

INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DO FORNECIMENTO  
DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO E A QUALIDADE DO GÁS

Ricardo Martins Nery

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

Aprovada por:

---

Prof. Alberto Gabbay Canen, D.Sc.

---

Prof. Paulo Oswaldo Boaventura Netto, Dr. Ing

---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

---

Prof. Paulo Afonso Lopes da Silva, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2008

NERY, RICARDO MARTINS

Indústria do Gás Natural no Brasil: Análise do  
Fornecimento de Gás Natural Liquefeito e a  
Qualidade do Gás [Rio de Janeiro] 2008

X, 113 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Engenharia de Produção, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE

1. Gás Natural
2. Brasil
3. GNL
4. Qualidade

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

## **Agradecimentos**

A meus pais, pela educação dada e o carinho de sempre.

À minha esposa Carla, pelo carinho e compreensão pelos momentos de ausência.

Às minhas filhas Camila e Carolina, por me darem a alegria de seguir na batalha.

À PETROBRAS, na figura da Gerente Geral Luciana Rachid, que me ofereceu a oportunidade e o suporte para o treinamento.

Ao professor e orientador Alberto Gabbay Canen, pelos conselhos e informações enriquecedoras, e por sua grande compreensão, que me deram o apoio fundamental para realizar este trabalho.

Aos amigos Luis, Jomar, Graziela e Eric, que contribuíram na coleta de dados e sempre estiveram dispostos a darem a sua ajuda, amigavelmente.

**A eles, minha profunda gratidão.**

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

INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DO FORNECIMENTO  
DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO E A QUALIDADE DO GÁS

Ricardo Martins Nery

Junho/2008

Orientador: Alberto Gabbay Canen

Programa: Engenharia de Produção

Este trabalho desenvolve uma análise da indústria do gás natural, partindo-se de uma visão mundial, até chegarmos à realidade brasileira. Valendo-se de análises sobre as condições de oferta, transporte, distribuição e consumo, este trabalho busca trazer informações sobre a ascensão da Indústria de Gás Natural no Brasil. Além disso, apresenta uma das principais tendências do mercado nacional, a inserção do Gás Natural Liquefeito (GNL). A dissertação, também, desenvolve uma análise comparativa da qualidade do gás natural proveniente de diversos fornecedores de gás natural nesta modalidade e o que está previsto na legislação brasileira.

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

BRAZILIAN NATURAL GAS INDUSTRY: THE ANALISYS OF LIQUEFIED  
NATURAL GAS SUPPLY AND THE QUALITY OF THIS GAS

Ricardo Martins Nery

June/2008

Advisor: Alberto Gabbay Canen

Department: Production Engineering

The present study undertakes a natural gas industry analysis beginning from a worldwide approach up to the Brazilian reality. By making use of analysis on the offer transportation, distribution and consumption conditions, it seeks to analyze the rising of the natural gas industry in Brazil. Furthermore, it presents one of the major national market trends, which is the liquefied natural gas (LNG) insertion. A comparative analysis of the quality of natural gas relative to different sources in this modality is also presented in this work, as well as a description of what is expected in the Brazilian legislation (Brazilian law).

## Índice

1.	Introdução.....	1
2.	Gás Natural.....	6
2.1.	Revisão Bibliográfica.....	6
2.2.	O Produto Gás Natural.....	9
2.2.1.	<i>Características</i> .....	11
2.2.2.	<i>Vantagens</i> .....	13
2.2.3.	<i>Usos do Gás Natural</i> .....	17
3.	Indústria do Gás Natural no Mundo.....	20
3.1.	Reservas Mundiais.....	21
3.2.	Mercado Mundial de Gás Natural.....	24
4.	Indústria do Gás Natural no Brasil.....	30
4.1.	Reservas Brasileiras.....	31
4.2.	Cadeia Produtiva.....	33
4.2.1.	<i>Produção e Oferta de Gás Natural</i> .....	35
4.2.2.	<i>Transporte de Gás Natural</i> .....	40
4.2.3.	<i>Distribuição do Gás Natural</i> .....	42
4.3.	Estrutura Regulatória e Aspectos Legislativos no Brasil.....	44
5.	Mercado Brasileiro de Gás Natural.....	49
6.	Gás Natural Liquefeito: A Qualidade do Gás.....	56
6.1.	Principais agentes da cadeia de GNL.....	59
6.1.1.	<i>Países Fornecedores de GNL e as respectivas especificações</i> .....	60
6.1.2.	<i>Países Compradores de GNL e suas Respectivas Regulações</i> .....	64
6.2.	GNL no Brasil.....	69

