesta de energéticos substituíveis por gás natural. Tendo em vista que o estudo mais atualizado disponível é aquele realizado pela SPG/Jaako Poyry/ Technoplan, foram utilizados os dados de mercado projetados para 1995, já devidamente depurados, conforme mostra a Tabela 7.8 do capítulo 7. Com esses dados partiu-se para o cálculo do custo médio ponderado da cesta de energéticos a serem substituídos pelo gás, considerando-se duas possíveis alternativas:

- i. **Alternativa 1:** substituição direta dos energéticos cujos preços fossem superiores ao preço do gás natural no city gate e considerando-se o preço máximo do gás ao consumidor como equivalente ao preço do energético na

base primária de distribuição. No caso dos óleos combustíveis, verifica-se a viabilidade de substituição apenas dos óleos do tipo B e do óleo 1A a 3A.

ii. **Alternativa 2:** substituição do energético pelo gás natural, considerando-se os seguintes fatores:

- No caso dos óleos combustíveis foi adicionado ao preço na base primária um frete “city-market” (raio de 40 km) de 5%.
- No caso dos óleos combustíveis do tipo A (alto teor de enxofre), foi ainda acrescido um “premium-value” médio de 8 %, calculado combinando-se os fatores prêmio médios obtidos na Tabela 5.5 do Capítulo 5 com os percentuais de participação de cada setor industrial no consumo projetado para 1995, conforme consta da Tabela 7.8 do Capítulo 8; para os óleos do tipo B não se acrescentou esse prêmio, em função da sua melhor qualidade, sendo que seu uso, salvo em raras exceções, não seria passível de maiores restrições por parte da CETESB.
- A lenha teve seu preço de substituição estabelecido ao mesmo nível do óleo combustível 3A, face o seu ainda baixo custo em diversas regiões do estado.
- A eletrotermia teve seu preço de substituição estabelecido ao mesmo nível do óleo 1A, considerando que o consumidor que dispõe de uma

caldeira elétrica, caso fosse fazer a troca de equipamento, optaria em primeira instância, por uma caldeira a óleo combustível, se não houvesse restrição ambiental.

- No caso dos derivados leves (GLP, óleo DIESEL, OC-4 e querosene), adaptou-se uma prática comercial da Comgás de dar ao consumidor um desconto de 20 % em relação ao preço do energético substituído.

Em ambos os casos, deduziu-se dos preços encontrados o custo médio de conversão das indústrias, que foi obtido a partir dos estudos da Comgás e da SPG. Com base nos dados disponíveis, verificou-se que o consumidor industrial investe de US\$ 7,5 a 12/m³.dia para converter seus equipamentos; ou seja um consumidor de 30.000 m³/dia teria de desembolsar de US\$ 225 mil a 360 mil para converter uma caldeira ou o sistema de combustão de seus fornos.

Considerando como atrativa, uma taxa de desconto de 20% para o setor privado, esse consumidor deveria ter um desconto no preço do gás de US\$ 0,11 a 0,18/MMBTU, para amortizar seu investimento. Para as simulações deste trabalho, utilizou-se um valor médio de US\$ 0,15/MM BTU. Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 8.4.

TABELA 8.4: PREÇO MÉDIO DA CESTA DE ENERGÉTICOS COMPETINDO COM GÁS NATURAL EM SÃO PAULO

ENERGÉTICO	VOLUME MIL M3/DIA	PREÇO US\$/MMBTU	VENDAS ALT.1 US\$/DIA	VENDAS ALT.2 US\$/DIA
ÓLEO 1A	2.358	3,10	272754	309303
ÓLEO 2-A	1.329	3,04	150752	170953
ÓLEO 3A	1.028	2,87	110088	124840
ÓLEO 6-B (1A)	574	3,10	66396	75293
SUBTOTAL 1	5.289			
ÓLEO 1-B	266	3,78	37518	39394
ÓLEO 2-B	154	3,72	21376	22445
ÓLEO 3-B	60	3,61	8082	8486
SUBTOTAL 2	480			
TOTAL ÓLEOS	5.769			
DIESEL	94	9,04	31707	25366
OC-4	101	3,50	13190	10552
GLP a Granel (Fat. da Distrib.)	421	5,96	93625	74900
QUEROSENE	41	9,17	14029	11223
CARVÃO	13	2,87	1392	1579
LENHA	779	2,87	83423	94601
ELETRICIDADE A2 a A4	834	3,10	96470	109397
TOTAL	8.052		1000803	1078332
PREÇO FINAL DA CESTA	(US\$/M3)		0,12	0,13
	(US\$/MMBTU)		3,33	3,59
PREÇO FINAL- CUSTO CONVERSÃO	0.15/MMBTU)	(US\$	3,18	3,44

Na alternativa 1, considerando-se o preço de substituição direta, chega-se a um preço final de US\$ 3,33/MM BTU. Considerando-se o prêmio e o frete “city market”, esse preço se eleva para US\$ 3,59/MM BTU. Esses preços são aqueles denominados de preço no queimador (“burner tip”), posto que são comparados em termos de equivalência energética no consumo final.

Para se obter o preço que o consumidor estaria disposto a pagar à entrada da fábrica, é necessário deduzir-se o custo de conversão dos equipamentos, tendo sido utilizado o valor médio de US\$ 0,15/MM BTU. Dessa forma, os preço máximo competitivo de gás natural para deslocar 8,05 milhões m³/dia de uma cesta de energéticos seria de 3,44/MM BTU. Quanto maior o consumo individual da indústria e quanto menos restrições ambientais, mais o consumidor tende a só aceitar pagar preços do gás próximos ao limite inferior da tabela.

8.2.2 Cálculo da margem otimizada de distribuição

Conforme visto no item anterior, o preço máximo competitivo do gás natural ao consumidor final, para comercialização da demanda econômica de 8,05 milhões m³/dia é de US\$ 3,44/MM BTU. Para distribuir esse volume, a Comgás elaborou um orçamento de investimentos, contemplando a construção de redes de distribuição nas principais regiões atravessadas pelo gasoduto, bem como o reforço e modernização do sistema existente na RMSP. Os investimentos necessários totalizam US\$ 324,0 milhões, distribuídos pelas diversas regiões do estado, em particular na RMSP e no eixo Campinas/Noroeste/Nordeste.

**TABELA 8.5: INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIÇÃO DE GÁS BOLIVIANO
CENÁRIO 1 - 8,05 milhões m³/dia**

ÁREA	KM	INVESTIMENTO (US\$ MILHÕES)	DEMANDA 1995 (m ³ /DIA)
RMSP/CUBATÃO	206	92,8	3286
VALE DO PARAÍBA	172	36,6	1069
CAMPINAS/ NO/NE	779	162,8	2954
SOROCABA	210	31,8	743
TOTAL	1367	324,0	8052

Fonte: Comgás - Superintendência de Planejamento (1995)

Os custos operacionais anuais para distribuição desse volume foram estimados a partir da literatura internacional, limitados a 5 % dos investimentos totais e cotejados com os custos da regional da Comgás em São José dos Campos, a qual possui uma estrutura operacional bastante "enxuta". Além disso, admitiu-se que, face à concentração do mercado aliada à estrutura existente de distribuição, o início de fornecimento do gás boliviano dar-se-ia na RMSP/Cubatão e no Vale do Paraíba. Desse modo, os custos operacionais só atingiriam a sua maturidade no quinto ano de fornecimento.

Os investimentos foram espaçados ao longo de nove anos, uma vez que só no oitavo ano a partir do início do fornecimento os volumes se estabilizam. No ano de 1996 já estão sendo computados investimentos da ordem de US\$ 10 milhões que a Comgás vem realizando para captar consumidores além dos atuais volumes contratuais de 3 milhões m³/dia.

Considerando a perspectiva do gasoduto entrar em operação no primeiro trimestre de 1998, os investimentos mais pesados concentrar-se-ão no período

1997-1999. Isso porque é necessário iniciar-se a construção das redes de distribuição um ano antes do início de cada novo patamar de consumo, ao mesmo tempo em que se prepara o mercado. A experiência em São Paulo tem demonstrado que entre a assinatura de um contrato com a indústria e a entrada em regime do volume contratual podem decorrer de 12 a 18 meses, visto que o consumidor tem de elaborar o projeto de conversão de seus equipamentos e da rede interna de distribuição, contratar as obras civis e mecânicas e encomendar equipamentos e instrumentação muitas vezes importados. No caso de grandes consumidores que utilizam fornos contínuos, freqüentemente é necessário aguardar a parada programada das unidades produtivas, o que só ocorre a cada 12-18 meses, para então proceder-se à conversão dos equipamentos.

As receitas anuais consideraram o preço médio de venda do gás a US\$ 3,44/MM BTU e os volumes anuais contratuais da tabela 8.3, limitados pelo percentual do "ship or pay" que é a obrigação máxima anual da compradora. Considerando-se todos esses parâmetros e tendo como objetivo obter-se um taxa interna de retorno de 15 % a. a. sobre os investimentos em distribuição, obteve-se o preço limite do gás no city gate de US\$ 2,50/MM BTU.

TABELA 8.6: RESUMO DOS DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO

INVESTIMENTOS DISTRIBUIÇÃO	US\$ 324 MILHÕES
DEMANDA ECONÔMICA MÁXIMA	8,05 MILHÕES M3/DIA
RECEITA TOTAL DO PROJETO	US\$ 6,05 BILHÕES
CUSTO OPERACIONAL ANUAL	US\$ 16,4 MILHÕES
PREÇO DE VENDA DO GÁS	US\$ 3,44 MM BTU
PREÇO CITY GATE DO GÁS	US\$ 2,50/MM BTU
MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO	US\$ 0,94/MM BTU
TAXA INTERNA DE RETORNO	15,00 %

Tem-se então o primeiro ponto da curva de demanda econômica versus preço competitivo no city gate. Ou seja, a um preço no city gate de US\$ 2,50/MM BTU, consegue-se captar um mercado de 8,052 milhões m3/dia, com investimentos em distribuição remunerados em 15 % ao ano.

Portanto, ao comprar gás a US\$ 2,60/MM BTU, que é o preço atual nominal proposto pela Petrobrás, a Comgás terá de arcar com uma redução em sua margem de distribuição, de US\$ 0,10/MM BTU, que ao longo dos 20 anos do projeto totaliza uma perda de US\$ 178 milhões, a menos que seja possível elevar-se o preço competitivo do gás através de impostos ambientais. Com esse preço no city gate, a taxa interna de retorno é de 12,93%.

8.2.3 Cálculo da margem otimizada: $p_{\text{city gate}} = \text{US\$ } 2,60/\text{MM BTU}$

Caso a Comgás deseje otimizar sua margem de distribuição, mantendo uma TIR=15,00%, torna-se necessário reduzir investimentos e volumes, de modo a elevar o preço da cesta de energéticos concorrentes. Ao preço city gate de US\$ 2,60/MM BTU foi necessário eliminar-se os investimentos em distribuição

nos city gates de Matão, Araçatuba, Itapetininga, Guapiara, Jaguariuna e Itatiba. O volume a ser distribuído cai para 6,97 milhões m³/dia e os investimentos necessários reduzem-se a US\$ 257,7 milhões. Obtém-se daí o segundo ponto da curva: para um preço city gate de US\$ 2,60/MM BTU tem-se uma demanda econômica de 6,97 milhões m³/dia.

TABELA 8.7: RESUMO DOS DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO

INVESTIMENTOS DISTRIBUIÇÃO	US\$ 258 MILHÕES
DEMANDA ECONÔMICA MÁXIMA	6,97 MILHÕES M³/DIA
RECEITA TOTAL DO PROJETO	US\$ 5,48 BILHÕES
CUSTO OPERACIONAL ANUAL	US\$ 12,9 MILHÕES
PREÇO DE VENDA DO GÁS	US\$ 3,49 MM BTU
PREÇO CITY GATE DO GÁS	US\$ 2,60/MM BTU
MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO	US\$ 0,89/MM BTU
TAXA INTERNA DE RETORNO	15,00 %

8.2.4 Cálculo da margem otimizada: $p_{\text{city gate}} = \text{US\$ } 2,82/\text{MM BTU}$

A tarefa seguinte consiste em se comparar o preço competitivo com o preço proposto pela Petrobrás no contrato de gás boliviano após o reajuste do preço boca do poço por uma cesta de óleos combustíveis, conforme consta do contrato assinado entre a Petrobrás e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB. O preço do gás boliviano é composto de duas parcelas e, além de corrigido mensalmente pela variação cambial, pretende-se que ainda se apliquem aumentos reais anualmente.

$$P_{cg} = P_i + T_t$$

onde:

P_{cg} = preço do gás no city gate

P_i = preço do gás na boca do poço boliviano

T_t = tarifa de transporte

TABELA 8.9: COMPOSIÇÃO E EVOLUÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL BOLIVIANO (US\$/MM BTU)

ANO	P_i	T_t	P_{cg}
1	0,95	1,65	2,60
2	0,95	1,67	2,62
3	0,95	1,68	2,63
4	0,96	1,69	2,65
5	0,96	1,70	2,66
6	0,97	1,71	2,68
7	0,98	1,73	2,71
8	0,98	1,74	2,72
9	0,99	1,75	2,74
10	1,00	1,76	2,76
11	1,00	1,78	2,78
12	1,01	1,79	2,80
13	1,02	1,80	2,82
14	1,02	1,82	2,84
15	1,03	1,83	2,86
16	1,03	1,85	2,88
17	1,04	1,86	2,90
18	1,05	1,88	2,93
19	1,05	1,89	2,94
20	1,06	1,91	2,97

Fonte: Minuta do Contrato Petrobrás - Comgás (1996).

A Figura 8.2 mostra que a tarifa de transporte tem incrementos maiores do que o preço do gás boca-do-poço. Entretanto esse último é reajustado trimestralmente por uma cesta de 3 óleos combustíveis, de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_i = P_o (0,5 * FO_1/FO_{1o} + 0,25 * FO_2/FO_{2o} + 0,25 * FO_3/FO_{3o})$$

onde:

P_i = preço boca-do-poço (em Rio Grande - Bolívia), no trimestre

P_o = preço base boca-do-poço, conforme Tabela 8.9

FO_1 = preço do óleo combustível Cargoes FOB Med Basis Italy, com 3,5% S

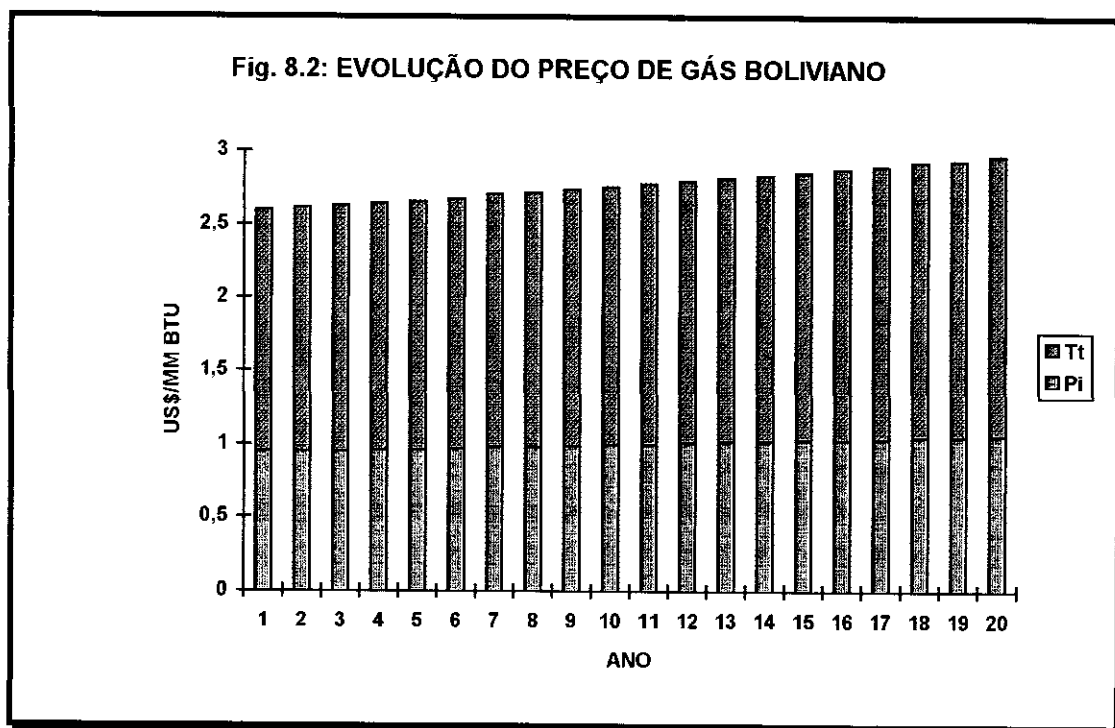
FO_{1o} = US\$ 66,1062/MM BTU

FO_2 = preço do óleo combustível nº 6, U.S. Gulf Coast Waterborne, com 1% S

FO_{2o} = US\$ 13,6869/MM BTU

FO_3 = preço do óleo combustível Cargoes FOB NWE, com 1% S

FO_{3o} = US\$ 89,7876/MM BTU



Levando-se em conta o reajuste da cesta de óleos combustíveis relativo ao segundo trimestre de 1996, o preço do gás na boca do poço atualmente seria equivalente a US\$ 1,17/MM BTU, o que implicaria um preço real, no primeiro ano de fornecimento, equivalente a US\$ 2,82/MM BTU.

TABELA 8.10: EVOLUÇÃO DO PREÇO DE GÁS BOLIVIANO COM REAJUSTE DE PREÇO BOCA DE POÇO (US\$/MM BTU)

ANO	Pi	Tt	Pcg
1	1,17	1,65	2,82
2	1,17	1,67	2,84
3	1,18	1,68	2,86
4	1,18	1,69	2,87
5	1,19	1,70	2,89
6	1,19	1,71	2,90
7	1,19	1,73	2,92
8	1,19	1,74	2,93
9	1,20	1,75	2,95
10	1,22	1,76	2,98
11	1,22	1,78	3,00
12	1,22	1,79	3,01
13	1,24	1,80	3,04
14	1,24	1,82	3,06
15	1,24	1,83	3,07
16	1,24	1,85	3,09
17	1,25	1,86	3,11
18	1,26	1,88	3,14
19	1,26	1,89	3,15
20	1,27	1,91	3,18

Nessas novas condições, a competitividade do gás seria consideravelmente reduzida. Considerando o preço médio de venda de US\$ 3,44/MM BTU e caso a Comgás optasse por manter o mesmo volume contratual de 8,052 milhões m³/dia, bem como os mesmos investimentos em redes de distribuição, a rentabilidade do projeto seria totalmente afetada, resultando uma taxa interna de retorno de 8,20 %.

TABELA 8.11: RENTABILIDADE DO PROJETO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS EM SÃO PAULO PARA PREÇO CITY GATE = US\$ 2,82/MM BTU

INVESTIMENTOS	US\$ 324 MILHÕES
DEMANDA ECONÔMICA MÁXIMA	8,05 MILHÕES M3/DIA
RECEITA TOTAL DO PROJETO	US\$ 6,1 BILHÕES
CUSTO OPERACIONAL ANUAL	US\$ 16,4 MILHÕES
PREÇO DE VENDA DO GÁS	US\$ 3,44/MM BTU
PREÇO CITY GATE DO GÁS	US\$ 2,82/MM BTU
MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO	US\$ 0,62/MM BTU
TAXA INTERNA DE RETORNO	8,20 % a.a.

A perda de margem para a Comgás resultante da diferença entre o preço de US\$ 2,82 e o preço competitivo de US\$ 2,50/MM BTU seria de US\$ 583 milhões ao longo dos vinte anos do projeto.

Evidentemente, um projeto com taxa de retorno de 8,20 % a.a. não seria financiável, notadamente em uma conjuntura de privatização. Seria portanto necessário reduzir-se o tamanho do projeto de distribuição e, conseqüentemente os volumes de gás comprado da Petrobrás.

Tendo como meta atingir uma taxa de retorno de 15 % a. a. foi recalculada, em múltiplas tentativas, a nova cesta de preços que permitisse elevar o preço final do gás, chegando-se assim a um novo volume de vendas, mais restrito. Em seguida calculou-se o novo investimento em distribuição, tendo como premissas básicas a priorização do atendimento em regiões onde já houvesse algum tipo de infra-estrutura de redes, como a RMSP, Cubatão e o Vale do Paraíba.

Eliminando-se os consumos de óleos combustíveis mais pesados (3A e parte do 2A) e a lenha chega-se a um preço “burner tip” médio ponderado, na Alternativa 2 da Tabela 8.4, de US\$ 3,59/MM BTU. Em consequência, a nova margem de distribuição passa a ser US\$ 0,77/MM BTU. Os investimentos necessários ao atendimento do mercado de 5,09 milhões m³/dia seriam reduzidos para US\$ 175 milhões, de modo a que a taxa interna de retorno fosse mantida em 15% a.a.

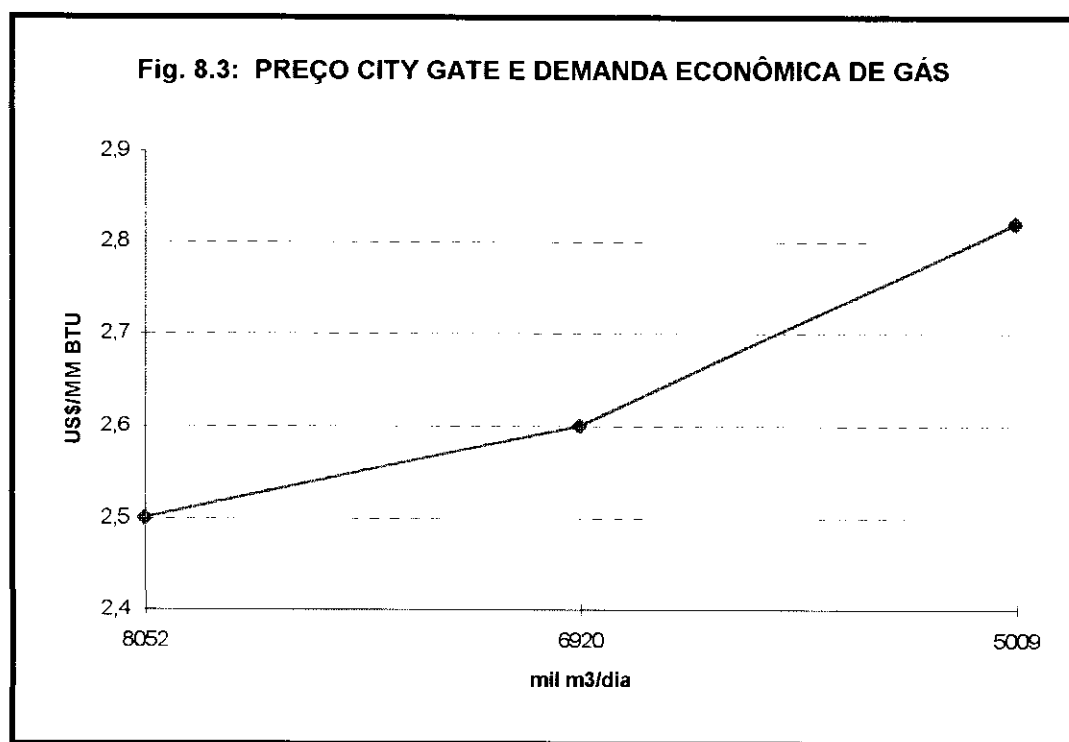
TABELA 8.11: MARGEM OTIMIZADA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS EM SÃO PAULO PARA PREÇO CITY GATE = US\$ 2,82/MM BTU

INVESTIMENTOS	US\$ 175,1 MILHÕES
DEMANDA ECONÔMICA MÁXIMA	5,09 MILHÕES M³/DIA
RECEITA TOTAL DO PROJETO	US\$ 4,29 BILHÕES
CUSTO OPERACIONAL ANUAL	US\$ 8,76 MILHÕES
PREÇO DE VENDA DO GÁS	US\$ 3,59/MM BTU
PREÇO CITY GATE DO GÁS	US\$ 2,82/MM BTU
MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO	US\$ 0,77/MM BTU
TAXA INTERNA DE RETORNO	15,00 % a.a.

Tem-se então o terceiro ponto da curva de preços competitivos, ou seja para um preço city gate de US\$ 2,82/MM BTU, tem-se uma demanda econômica de 5,09 milhões m³/dia.

8.3 Traçado da Curva de Preços Competitivos

Com três pontos definidos, é possível traçar a curva de competitividade para o preço de gás boliviano, que pode ser visualizada na Figura 8.3:



A curva tem uma inflexão mais acentuada na sua primeira metade, mostrando que a queda na demanda é mais rápida quando se deixa as imediações do preço competitivo para o volume de 8,05 milhões m³/dia. É possível verificar a sensibilidade da demanda a pequenas variações no preço: para uma variação de preço de US\$ 0,32/MM BTU, tem-se uma redução de demanda de 3,04 milhões m³/dia.

8.4 Cálculo do Preço Competitivo do Gás vs. Tarifas da Comgás

Como passo seguinte do roteiro, buscou-se estabelecer qual o preço médio do gás no mercado adicional do estado de São Paulo para um volume de 8,05 milhões m³/dia, calculado através da aplicação das atuais tarifas praticadas pela Comgás, para cada novo consumidor adicional. Em seguida, esse preço médio foi comparado com o preço médio ponderado apresentado na Alternativa 2 da Tabela 8.4, de modo a se verificar se as atuais tarifas praticadas pela Comgás não estariam além do limite considerado competitivo para se introduzir no mercado paulista todo o gás a ser importado da Bolívia. Os resultados dessa simulação mostram os seguintes aspectos:

- Aplicando-se as tarifas vigentes da Comgás em cada indústria, caso a caso, obteve-se uma tarifa média ponderada de US\$ 4,23/MM BTU, a qual está 23 % acima da tarifa competitiva de US\$ 3,44/MM BTU. A tarifa média ponderada na RMSP e Cubatão (US\$ 3,89/MM BTU), resultou 11% mais baixa do que no interior do estado, por ainda existirem grandes consumidores que só continuarão conectados se mantidas tarifas especiais.
- Aplicando-se um redutor de 25 % unicamente nas tarifas a serem praticadas no interior do estado, chegou-se a uma tarifa média de US\$ 3,27/MM BTU para essa região e a uma tarifa ponderada de US\$ 3,43/MM BTU para o estado de São Paulo, restabelecendo o nível de competitividade das tarifas e possibilitando a comercialização dos volumes contratuais de gás

boliviano, desde que o preço no city gate seja possibilite atingir-se as margens de distribuição requeridas para a viabilidade do projeto de distribuição de gás no estado.

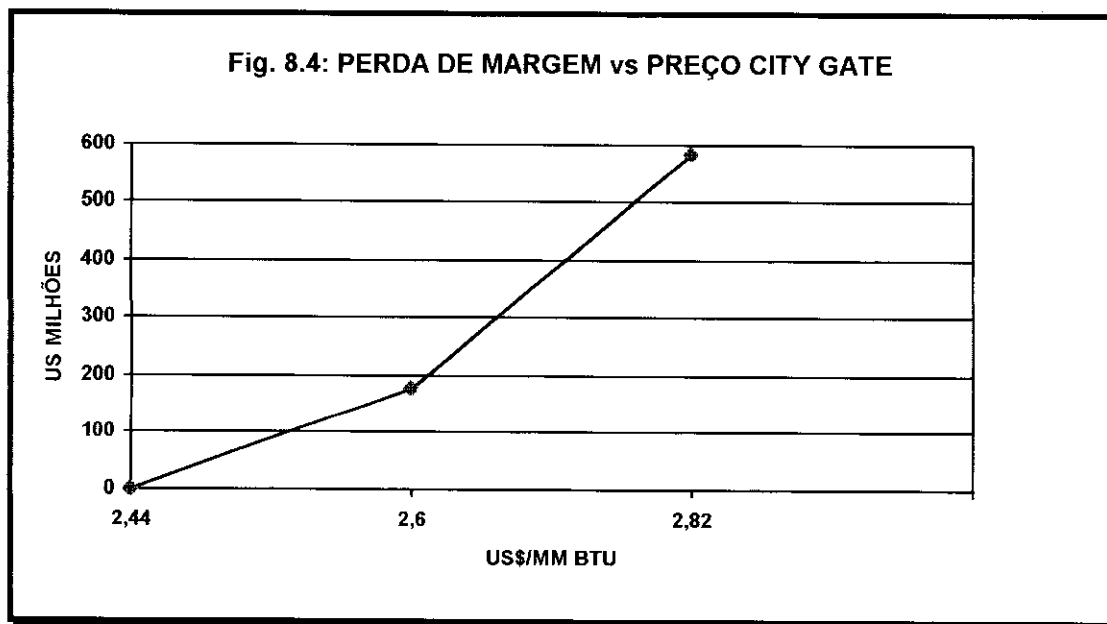
TABELA 8.12: MODELO TARIFÁRIO DA COMGÁS VS. COMPETITIVIDADE

REGIÃO	VOLUME (mil m ³ /dia)	PREÇO CONSUMIDOR (US\$/MM BTU)	PREÇO COM REDUTOR (US\$/MM BTU)
RMSP/CUBATÃO	2162	3,89	3,89
INTERIOR	5889	4,35	3,27
MÉDIA	8051	4,23	3,43

8.5 Cálculo dos Subsídios

O volume de gás boliviano a ser contratado entre a Comgás e a Petrobrás atinge 8,1 milhões m³/dia no oitavo ano contratual e sua efetiva comercialização demanda investimentos de US\$ 324 milhões. Para remunerar esse investimento a 15 % a.a., o preço máximo suportável no city gate seria de US\$ 3,50/MM BTU.

Para preços mais elevados que esse e, caso a Comgás mantenha as cotas contratuais e o mesmo programa de investimentos, haverá um impacto negativo na margem de distribuição, configurando um subsídio do sistema de distribuição ao gasoduto ou ao produtor. Esses subsídios podem mostrar-se bastante elevados, caso o preço no city gate se mantenha no patamar atual de US\$ 2,82/MM BTU.



É portanto imprescindível que a Comgás tome medidas no sentido de introduzir um redutor ao preço do gás, sempre que ele ultrapassar o limite de competitividade. O redutor que se emprega com uma certa freqüência em outros países, consiste em vincular o preço do gás a uma porcentagem do preço do óleo, de modo a pelos menos durante os primeiros anos do projeto guardar-se uma relação de competitividade que proteja os investimentos dos consumidores e da concessionária de distribuição.

Considerando o preço competitivo de US\$ 2,50/MM BTU e, caso o preço do óleo 1A mantenha-se em moeda nacional, equivalente a US\$ 3,10/MM BTU, tem-se uma relação Pcg/Póleo de 0,81. Atualmente encontra-se em vigor a Portaria 24/94 do Departamento Nacional de Combustíveis estabelecendo um teto de 0,75 nessa relação de preços. Nas negociações entre a Petrobrás e a Comgás está sendo acordada a manutenção de de uma relação gás/óleo fixa

de 0,85, pelo menos durante os primeiros anos do contrato, onde os volumes crescem ano a ano.

Dessa forma estar-se-ia propiciando uma certa estabilidade à política comercial da Comgás, sinalizando-se essa estabilidade aos futuros usuários de gás, uma vez que a desregulamentação dos preços dos derivados de petróleo não foi ainda votada pelo Congresso Nacional, havendo uma indicação de que os preços internos do óleo combustível serão liberados e deverão seguir parâmetros internacionais; sabe-se ainda que os impostos de importação sobre o óleo combustível deverão ser zerados até o ano 2000. Nessa conjuntura de incertezas, a assinatura de um contrato de suprimento de gás importado por 20 anos não pode prescindir de uma vinculação de preços com o principal energético concorrente.

Até porque, segundo especialistas em gás natural, é quase que impossível prever com segurança as tendências dos preços do petróleo. De acordo com BOUHAFS (1994), entende que as diversas estimativas são controversas, embora a tendência atual é de encarar a evolução desses preços com pessimismo. Também STREIFEL (1995), mostrando as projeções do Banco Mundial, prevê os preços do petróleo deverão manter-se relativamente estáveis nos próximos 15 anos, com ligeiro declínio, em termos reais, por volta do ano 2000.

Nesse cenário, em 1995 os preços de um mix de petróleos Brent, Dubai e West Texas Intermediate estariam em torno de US\$ 18/barril, subindo levemente até atingir US\$ 20/barril em 2005. As razões dessa estabilidade,

segundo o Banco Mundial, seriam o aumento da demanda e também da produção da OPEP. Nesse cenário e, caso seja liberada a importação de óleo combustível, é mais provável que os preços internos venham a cair, afetando a viabilidade do projeto de distribuição de gás boliviano.

10 CONCLUSÕES

De acordo com todos os estudos de mercado e projeções realizados ao longo dos últimos dez anos, o estado de São Paulo dispõe do maior e mais dinâmico mercado para gás natural do país. Assim, além dos atuais 3 milhões m³/dia distribuídos atualmente pela Comgás, poderá ocorrer uma adição de mais 8 milhões m³/dia de gás importado da Bolívia, o que vem a ser um dos maiores projetos em desenvolvimento no setor de gás natural, em termos mundiais.

Este estudo também mostra o alto grau de sensibilidade da demanda econômica aos preços nos city gates, sendo que a um aumento de preços de US\$ 0,32/MM BTU, ocorre uma redução de mais de 3 milhões m³/dia na demanda. A análise desses dados e estimativas mostra a necessidade de se repensar a viabilização da importação do gás boliviano segundo a ótica do mercado e não apenas do gasoduto, na qual se remunera a Petrobrás e seus sócios privados em cerca de 19%, enquanto que Comgás não conseguirá atingir uma taxa de retorno de 15%, caso o preço no city gate venha a atingir US\$ 2,82/MMBTU - o que aliás reduzirá drasticamente o volume de gás possível de ser absorvido pelo mercado.

É portanto temerário para a Comgás, na qualidade de concessionária de distribuição de gás canalizado para todo o território estadual, assinar um contrato de suprimento para 8 milhões m³/dia sem garantir algumas condições de proteção à estabilidade e à viabilidade do seu projeto.

TABELA 10.1: RESUMO DOS PREÇOS DE GÁS E MERCADO ECONÔMICO

PREÇO CITY GATE (US\$/MM BTU)	MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (TIR = 15 %)	PREÇO FINAL (US\$/ MM BTU)	DEMANDA ECONÔMICA (M3/DIA)	INVESTIMENTO (US\$ MILHÕES)
2,50	0,94	3,44	8.052.000	324
2,60	0,89	3,49	6.970.000	258
2,82	0,77	3,59	5.090.000	175

Algumas medidas são de curtíssimo prazo e relacionadas a preços e garantias de suprimento versus recebimento. Porém, se o projeto do gasoduto propriamente dito estiver calcado em aspectos econômicos, mais cedo ou mais tarde vai emergir algum tipo de contencioso entre a Petrobrás e a Comgás, obrigando à total revisão do contrato. Outras medidas de médio e longo prazo, referem-se ao desenvolvimento do mercado como um todo e à garantia de investimentos para construção de novas redes.

A limitada capacidade de investimentos da Comgás, aliada ao fato do setor ainda apresentar um desenvolvimento bastante incipiente, tornando o processo de colocação do gás no mercado bastante lento, requer em muitos casos que se faça uma pré-venda do gás, ou seja, além dos investimentos na conversão dos equipamentos, a indústria tem ainda de adiantar os recursos necessários à construção das redes de distribuição e, em uma conjuntura recessiva, esses recursos podem não estar disponíveis a taxas consideradas atrativas.

Como restrições ao bom desenvolvimento do projeto de distribuição de gás boliviano, podem ser elencados os seguintes aspectos:

- Estão sendo firmados compromissos de suprimento de gás, com prazo de 20 anos, sem se ter votado a Lei que regulamentará a política de preços de petróleo e gás no Brasil; por outro lado, se houver liberação da produção de gás no Brasil, com a entrada de novos agentes no setor, é possível que os preços do gás nacional venham futuramente a cair, colocando em cheque a competitividade do gás importado.
- Se vierem a ser cobrados preços de óleo combustível tipo A, no Brasil, nos mesmos patamares do mercado internacional e, ainda se se efetivar a retirada completa dos impostos de importação sobre óleo combustível, os preços internos desse energético podem cair, prejudicando a competitividade do gás da Bolívia.
- Considerando que a chegada do gás a São Paulo está prevista para o início de 1999, falta definir uma política de captação de recursos para redes de distribuição de gás.
- Para a velocidade de adesão que se requer dos consumidores industriais, o parque de fabricantes de equipamentos e importadores de equipamentos de combustão não está convenientemente preparado para responder às necessidades dos futuros consumidores.

Em função desses condicionantes, recomenda-se que sejam tomadas as seguintes medidas visando garantir o sucesso do projeto de importação de gás boliviano:

- ◇ No âmbito do Governo Federal, analisar o projeto do gasoduto Brasil-Bolívia globalmente, levando em conta o mercado, bem como toda a cadeia de investimentos e suas respectivas taxas de retorno e não apenas sob a ótica de construção do gasoduto. As taxas de retorno devem ser compatíveis em todos os elos da cadeia, remunerando adequadamente todos os agentes envolvidos, desde a produção até a distribuição. Já que o projeto tem caráter de integração regional e continental, o Governo Federal deve criar condições de incentivo ao desenvolvimento do mercado, através de tributação, financiamento a todos os elos da cadeia e esforço redobrado na regulamentação do setor.

- ◇ Garantir que o contrato entre a Comgás e a Petrobrás contenha um limitador garantindo no mais longo prazo possível uma vinculação com o preço do óleo 1A.

- ◇ Desenvolver juntamente com as autoridades estaduais a implementação de uma taxa ambiental sobre as emissões industriais de óxidos de enxofre e material particulado e sensibilizar o Governo Federal para que os encargos sobre a venda de óleos combustíveis sejam diferenciados dos encargos cobrados sobre o gás.

- ◇ Desenvolver um programa de captação em massa de consumidores residenciais e comerciais, antes da chegada do gás boliviano, como meio de manter uma margem média mais atrativa.
- ◇ Atuar em conjunto com o BNDES, fabricantes de equipamentos e federações de indústrias, no sentido de desenvolver mecanismos mais ágeis de financiamento a consumidores industriais e orientar o potencial usuário quanto às tecnologias mais adequadas e econômicas para o uso de gás natural.
- ◇ Considerar o gás de origem nacional, na maior parte associado ao petróleo e com custos de produção bastante reduzidos, a um preço inferior ao do gás boliviano, importado de longa distância, de forma a que o preço do mix que será comercializado nas regiões Sul e Sudeste, guarde uma relação de competitividade com o do óleo combustível.
- ◇ Introduzir uma política gradual de tributação diferenciada entre combustíveis líquidos e gasosos, de modo a proporcionar vantagens para os energéticos menos poluentes.
- ◇ Reavaliar os volumes a serem comprados pelas concessionárias estaduais caso o preço no city gate se mantenha nos patamares de US\$ 2,70/MM BTU.

- ◇ Criar uma infra-estrutura de distribuição e utilização com o gás nacional antes da chegada do gás boliviano e da aplicação de percentuais de take-or-pay mais elevados.

Cabe ainda consignar a extrema dificuldade em se encontrar dados e estatísticas atualizadas e abrangentes sobre consumo individual e setorial de energia no Brasil : à exceção do balanços energéticos estadual e nacional, não dispõe de dados periódicos sobre produção, consumo e aproveitamento setorial de petróleo e gás.

Não tem sido possível também encontrar dados e resultados de pesquisas sobre emissões de processos e equipamentos, tornando-se necessário buscar-se a informação em publicações estrangeiras, nem sempre as mais adequadas para as peculiaridades locais. Faz-se portanto mister retomar e desenvolver séries históricas de produção e consumo de energia, preços e tarifas, balanço de emissões e séries históricas confiáveis sobre o uso de energia nos diversos segmentos do mercado. Para tanto, sugere-se que sejam implementadas as seguintes ações:

1. Retomada da publicação do Anuário Estatístico do Departamento Nacional de Combustíveis, ampliado com séries históricas relativas a reservas de gás, associado e não associado, produção por região, usos finais e setoriais por estado, evolução de preços, incidência de tarifas e dados de refino e de comercialização de derivados de petróleo por refinaria.

2. Elaboração de um banco de dados de preços e tributos incidentes sobre os principais energéticos comercializados no Brasil, no âmbito do Ministério de Minas e Energia.
3. Atualização do SICEN pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo e elaboração de um banco de dados de preços de energéticos, cif, nas principais regiões do estado.
4. Atualização pela Comgás do estudo de mercado elaborado pela SPG/TECHNOPLAN/JAAKO POYRY nas localidades que serão atravessadas pelo gasoduto Brasil-Bolívia.
5. Elaboração pela ABEGÁS de um informativo com periodicidade no mínimo semestral, contendo dados estatísticos das empresas concessionárias de gás canalizado.
6. Atualização pela CETESB dos dados de emissões atmosféricas por setor, inclusive realizando um levantamento das emissões específicas dos principais equipamentos usados pelas indústrias paulistas.

ANEXO I

BALANÇO SUCINTO DAS EMISSÕES DE POLUENTES

Além do preço, dois outros fatores são determinantes na adesão dos consumidores industriais ao gás natural: restrições ambientais ao uso de outros combustíveis e a disponibilidade de equipamentos e tecnologias adequados ao uso de gás.

Com relação à questão ambiental, a existência de um forte aparato legal, extensivo às demais regiões do estado e a conseqüente fiscalização do cumprimento da legislação, poderão servir como alavancagem para difundir o uso do gás. Entretanto não basta uma ação coercitiva sobre o consumidor, pois a ameaça de fechamento ou interdição de uma indústria poluidora têm repercussões econômicas e sociais de porte. Em alguns países da Comunidade Econômica Européia cobram-se taxas sobre as emissões de poluentes ou impostos sobre o lançamento de carbono, o que contribui para a opção pelo gás natural. Nos EUA, as emendas ao Clean Air Act reduziram as emissões permissíveis para os anos de 1997 e 2000, elegendo-se ainda 123 áreas urbanas críticas, onde se deveriam implementar ações efetivas de controle ambiental. Isso impulsionou o uso do gás na geração de eletricidade e no setor automotivo de uma forma espetacular. Em São Paulo, a CETESB tem divulgado que a poluição industrial na RMSP estaria praticamente controlada, por força da instalação de equipamentos de controle das emissões

durante as décadas de 70 e 80, sendo que atualmente, cerca de 90% de poluição na Região Metropolitana adviria das emissões veiculares.

Cabe no entanto ressaltar que as estatísticas da CETESB quanto a emissões industriais encontram-se bastante desatualizadas e restringem-se ainda a um reduzido universo de menos de 800 indústrias, cujos dados não são parcialmente atualizados desde 1990. Uma ação efetiva no campo ambiental dependeria da vontade dos governos em tornar mais caros os preços dos combustíveis mais poluentes, através do aumento dos tributos incidentes sobre os mesmos e da implementação de um forte aparato de fiscalização.

TABELA 8.13: ESTIMATIVA DA EMISSÃO DAS FONTES DE POLUIÇÃO DO AR NA RMSP (1000 t/ano)

VEÍCULOS	CO	HC	NO _x	SO _x	PARTÍCULAS
GASOLINA (ESCAP.+ EVAPORAÇÃO)	859	192	45	8	8
ÁLCOOL (ESCAP.+ EVAPORAÇÃO)	295	68	22	-	-
DIESEL (ESCAPAMENTO)	503	82	367	77	23
MOTOCICLETAS (ESCAPAMENTO)	30	7	0	0	0
TÁXI (ESCAPAMENTO)	45	4	3	0	0
COMERCIALIZAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS	0	17	0	0	9
EMISSIONES INDUSTRIAIS	39	12	14 ¹	14 ²	35
QUEIMA AR LIVRE	44	14	3	0	12
TOTAL	1815	396	454	99	79

Fonte: CETESB (1994 e1995)

¹ Dado relativo a 1990.

² Dado relativo a 1995. Note-se que em 1990 as emissões totais de SO_x foram de 44 mil toneladas; essa redução denota o benefício causado pela introdução do uso de gás natural na indústria paulista. O mesmo se aplica à redução nas emissões de material particulado, que em 1990 foram 44 mil toneladas.

Em outro município onde a CETESB também dispõe de estatísticas de emissão, Cubatão, os principais problemas de poluição do ar referem-se às emissões de material particulado, principalmente pela fábricas de manuseio de adubos e pela grande circulação de veículos nas estradas que cortam a região; os níveis de SO₂ são considerados baixos na área, mas a CETESB recomenda o seu controle para evitar a formação de sulfatos e a exposição da vegetação da Serra do Mar. Assim, durante os meses da operação inverno a Petrobrás entrega somente óleo de baixo teor de enxofre às indústrias locais. Os levantamentos realizados em 21 indústrias de Cubatão mostram as seguintes emissões de poluentes (Tabela 8.14):

TABELA 8.14: ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE POLUENTES POR INDÚSTRIAS EM CUBATÃO POR QUEIMA DE COMBUSTÍVEIS - 1994

POLUENTE	EMIÇÃO REAL (1.000 T/ANO)
MATERIAL PARTICULADO	31,64
DIÓXIDO DE ENXOFRE	17,01
ÓXIDOS DE NITROGÊNIO	17,28
FLUORETOS	0,07
AMÔNIA	0,07
COMPOSTOS ORGÂNICOS VOLÁTEIS	4,00

Fonte: CETESB (1995 e1994)

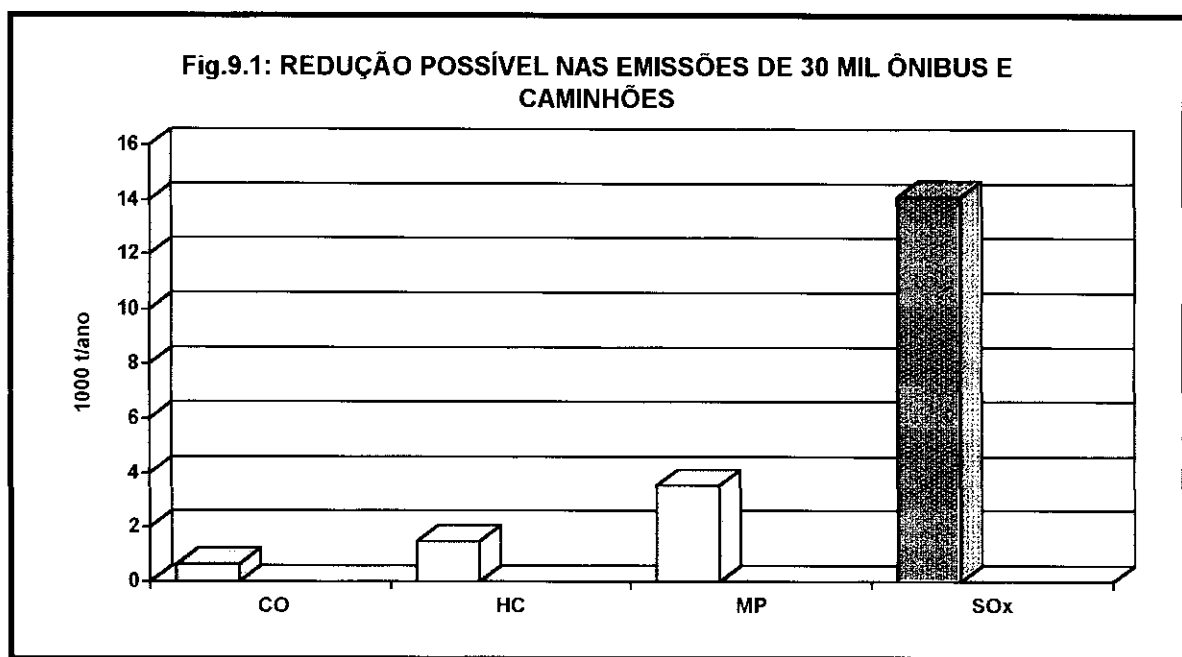
Comparativamente à RMSP, onde se pesquisou um universo de 800 indústrias, as emissões em Cubatão são bastante significativas, face ao reduzido número de indústrias que contribuem para as emissões locais.

No interior de São Paulo, a CETESB dispõe de estações para medição da concentração de fumaças e dióxido de enxofre em 18 municípios. Nos municípios de Americana, Campinas, Itú, Jundiaí, Limeira, Paulínia, Santos e Sorocaba, o padrão diário secundário de SO_2 , de 100 mg/m^3 já vem sendo ultrapassado. No que se refere às emissões de fumaça, o padrão diário secundário de 100 mg/m^3 vem sendo ultrapassado em Campinas, Franca, São José do Rio Preto e Sorocaba.

Todos esses dados e informações demonstram que embora atualmente sob controle, as emissões de SO_2 poderão rapidamente aumentar caso ocorra a retomada do crescimento econômico, refletindo no incremento da atividade industrial. As emissões causadas por veículos também necessitam de um controle imediato, por já ultrapassarem os limites em diversas ocasiões. A substituição de combustíveis líquidos e sólidos por gás natural mostra-se portanto uma alternativa extremamente atraente sob o ponto de vista ambiental. Fazendo-se um balanço bastante sucinto de emissões, para os setores industrial e de transportes, chega-se à conclusão de que o impacto mais importante do uso de gás natural dar-se-á na redução das emissões de Sox e material particulado, lançados na atmosfera por veículos Diesel e indústrias.

Segundo os dados do DETRAN, existem cerca de 4,7 milhões de veículos do ciclo Otto na RMSP, a álcool e gasolina; esses veículos são responsáveis pela maior parte das emissões de monóxido de carbono e hidrocarbonetos; assim, mesmo um programa bem sucedido de uso de gás natural nos quase 17

mil táxis, conforme projetado na Tabela 6.18 teria um efeito pouco significativo nas emissões de poluentes na RMS, em razão de atingir uma pequena parcela de apenas 0,36 % da frota em circulação. Caso o programa se estendesse às frotas de ônibus da região o efeito mais palpável seria na redução das emissões de material particulado e de óxidos de enxofre, conforme mostra a Figura 9.1:



No exemplo acima, os resultados mais significativos referem-se à redução nas emissões de óxidos de enxofre, correspondendo a 14 % das emissões totais e a quase 18 % das emissões de veículos Diesel. O exercício apresentado na Figura 9.1 foi realizado quando o óleo Diesel tinha um teor médio de enxofre de 1,3 %. Com as novas medidas tomadas pela Petrobrás para adequar o produto a padrões internacionais, essa vantagem do gás pode reduzir-se em mais de 50 %.

No tocante às emissões industriais, com a possível substituição de óleos tipo A com 5% de enxofre e de óleos B, com 1% de enxofre, bem como os demais combustíveis sólidos, conforme o quadro de demanda econômica apresentada na Tabela 7.10, pode resultar uma sensível redução nas emissões de alguns poluentes atmosféricos³. Como a RMSP e Cubatão deverão consumir cerca de metade do gás importado, praticamente serão eliminadas as emissões industriais de óxidos de enxofre nessas regiões por volta do oitavo ano do contrato de suprimento.

ÓXIDOS DE ENXOFRE	159 mil t/ano
MATERIAL PARTICULADO	4 t/ano

³ Considerou-se que a lenha não tem emissões significativas de SOx.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS ESTADUAIS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. A indústria do gás natural no Brasil. São Paulo, 1995.

AFLALO FILHO, J. O desenvolvimento dos sistemas de gás canalizado nas grandes metrópoles. In: I Congresso Brasileiro de Gás, Associação Brasileira de Gás, Rio de Janeiro, 1981.

AGÊNCIA PARA A APLICAÇÃO DE ENERGIA. Consumo de Energia nas Indústrias do Estado de São Paulo. São Paulo, 1989.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. Natural Gas Application for Industry: Volume I: Food Industry. Washington, 1988.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. Natural Gas Applications for Industry: Volume II: Aluminum Industry. Washington, 1988.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. Natural Gas and Electric Vehicles - An Economic and Environmental Comparison with Gasoline. Vehicles Energy Analysis. Virgínia, 1991.

BEICIP- BUREAU D'ÉTUDES. São Paulo Gas Utilization and Tariff Study. São Paulo, 1993.

BELTRAN, A.; WILLIOT, J.-P. Le noir et le bleu - 40 ans d'histoire de Gaz de France, Paris, Belfond, 1992.

BOUHAFS, A. Algerian Gas: Situation and Prospects. In: XIX World Gas Congress. Resumos. Milão, 1994.

BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, n. 133, 1991.

BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, n. 189, 1996.

BRIDAS. Argentina: its role as Energy Exporter in the Southern Cone, Buenos Aires, 1995.

BRIDAS. Cono Sur: Integración Energética através del Gas Natural. In: II Encontro de Negócios para Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural na América do Sul. Instituto Brasileiro de Petróleo; American Gas Association, Rio de Janeiro, 1996.

BRITISH PETROLEUM PLC. BP Review of World Gas, London, 1994.

BRITISH PETROLEUM PLC. BP Statistical Review of World Energy 1996, London, 1996.

CALDEIRA, J. Mauá - Empresário do Império, São Paulo, Companhia das Letras, 1995, p. 289-290.

CARDOSO, A. J. C.; ABRÃO, M. Projeções de Mercado e Investimento. Estado de São Paulo: 1992 - 2010, Comissão do Gás Natural. Subcomissão de Demanda, São Paulo, 1991.

CETESB. Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo 1992. Secretaria do Meio Ambiente, São Paulo, 1993.

CETESB. Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo 1995. Secretaria do Meio Ambiente, São Paulo, 1995.

CETESB. Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo 1993. Secretaria do Meio Ambiente, São Paulo, 1994.

CETESB. Respira São Paulo: Operação Rodízio 96. Governo do Estado de São Paulo. Secretaria do Meio Ambiente, São Paulo, 1996.

COMGÁS. Relatórios de Ação Comercial, S.Paulo, 1993-

COMISSÃO PARA VIABILIZAÇÃO DO APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL. Oferta Atual e Futura de Gás no Brasil. Ministério de Infra-Estrutura. Petrobrás, Brasília, 1991.

COMISSÃO PARA VIABILIZAÇÃO DO APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL. Relatório das Subcomissões de Oferta e Demanda. Ministério de Infra-Estrutura, Brasília, 1992.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. O Gás Natural e a Indústria. Coleção José Ermínio de Moraes, Rio de Janeiro, 1989.

CONGRESSO BRASILEIRO DE CERÂMICA, XXXVI. Associação Brasileira de Cerâmica. Anais. Caxambu, Junho 1992.

CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. COMITÊ BRASILEIRO. Estatística Brasileira de Energia, nº 40, Rio de Janeiro, 1994.

CORNOT-GANDOLPHE, S. Le gaz naturel dans le monde 1994. Cedigaz , Rueil-Malmaison, 1994.

CORNOT-GANDOLPHE, S.; CHABRELIE, M.-F. The Development of International Gas Markets. In: Gas Process Association - European Chapter, 25-27 Mai., 1994, Elsinore, 1994.

DEANNE, J.; AFSANEH, M. The Economics of Natural Gas - Pricing, Planning and Policy, Oxford University Press, Oxford , 1990.

DUCTOR IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS S.A., Ampliação do Uso do Gás Natural - Análise da Viabilidade do Suprimento Boliviano, São Paulo, 1990.

DURBIN, E.J. Understanding Emissions Levels from Vehicles Engines Fueled with Gaseous Fuels. Princeton University, Princeton, 1989.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Energy Use and Carbon Emissions: Some International Comparisons, U.S. Department of Energy, Washington, 1994.

ENNES, S.;KAMIMURA,A.;Guerra,S.M-G. Uma Análise Global do Projeto de Gás Natural Bolívia-Brasil: a necessidade de Planejamento Multisetorial. In: II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. Campinas,1994.

ENRON DEVELOPMENT CORPORATION. Brazil - Comgás Project: São Paulo Industrial Distribution, Houston, 1994.

FEDERAÇÃO DOS CONDUTORES AUTONÔMOS DE VEÍCULOS RODOVIÁRIOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Ofício/DA/016/92. Arquivos Comgás, São Paulo.

FIESP/CIESP. Ano 2000 A Matriz Energética: Uma Revisão. DEINFRA, São Paulo, 1991.

FINANCIAL TIMES ENERGY ECONOMIST . NGVs Whatever happened to the Natural Gas Vehicle? London, Financial Times Energy Publising, 1995.

FOLHA DO MOTORISTA. São Paulo, Jul. 1994.

GAS MATTERS INSERT. EUA, 1991.

GAS RESEARCH INSTITUTE. The Long-Term Trends in U.S. Gas Supply and Prices: 1991 Edition of the G.R.I. Baseline Projection of U.S. Supply and Demand to 2010. Chicago, 1991.

GAZ DE FRANCE. L'énergie du nouveau paysage industriel, Paris, s.d.

GAZ DE FRANCE. Le Gaz naturel dans l'industrie, série, Paris, s.d.

GIRAUD,A.;BOY DE LA TOUR,X. Géopolitique du pétrole et du gaz, Paris, Technip, 1987.

GOMES, I. Preços de Gás Natural Boliviano - a Ótica do Mercado; In: II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. Anais. Campinas,1994.

GOMES, I.C. Opportunities for Natural gas distribution in the State of S.Paulo. In: São Paulo Trade and Investments: Opportunities in the Heart of South

American Market. ADTP Seminar, London, 1994.

GOMES, I.C.; AUGUSTO, C.; Utilização de Gás Natural na Otimização do Uso de Energia em diversos Setores Industriais. In: III Seminário Técnico das Empresas de Energia de São Paulo, São Paulo, 1987. Anais. São Paulo, 1990.

HOMER, J.; Natural Gas in Developing Countries: Evaluating the Benefits to the Environment, World Bank Discussion Papers, Washington, 1993.

HYMAN, B.; DARROW, K.G.; Guide to Natural Gas Industrial Processes: Glass Industry. Energy International, Inc. Report nº 661R139. American Gas Association, Washington, 1989.

INSTITUTE OF GAS TECHNOLOGY. Efficient Use of Fuels in Process and Manufacturing industries, Chicago, 1974.

LATIN AMERICA ENERGY ALERT. Target Research, Danvers, v. 3, n. 11, 1996

MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Balanço Energético Nacional 1993. Brasília, 1994.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Balanço Energético Nacional, Brasília, 1995.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. PLANGÁS: Relatório Final do Sub-Grupo de Distribuição de Gás Canalizado, Brasília, 1988.

MOBIL NATURAL GAS INC. Natural Gas Desk Book, Houston, 1994.

NATURAL GAS REPORT., Bloomberg Financial Markets Commodities News, v. 3, n. 18, Princeton, 1994.

NÚCLEO DE ESTUDOS INTERUNIVERSITÁRIOS SOBRE O GÁS NATURAL - 2. Relatório Técnico. Coppe/UERJ/INT, Rio de Janeiro., 1994.

OIL 7 GAS JOURNAL. European gas demand will be stronger to 2010; costs cloud supply picture. Houston, s. ed., 16 Mai. 1994.

PERCEBOIS, J. Economie de l'Énergie, Paris, Economica, 1989.

PETRO&GÁS. McKlausen, Rio de Janeiro, Set. 1992.

PETROBRÁS. Gás Natural no Brasil - Evolução das Reservas e sua Utilização, DEPIN/DEPRO, Rio de Janeiro, 1985.

PETROBRÁS. Gás Natural no Brasil - Evolução das Reservas e sua Utilização. Depin, Rio de Janeiro, 1984.

PETROBRÁS. O gás natural no Brasil, Rio de Janeiro, 1993.

PETROBRÁS. Oferta Atual e Futura de Gás no Brasil, Depro, Rio de Janeiro, 1991.

PETROBRÁS. Plano de Ação de Setor Petróleo. Rio de Janeiro, 1988.

PIERCE, D. Corporate Responsibility and the Environment. British Gas plc, Londres, s.d.

PRENSA VEHICULAR. Veículos a Gás Natural: Programas Gubernamentales , Buenos Aires, pg.6 - 8, Mar.1994.

RHODES, A.K. World crude capacity stais flat while conversion capability rises again. Oil & Gas Journal. OGJ Special. s.ed. 20 Dez. 1993.

RUHRGAS A.G. Gas on a Competitive Market. Essen, 1989.

SEADE. Anuário estatístico de São Paulo 1992, São Paulo, 1993.

SECRETARIA DE ENERGIA Governo do Estado de São Paulo, Balanço Energético do Estado de São Paulo - 1995, São Paulo, 1995.

SEMINÁRIO NATURAL GAS IN THE AMERICAS: THE DAWN OF AN ERA III. Institute of Gas Technology, Miami, maio 1996.

SHELL. An Overview of the Natural Gas Industry, London, 1994.

SPG - SOCIEDADE PRIVADA DE GÁS. Bolívia-Brazil Integrated Gas Project: Prospects for the Participation of the Private Sector". São Paulo, Technoplan/Jaako Poyry, 1993.

STREIFEL, S.S. Review and Outlook for the World Oil Market. World Bank Discussion Papers. Washington, 1995.

TUSSING, A. ; BARLOW, C. The Natural Gas Industry: Evolution, Structure and Economics, Massachussets, Bullinger Publishing Co. , 1984.

VALAIS, M. La crise du Golphe et le Marché Gazier. Gaz d'aujourd'hui, n 6, Paris,1991.

VALAIS, M.; CORNOT-GANDOLPHE, S. Commerce International du Gaz Naturel Liquefié - Perspectives Potentielles et Réalités. In: GASTECH 1993, Paris, 1993.

WORLD BANK. Managing Gas Industry Development, Energy Department Paper n 29, Washington, , 1985.

WORLD GAS INTELLIGENCE. London, Petroleum & Energy Intelligence Weekly, Inc, Maio e Junho 1996.

Apêndice I - Resumo das Estimativas de Mercado da Coplasa (1989)

DEMANDA DE GÁS NATURAL NO ESTADO DE SÃO PAULO
 FONTE: COPLASA ESTUDOS E PROJETOS - 1988

REGIÃO	A	B	1988		1990		1995		2000		2005		2010	
			POTENCIAL	CAPTÁVEL	POTENCIAL	CAPTÁVEL	POTENCIAL	CAPTÁVEL	POTENCIAL	CAPTÁVEL	POTENCIAL	CAPTÁVEL	POTENCIAL	CAPTÁVEL
RMS	I	1176	6560,8	932,6	8829,9	949,0	7974,4	2423,2	9781,4	5920,9	12393,8	8513,7	16256,3	11568,7
	R		911,6	308,6	952,9	322,4	1234,9	538,6	1619,0	778,7	1751,6	889,3	1967,8	1013,1
	C		885,8	222,1	992,5	248,9	1318,9	465,8	1753,4	775,7	2331,4	1144,7	3098,3	1586,2
	COG		300,0	300,0	300,0	300,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	6000,0	6000,0
	T		1718,5	463,7	1718,5	463,7	1744,1	1696,3	1805,5	1805,5	1888,2	1888,2	1918,6	1918,6
			10376,7	2227,0	10793,8	2284,0	15272,3	8123,8	17959,2	12280,8	21365,0	15435,9	29250,9	22086,6
BAIXADA SANTISTA	I		750,8	675,8	750,8	675,8	1487,3	1338,6	1661,2	1495,1	1661,2	1495,1	1661,2	1495,1
	R		137,7	5,5	141,0	5,6	160,3	38,4	180,9	65,7	204,0	82,8	225,4	94,0
	C		61,2	2,4	62,6	2,5	70,7	17,3	79,6	29,0	90,7	37,0	104,5	45,4
	COG		949,7	683,8	954,5	683,9	1718,2	1394,3	1921,8	1589,8	1966,0	1614,9	1991,0	1634,5
	T													
VALE DO PARAÍBA	I	69	1031,7	0,0	1093,0	0,0	1354,2	171,4	1768,4	1213,2	2366,0	1679,0	3244,0	2320,7
	R		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,3	10,8	34,6	19,4	82,8	46,4
	C		65,2	0,0	73,2	0,0	97,2	3,9	129,2	45,2	172,5	76,0	228,3	107,3
	COG		1096,9	0,0	1166,1	0,0	1451,4	175,3	1916,9	1269,3	2573,1	1774,4	3555,1	2474,4
	T													
SOROCABA	I	55	1015,9	0,0	1083,6	0,0	1372,4	0,0	1830,2	220,8	2450,7	1663,7	3347,4	2311,5
	R		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,1	5,4	2,5	30,2	16,4
	C		37,8	0,0	42,4	0,0	56,4	0,0	74,9	2,7	99,6	31,7	132,4	53,4
	COG		1053,8	0,0	1126,1	0,0	1428,8	0,0	1907,4	223,6	2555,7	1697,9	3510,0	2381,3
	T													
CAMPINAS	I	253	2883,7	0,0	3066,8	0,0	3838,6	0,0	5023,4	369,8	6702,5	3538,4	9242,4	6805,6
	R		0,0	0,0	12,6	0,0	33,9	0,0	130,4	6,5	185,2	66,9	392,7	193,3
	C		158,9	0,0	178,1	0,0	236,7	0,0	313,0	9,1	418,3	110,1	556,1	230,7
	COG		900,0	900,0	900,0	900,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1800,0	1800,0
	T		3942,6	900,0	4167,5	900,0	5609,1	1500,0	6966,9	1885,3	8806,0	5217,4	11991,1	9029,6
RIBEIRÃO PRETO	I	31	265,4	0,0	280,8	0,0	345,2	0,0	443,7	0,0	590,1	49,3	806,3	543,3
	R		0,0	0,0	27,9	0,0	89,9	0,0	84,2	0,0	101,2	4,1	121,2	40,0
	C		44,8	0,0	50,2	0,0	66,7	0,0	88,7	0,0	117,9	4,1	156,7	49,0
	COG		300,0	300,0	300,0	300,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	900,0	900,0
	T		610,2	300,0	658,9	300,0	1081,8	600,0	1216,5	600,0	1409,1	657,5	1984,2	1532,3
OUTROS	I	18	102,5	0,0	108,6	0,0	134,0	0,0	172,8	0,0	232,5	0,5	321,8	30,8
	R		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	0,0	30,6	0,7	48,1	7,9
	C		49,9	0,0	55,9	0,0	74,3	0,0	98,8	0,0	131,3	1,5	174,6	22,8
	COG		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
	T		452,4	300,0	464,5	300,0	508,3	300,0	575,9	300,0	694,3	302,8	844,5	361,4
TOTAL	I	1602	12610,9	1608,3	13213,7	1624,7	16506,0	3933,1	20681,1	9219,8	26396,7	16939,8	34889,5	25075,6
	R		1049,4	314,1	1134,4	328,1	1498,9	577,0	2040,4	861,9	2312,5	1067,5	2868,1	1411,0
	C		1303,5	224,6	1454,8	251,4	1920,8	487,0	2537,6	861,7	3351,8	1405,2	4450,8	2094,8
	COG		1800,0	1800,0	1800,0	1800,0	5400,0	5400,0	5400,0	5400,0	5400,0	5400,0	9000,0	9000,0
	A		1718,5	463,7	1718,5	463,7	1744,1	1696,3	1805,5	1805,5	1888,2	1888,2	1918,6	1918,6
TOTAL			18482,3	4410,8	19321,3	4467,9	27069,7	12093,4	32464,5	18148,9	39359,2	26700,7	53127,0	39500,0

LEGENDA: A - SEGMENTOS
 B - NÚM. INDÚSTRIAS

I - INDUSTRIAL
 R - RESIDENCIAL
 C - COMERCIAL
 T - TOTAL

COG - COGERAÇÃO
 A - AUTOMOTIVO

Apêndice II - Resumo das Estimativas de Mercado da PLE (1993)

CIDADES	MERCADO (m3/dia)		
	INDUSTRIAL	OUTROS	TOTAL
ANDRADINA	11.810	9.120	20.930
GUARARAPES	6.650	2.970	9.620
ARAÇATUBA	26.265	28.830	55.095
S.J.DO RIO PRETO	31.000	41.710	72.710
IBITINGA	12	11.385	11.397
MATÃO	1.312.000	8.260	1.320.260
CATANDUVA	24.000	10.790	34.790
BAURÚ	12.365	55.400	67.765
LINS	12.260	8.985	21.245
SUB-TOTAL	1.436.362	177.450	1.613.812
ARARAQUARA	14.250	15.800	30.050
SERTÃOZINHO	1.272.590	9.145	1.281.735
RIBEIRÃO PRETO	60.650	72.380	133.030
SÃO CARLOS	76.800	29.230	106.030
LEME	14.700	6.740	21.440
PIRASSUNUNGA	2.050	12.320	14.370
PORTO FERREIRA	67.395	5.755	73.150
S.ROSA VITERBO	359.275	2.280	361.555
SUB-TOTAL	1.867.710	153.650	2.021.360
ARARAS	33.990	9.930	43.920
RIO CLARO	205.800	24.450	230.250
LIMEIRA	311.475	25.035	336.510
CORDEIRÓPOLIS	28.100	4.080	32.180
AMERICANA	87.640	20.900	108.540
S.B.D'OESTE	22.830	16.320	39.150
PIRACICABA	60.240	35.645	95.885
SUMARÉ	115.400	20.620	136.020
PAULÍNIA	264.865	4.210	269.075
SUB-TOTAL	1.130.340	161.190	1.291.530
MOGI-GUAÇU	249.875	23.230	273.105
MOGI-MIRIM	26.685	8.280	34.965
AMPARO	161.800	5.490	167.290
CAMPINAS	72.560	126.685	199.245
VALINHOS	36.430	6.160	42.590
ITATIBA	17.560	8.345	25.905
BRAGANÇA PLTA.	7.970	20.550	28.520
ATIBAIA	1.810	4.340	6.150
JUNDIAÍ	191.940	49.810	241.750
F.DA ROCHA	3.360	7.025	10.385
SALTO	171.450	6.880	178.330
ITU	67.320	15.910	83.230
INDAIATUBA	11.220	12.300	23.520
PORTO FELIZ	2.190	3.820	6.010
SUB-TOTAL	1.022.170	298.825	1.320.995
SOROCABA	132.555	60.530	193.085
MAIRINQUE	223.440	3.375	226.815
SÃO ROQUE	32.130	7.640	39.770
ITAPEVI	9.340	12.250	21.590
BARUERI	27.660	21.295	48.955
CARAPICUIBA	15.020	31.740	46.760
OSASCO	309.170	69.350	378.520
S.DE PIRAPORA	137.450	6.260	143.710
VOTORANTIM	285.440	7.785	293.225
COTIA	49.500	12.775	62.275
ITAPEVA	99.745	7.545	107.290
APIAÍ	189.470	3.381	192.851
SUB-TOTAL	1.510.920	243.926	1.754.846
TOTAL	6.967.502	1.035.041	7.992.158

Apêndice III - Resumo dos Estudos de Mercado da Ductor (1990)

Região Metropolitana de São Paulo

CONSUMIDORES CADASTRADOS - REGIÃO 1

	POTENCIAL	MUNICIPIO
PETROQUÍMICA UNIÃO S/A	621.301	SANTO ANDRÉ
CIA.SUZANO DE PAPEL E CELULOSE S/A	308.235	SUZANO
CIA.VIDRARIA SANTA MARINA	152.871	SÃO PAULO
CISPER IND.E COMERCIO S/A	128.455	SÃO PAULO
IND.QUÍMICAS ELETROCLORO S/A	126.150	SANTO ANDRÉ
RHODIA S/A DIVISÃO TEXTIL	107.840	SANTO ANDRÉ
CIA.NITRO QUÍMICA BRASILEIRA	99.533	SÃO PAULO
GOODYEAR BRASIL PROD.BORRACHA LTDA	97.014	SÃO PAULO
WHEATON DO BRASIL S/A IND.E COM.	86.756	S.B.DO CAMPO
SIDERURGICA J.L.ALIPERTI S/A	85.575	SÃO PAULO
UNIPAR QUÍMICA LTDA	75.491	MAUÁ
IND.PNEUMÁTICOS FIRESTONE S/A	72.907	SANTO ANDRÉ
RHODIA S.A.	67.982	SANTO ANDRÉ
AÇOS VILLARES S/A	65.350	S.CAETANO DO SUL
NADIR FIGUEIREDO IND.E COM.S/A	59.668	SÃO PAULO
AÇOS ANHANGUERA S/A	57.988	MOGI DAS CRUZES
PIRELLI S/A CIA.IND.BRASILEIRA	52.569	SANTO ANDRÉ
IND.BRAS.ARTIGOS REFRATÁRIOS	51.802	PÓA
VOLKSWAGEN DO BRASIL S/A	51.647	S.BERNARDO DO CAMPO
CIA.ANTARTICA PAULISTA IBBC	48.579	SÃO PAULO
FORD BRASIL S/A	47.346	S.BERNARDO DO CAMPO
CERÂMICA SÃO CAETANO S/A	46.014	SÃO CAETANO DO SUL
FABRICA DE TECIDOS TATUAPE S/A	45.903	OSASCO
OXITENO S/A IND.E COM.	45.800	MAUÁ
INDÚSTRIAS J.B.DUARTE	41.510	SÃO PAULO
SAMBRA SOC.ALGOD.NORDESTE S/A	40.377	SÃO PAULO
KARIBE S/A IND.E COM.	38.413	SANTA ISABEL
UNIÃO BRASILEIRA DE VIDROS S/A	38.410	SÃO PAULO
PHILIPS DO BRASIL LTDA-CONST.BRAPE	37.500	MAUÁ
CIA.FABRICADORA DE PAPEL	36.624	SÃO PAULO
CIA.UNIÃO REFINADORES AÇUCAR E CAFÉ	36.265	SÃO PAULO
POLIBRASIL S/A IND.E COM.	33.555	MAUÁ
CIA.MELHORAMENTOS DE SÃO PAULO	33.380	CAIEIRAS
COFAP-CIA.FABRICADORA PEÇAS-FUMA	33.137	MAUÁ
ALCAN ALUMÍNIO DO BRASIL S/A	32.676	SANTO ANDRÉ
COBRASMA S/A	32.265	OSASCO
CIA.SUZANO PAPEL CELULOSE -PIRANGA	32.012	SÃO PAULO
CORNING BRASIL VIDROS ESPEC.LTDA.	29.696	SUZANO
GENERAL MOTORS DO BRASIL S/A	29.344	S.CAETANO DO SUL
PHILIPS DO BRASIL LTDA	29.296	MAUÁ
PROMETAL PRODUTOS METALURGICOS S/A	28.753	ARUJÁ
FRIGORIFICO BORDON S/A	27.775	SÃO PAULO
IND.MATARAZZO DE PAPEIS S/A	27.742	SÃO PAULO
CIA.SIDERURGICA DE MOGI DAS CRUZES	27.499	MOGI DAS CRUZES
ANDERSON CLAYTON S/A IND.E COM.	25.934	SÃO PAULO
CERAMICA GYOTOKU LTDA	24.811	SUZANO
IND.MATARAZZO DE EMBALAGENS S/A	24.331	SÃO PAULO
INDUSTRIA DE PAPEL SIMÃO	24.124	SÃO PAULO
MO.NICOLAUS IND.PAPEIS LTDA	23.984	CAIEIRAS
BRASEIXOS	22.610	OSASCO
CONFORJA S/A COMEXÕES DE AÇO	22.506	DIADEMA
S/A MOINHO SANTISTA IND.GERAIS	21.977	SÃO PAULO
MERCEDES BENZ DO BRASIL S/A	20.968	S.BERNARDO DO CAMPO
TERMOMECANICA SÃO PAULO	20.344	S.BERNARDO DO CAMPO
TOB TEXTIL DAVID BOBROW S/A	20.172	SÃO PAULO
HOECHST DO BRASIL QUIM.E FARM.S/A	20.133	SUZANO
HOECHST DO BRASIL QUIM.E FARM.S/A	20.058	OSASCO
CIA.SUZANO DE PAPEL E CELULOSE S/A	18.979	SUZANO
IND.MATARAZZO ARTEF.CERAMICA S/A	18.849	S.CAETANO DO SUL
CIA.PAULISTA DE FERTILIZANTES	18.697	MAUÁ
FABRICA DE PAPEL SANTA TEREZINHA S/A	18.460	SÃO PAULO
CELITE S/A IND.E COMÉRCIO	17.889	SÃO PAULO
IND.FARMAC.FONTOURA WYETH S/A	17.880	S.B.DO CAMPO
CERINTER S/A IND.E COM.	17.696	OSASCO
FERRO ENAMEL BRASIL IND.E COM.LT.	17.362	S.B.DO CAMPO
METAL LEVE S/A IND.E COMÉRCIO	17.215	SÃO PAULO
BRASILVIL RESINAS VINILICAS S/A	17.190	SANTO ANDRÉ
IND.GESSY LEVER	17.181	SÃO PAULO
SANTANA S/A INDÚSTRIAS GERAIS	16.711	DIADEMA
CIA.VIDRARIA SANTA MARINA	16.651	SÃO PAULO
SAMBRA SOC.ALGOD.NORD.BRASIL S/A	16.296	SÃO PAULO
SIDEROTER INDUSTRIA E COMERCIO	16.189	S.B.DO CAMPO
ADAMAS S/A PAPEIS PAPELOTES ESPEC.	15.994	OSASCO
HOESCH INDUSTRIA DE MOLAS S/A	15.933	SÃO PAULO
ELUMA S/A IND.E COMÉRCIO-JSAM	15.866	SANTO ANDRÉ
LEINER PAULISTA GELATINAS IND.E COM.	15.797	COTIA
PERSTORF DO BRASIL IND.E COM.LTDA.	15.381	S.B.DO CAMPO
INDÚSTRIAS MADEIRIT S/A	15.288	BARUERI
FOSFANIL S/A	15.240	MAUÁ
SWIFT-ARMOUR S/A IND.E COMÉRCIO	14.793	SANTO ANDRÉ
NORTON S/A IND.E COMÉRCIO	14.556	GUARULHOS
S/A CORREA DA SILVA IND.E COMÉRCIO	14.428	GUARULHOS
GLOBO S/A TINTAS E PIGMENTOS	14.289	MAUÁ
SÃO PAULO ALPARGATAS S/A	14.289	SÃO PAULO
FORD BRASIL S/A	14.114	SÃO PAULO
REFINADORA DE OLEOS BRASIL S/A	13.672	S.CAETANO DO SUL
PORCELANA SCHMIDT S/A	13.557	MAUÁ
CIA.BRASILEIRA DO AÇO	13.424	SÃO PAULO
CERAMICA SÃO CAETANO S/A	13.389	SUZANO
INDUSTRIA QUÍMICA GIRARDI S/A	13.140	GUARULHOS
VICUNHA S/A	13.134	SÃO PAULO
CINDUMEL CIA.INDUSTRIAL DE METAIS	13.119	GUARULHOS
ICI BRASIL S/A	12.738	SÃO PAULO
CATERPILLAR DO BRASIL S/A	12.718	SÃO PAULO
TAYOBO DO BRASIL S/A IND.TEXTIL	12.551	SÃO PAULO
IND.PROD.ALIMENTICIOS CONFIANÇA S/A	12.536	SÃO PAULO
CERAM.VELAS IGNIÇÃO NGK BRASIL S/A	12.483	MOGI DAS CRUZES
FIÇÃO PESSINA S/A	12.443	S.B.DO CAMPO
DOMINIUN S/A	12.399	SÃO PAULO
CIA.CERVEJARIA BRAHMA	12.339	SÃO PAULO
TOTAL	4.213.792	

Apêndice IV - Resumo das Estimativas de Mercado da Ductor (1990)

CONSUMIDORES CADASTRADOS - REGIÃO 2 - INTERIOR (m3/di:

EMPRESA	POTENCIAL	MUNICIPIO
RHODIA S/A USINA DE PAULINIA	434.190	PAULINIA
S/A INDUSTRIAS VOTORANTIM CIMENTO	264.631	VOTORANTIM
CIA.BRASILEIRA ALUMINIO-USINA ALUM.	232.950	MAIRINQUE
S/A INDUSTRIA VOTORANTIM VOTOCEL	122.011	VOTORANTIM
CHAMPION PAPEL E CELULOSE LTDA.	106.496	MOGI GUASSU
REFINAÇÕES DE MILHO BRASIL LTDA	98.706	MOGI-GUAÇU
SUCOCITRICO CUTRALE S/A	86.674	ARARAQUARA
EUCATEX S/A INDUSTRIA E COMERCIO	66.548	SALTO
FIAÇÃO BRASIL.RAYONS FIBRA S/A	58.424	AMERICANA
CERAMICA WINDLIN LTDA	55.145	JUNDIAI
DURATEX S/A	54.708	JUNDIAI
CIA.NACIONAL ESTAMP.FABR.SÃO PAULO	51.154	SOROCABA
CIA.NACIONAL ESTAMP.SANTA ROSALIA	50.484	SOROCABA
CIA.MOGIANA DE OLEOS VEGETAIS	49.418	ORLANDIA
SIDERURGICA N.SRA.APARECIDA S/A	46.922	SOROCABA
INDUSTRIA DE PAPEL PIRACICABA	45.561	PIRACICABA
DEDINI S/A SIDERURGICA	42.220	PIRACICABA
RIPASA S/A CELULOSE E PAPEL	38.484	LIMEIRA
KRUPP METALURGICA CAMPO LIMPO LTDA	37.826	C.LIMPO PAULISTA
SIFCO S/A	36.482	JUNDIAI
INDUSTRIAS GESSY LEVER LTDA	35.535	VALINHOS
CERALIT S/A INDUSTRIA E COMÉRCIO	35.078	CAMPINAS
CERAMICA CHIARELLI S/A	34.252	MOGI GUASSU
AJINOMOTO INTERAMERICANA IND.E COM.	34.143	LIMEIRA
CARGIL AGRICOLA S/A	34.099	MAIRINQUE
CIA.GOODYEAR PROD.BORRACHA	33.481	AMERICANA
RIGESA CELULOSE PAPEL EMBAL.LTDA	32.340	VALINHOS
CIA.NACIONAL DE ESTAMPARIA	31.471	RIBEIRÃO PRETO
FABRICA DE TECIDOS TATUAPÉ S/A	26.485	AMERICANA
FIBERGLAS FIBRAS LTDA	26.363	RIO CLARO
TINTURARIA UNIVERSO LTDA	26.009	VARZEA PAULISTA
CERAMICA SÃO JOSÉ GUAÇU S/A	25.834	MOGI GUAÇU
PIRELLI SA INDUSTRIAL BRASILEIRA	24.493	CAMPINAS
COMPANHIA NESTLE	24.283	ARARAS
CLOROETIL SOLVENTES ACETICOS S/A	24.270	MOGI MIRIM
CITROSUCO PAULISTA S/A	22.288	LIMEIRA
CERAMICA GERBI S/A	21.970	MOGI GUAÇU
CIA.VIDRAÇARIA SANTA MARINA	21.367	PORTO FERREIRA
COMPANHIA NESTLE	20.769	PORTO FERREIRA
INDUSTRIAS TEXTEIS BARBERO	20.617	SOROCABA
ELETROMETAL AÇOS FINOS S/A	20.574	SUMARÉ
J.BRESSER S/A PAPEL/PAPELÃO/EMBAL.	20.188	PAULINIA
FERNANDEZ S/A INDUSTRIA DE PAPEL	20.111	AMPARO
MAPOL MANUF.EMBALAGENS POLPA LTDA	19.503	SOROCABA
POLYENKA S/A	19.413	AMERICANA
MINASA TUP.ALIMENTOS PROTEINAS S/A	18.151	SUMARE
DURATEX S/A	18.014	JUNDIAI
HEUBLEIN DO BRASIL COM.E.IND.LTDA.	17.768	SOROCABA
TOTAL	2.687.903	

**Apêndice V - Resumo das Estimativas de Mercado Potencial da SPG/Technoplan/Jaako Poyry
(m3/dia em equivalente de gás natural)**

Classificação	DEMANDA HISTÓRICA			DEMANDA FUTURA			
	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
A: POR REGIAO							
RMSP	5.567,516	5.538,634	5.623,847	5.435,684	7.237,617	7.809,599	8.064,866
CAMPINAS	3.385,135	3.337,946	3.556,342	3.713,151	4.641,138	5.306,206	5.496,796
BAIXADA SANTISTA	2.752,271	2.641,117	2.600,514	2.677,730	3.056,287	3.334,967	3.345,733
SOROCABA	2.099,911	2.082,237	2.103,732	1.948,927	2.971,989	3.113,188	3.147,141
VALE DO PARAIBA	1.184,880	1.214,513	1.222,545	1.258,371	1.529,899	1.879,246	1.879,246
OUTROS	1.489,065	1.472,819	1.745,488	1.885,076	2.476,758	3.281,664	3.365,966
TOTAL A	16.478,778	16.287,266	16.852,468	16.918,939	21.913,688	24.724,870	25.299,748
B: POR SETOR							
QUÍMICA/PETROQUÍMICA	3.644,776	3.375,429	3.493,449	3.412,324	4.173,286	4.394,754	4.517,654
PAPEL E CELULOSE	2.909,013	2.918,217	3.253,868	3.095,711	4.036,474	5.312,475	5.388,867
ALIMENTOS E BEBIDAS	2.519,115	2.641,283	2.706,207	2.815,922	3.417,209	3.740,141	3.933,250
METALURGIA	2.739,904	2.613,009	2.568,548	2.801,339	3.556,279	3.936,627	3.966,775
TEXTEIS	1.001,656	994,431	1.002,975	1.027,586	1.219,103	1.344,900	1.388,124
CERÂMICA	754,111	758,786	765,827	863,693	1.404,524	1.546,260	1.555,137
CIMENTO	940,159	936,538	952,647	810,763	1.434,464	1.434,464	1.434,464
VIDROS	457,967	657,316	687,735	684,609	925,379	1.069,139	1.109,946
MAQ TRANSPORTES	464,292	446,275	456,190	473,204	487,090	622,304	645,871
OUTROS	997,785	945,982	965,022	933,788	1.259,880	1.323,806	1.359,860
TOTAL B	16.478,778	16.287,266	16.852,468	16.918,939	21.913,688	24.724,870	25.299,748
C: POR USO FINAL							
CALDEIRAS	8.899,313	8.719,023	9.243,183	9.138,874	11.284,857	13.175,146	13.529,328
FORNOS	4.844,332	4.972,959	4.854,591	4.836,369	6.847,552	7.451,543	7.538,271
AQUECEDORES	554,663	556,899	572,924	563,855	696,329	739,878	858,260
SECADORES	525,592	505,979	504,689	552,855	790,511	845,394	748,537
OUTROS	1.654,878	1.632,406	1.677,101	1.826,988	2.294,439	2.512,909	2.625,352
TOTAL C	16.478,778	16.287,266	16.852,468	16.918,939	21.913,688	24.724,870	25.299,748

Apêndice VI - Resumo da Demanda Econômica da SPG/Technoplan/J. Poyry

(m3/dia de equivalente em gás natural)

POR ENERGÉTICO	1992	1995	2000	2005
<i>DERIVADOS PETRÓLEO</i>	5.593,376	6.730,412	7.446,062	7.642,051
ÓLEO COMBUSTÍVEL	5.246,602	6.120,204	6.676,152	6.859,907
-1A	1.920,917	2.357,696	2.540,839	2.586,830
-2A	1.244,059	1.329,182	1.559,209	1.659,217
-3A	961,460	1.028,389	1.112,233	1.123,234
-1B	337,271	265,826	310,589	324,983
-2B	126,334	153,654	162,108	171,374
-3B	51,827	59,623	59,623	59,623
-6B	527,949	824,469	824,469	824,469
- OC4	76,785	101,365	107,082	110,177
GLP	256,641	434,751	592,085	598,864
DIESEL	70,005	93,816	96,075	101,410
QUEROSENE	14,951	41,050	41,156	41,272
PROPANO	5,177	40,591	40,594	40,598
COMBUSTÍVEIS GASOSOS	1.618,512	2.793,593	3.314,706	3.404,223
GÁS NATURAL	1.086,232	2.307,421	2.826,241	2.912,894
GÁS DE NAFTA	28,725	28,196	30,489	31,828
GÁS DE REFINARIA	451,311	453,217	453,217	454,742
METANO	0	4,759	4,759	4,759
GÁS DE COQUERIA	52,244	0	0	0
CARVÃO MINERAL	6,663	13,326	13,326	13,326
BIOMASSA	633,995	782,634	1.060,612	1.094,377
LENHA	631,052	779,384	1.056,997	1.090,217
CARVÃO VEGETAL	131	340	341	341
ETANOL	2,812	2,910	3,274	3,819
ELETRICIDADE	763,685	833,561	873,129	916,004
A2	482,569	523,829	543,050	565,722
A3	1,379	0	0	0
A4	279,737	309,732	330,079	350,282
TOTAL	8.616.231	11.153.526	12.707.835	13.069.981

Apêndice VII - 40 Maiores Consumidores da Comgás
Agosto 1996 **CONSUMO (MIL M3/MES)**

COSIPA	21946
PQU	5382
SUZANO	3863
CISPER	3684
COPEBRÁS	3591
NADIR	2894
FIRESTONE	2687
GYOTOKU	2022
UNION CARBIDE	1939
ESTIRENO	1779
SANTISTA ALIMENTOS	1550
OXITENO	1433
WHEATON	1184
PIRELLI	1097
SANTA MARINA	979
PHILLIPS	867
POLIBRASIL	852
CORNING	822
NITROQUÍMICA	801
KLABIN	776
COPAS	721
UNIÃO	712
TOSTINES	614
PAPEL STA. THEREZINHA	580
FLITH	558
SANTANA	546
REF.ÓLEOS BRASIL	531
COLGATE	528
ADAMAS	528
FIRENZE	526
GENERAL MOTORS	520
CER. S.CAETANO	511
SUZANO	510
ANTARCTICA	496
DETEN	491
FAIRWAY	467
MET.PRADA	465
HOESCH	451
RHODIA	434
GEN.MOTORS (S.J.C.)	434
TOTAL	70771

Apêndice VIII - DEMANDA ECONÔMICA - REGIÃO METROPOLITANA DE SÃO PAULO
(m³/dia)

CIDADE	EMPRESA	DEMANDA 1995	TARIFA US\$/M ³	VENDAS US\$/DIA
			sicms	
MAUÁ	SUB-TOTAL	77860		11671,25
STO. ANDRÉ	SUB-TOTAL	635459		62060,16
SÃO CAETANO	SUB-TOTAL	8907		1718,69
DIADEMA	SUB-TOTAL	6155		1187,67
S.B.CAMPO	SUB-TOTAL	130640		22259,18
M.CRUZES	SUB-TOTAL	181723		28255,38
POÁ	SUB-TOTAL	16755		3233,03
	SUB-TOTAL	21030		3750,52
FERRAZ	SUB-TOTAL	24617		4750,08
OSASCO	SUB-TOTAL	22466		
GUARULHOS	SUB-TOTAL	351590		56742,00
EMBÚ	SUB-TOTAL	36667		
TABOÃO	SUB-TOTAL	9480		
BARUERI	SUB-TOTAL	26508		4705,27
S. PAULO	SUB-TOTAL	612202		101962,43
TOTAL		2162059		313671,66
PREÇO(R\$/M ³)		0,1451	US\$/MM BTU	3,89

Apêndice IX - DEMANDA ECONÔMICA E TARIFAS - INTERIOR- SÃO PAULO

MUNICÍPIO	M3/DIA 1995	TARIFA C/CMMS (US\$/M3)	TARIFA S/CMMS	VENDAS
1- VALE DO PARAÍBA				
MUNICÍPIO				
I - JACAREÍ				
TOTAL	432575			
II - PINDAMONHANGABA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	259852			
III- SÃO JOSE DOS CAMPOS	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	190624			
IV- GUARATINGUETÁ	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	90763			
V - TAUBATE	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	44893			
VI- APARECIDA DO NORTE	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	73196	0.164237	0.1432695	10486.755
VII - CRUZEIRO	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	72951			
VIII- CAÇAPAVA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	48451			
IX- LORENA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	39888	0.211569	0.1845588	7361.6821
XI- SANTA BRANCA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL VALE DO PARAÍBA	1259470			
2- REGIÃO DE CAMPINAS				
MUNICÍPIO				
I - CAMPINAS	1995	TARIFA (US\$/M3)	TARIFA S/CMMS	VENDAS
TOTAL	110625			0
II - SUMARÉ	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	196098			
III - AMPARO	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	97389			
IV- ITATIBA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL				
V- PAULINA	1995	TARIFA	TARIFAS	VENDAS
TOTAL	67148			
VI - RIO CLARO	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	77608			
VII - CAMPO LIMPO PAULISTA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	41287	0.164237	0.1432695	5915.1682
VIII- VINHEDO	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	34544			
IX- SANTA GERTRUDES	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	68021			
X- CORDEIRÓPOLIS	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	39660			
XI- ARARAS	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	37363			
XII- LEME	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	15394	0.214213	0.1868653	2876.6039
XIII- ITUPEVA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	14812	0.214213	0.1868653	2767.8483
XIV- VÁRZEA PAULISTA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	19038			
XV- SANTA BARBARA D OESTE	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	19319			
XVII- COSMÓPOLIS	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	16518			
XVIII- NOVA ODESSA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	15329			
XIX- VALINHOS	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	8417			
XX- JAGUARUNA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	32511	0.211569	0.1845588	6000.1917
XXI- LIMEIRA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	450907		0	0
XXII- AMERICANA	1995	TARIFA	TARIFA	VENDAS
TOTAL	248505		0	0

Apêndice IX

XXIII- MOGI-GUAÇU TOTAL	1995 736940	TARIFA	TARIFA	VENDAS 0
XXIV- JUNDIAÍ TOTAL	1995 236159	TARIFA	TARIFA	VENDAS 0
XXV- PORTO FERREIRA TOTAL	1995 1221106	TARIFA	TARIFA	VENDAS 22703,08
TOTAL REGIÃO CAMPINAS II	2790150			
3- REGIÃO DE SOROCABA				
MUNICIPIO	1995	TARIFA (US\$/M3)	TARIFA SICMS	VENDAS
I- GUAPIARA TOTAL	114895	0,164237	0,1432695	16460,95
II- SOROCABA TOTAL	123782			
III- ITU TOTAL	168884			
IV- SALTO TOTAL	57878			0
V- VOTORANTIM TOTAL	70575			
VI- ANGATUBA TOTAL	115910	0,164237	0,1432695	16606,369
VII- TATUI TOTAL	48086			0
VIII- PORTO FELIZ TOTAL	35131			
IX- ITAPETININGA TOTAL	7959	0,211569	0,1845588	1468,9036
X- MAIRINQUE TOTAL	158845	0,164237	0,1432695	22757,645
TOTAL REGIÃO DE SOROCABA	901945			
4- REGIÃO DA BAIXADA SANTISTA				
I - CUBATÃO TOTAL	493925			
5- REGIÃO NORTE - NORDESTE				
I - MATÃO TOTAL	186116			
II - LUÍZ ANTONIO TOTAL	189528	0,164237	0,1432695	27153,583
III - ARAÇATUBA TOTAL	66732			
TOTAL NORTE/NORDESTE	442376			956494,28
TOTAL INTERIOR(M3/DIA)	5887866			
PREÇO DA CESTA(US\$/m3)				0,1625
(US\$/MM BTU)				4,35
COM DESCONTO 22%				3,27