6.3. Especificação Brasileira para o GN.....	72
6.4. Análise dos dados .....	73
7. Conclusões e Recomendações .....	87
Referências Bibliográficas.....	91
Anexos .....	100
Anexo 1: Portaria ANP Nº 104, DE 8.7.2002 - DOU 9.7.2002 .....	100
Anexo 2: Regulamento Técnico ANP Nº 3/2002.....	106
Anexo 3: Cronograma de oferta crescente de energia até 2011 - Termo de Compromisso.....	113

## Índice de Figuras

Figura 1: Grau de maturidade no setor de gás natural.....	1
Figura 2: Crescimento da indústria de gás natural (1980-2004) .....	3
Figura 3: Comparativo da emissão de CO <sub>2</sub> .....	15
Figura 4: Emissão de dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio - SO <sub>2</sub> / NO <sub>x</sub> .....	15
Figura 5: Emissão de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados.....	16
Figura 6: Reservas mundiais de gás natural .....	23
Figura 7: Maiores consumidores mundiais de gás natural .....	26
Figura 8: Balanço entre reservas, produção e consumo de gás natural no mundo .....	27
Figura 9: Regiões com déficit de gás natural - 2020 .....	27
Figura 10: Identificação dos maiores processos de transferência de gás natural .....	28
Figura 11: Mapa das Bacias de Campos, de Santos e do Espírito Santo.....	32
Figura 12: Elos da cadeia produtiva .....	35
Figura 13: Evolução da produção e fornecimento de gás natural no Brasil .....	36
Figura 14: Evolução da importação de GN pela Petrobras .....	37
Figura 15: Importação de gás natural por empresas .....	39
Figura 16: Mapa do gasoduto Bolívia - Brasil .....	41
Figura 17: Mapa da malha de gasodutos de transporte de gás natural no Brasil.....	41
Figura 18: Esquema de transações na indústria do gás natural .....	44
Figura 19: Matriz energética brasileira.....	49
Figura 20: Participação do gás natural na matriz energética brasileira .....	50
Figura 21: Evolução do volume de gás natural comercializado pelas distribuidoras estaduais .....	52



Figura 22: Projeção de oferta de gás natural .....	54
Figura 23: Projeção de consumo de gás natural .....	55
Figura 24: Indicação das bacias do Atlântico, Oriente Médio e Pacífico.....	59
Figura 25: Países produtores de GNL .....	61
Figura 26: Países Importadores de GNL .....	65
Figura 27: Localização do Brasil frente ao mercado de GNL.....	69
Figura 28: Localização do terminal de regaseificação – Pecém-CE .....	70
Figura 29: Localização do terminal de regaseificação – Baía de Guanabara-RJ .....	71
Figura 30: Percentual de metano – Fornecedores x Portaria ANP .....	75
Figura 31: Percentual de etano – Fornecedores x Portaria ANP.....	76
Figura 32: Percentual de propano – Fornecedores x Portaria ANP.....	77
Figura 33: Percentual de butano – Fornecedores x Portaria ANP.....	78
Figura 34: Percentual de nitrogênio – Fornecedores x Portaria ANP .....	79
Figura 35: Índice de Wobbe (IW) – Fornecedores x Portaria ANP .....	80
Figura 36: Poder Calorífico Superior (PCS) – Fornecedores x Portaria ANP .....	81
Figura 37: Desempenho da combustão em função do Índice Wobbe .....	84
Figura 38: Intercambialidade dos gases: IW e PCS – Fornecedores x Portaria ANP ....	85

## Índice de Tabelas

Tabela 1: Pesquisa de artigos e publicações sobre o tema da dissertação.....	6
Tabela 2: Pesquisa de teses e dissertações.....	8
Tabela 3: Composição típica do gás natural no Brasil .....	11
Tabela 4: Ranking mundial de produção de gás natural.....	25
Tabela 5: Crescimento das reservas (2002-2006).....	32
Tabela 6: Média diária do volume comercializado nas regiões.....	51
Tabela 7: Resumo das perspectivas dos principais agentes fornecedores de GNL.....	62
Tabela 8: Composição típica dos GNL's exportados .....	63
Tabela 9: Características físico-químicas dos GNL's exportados.....	63
Tabela 10: Descrição dos projetos de GNL.....	71



# 1. Introdução

Em mercados maduros, como EUA, Inglaterra e outros países europeus, onde a demanda por gás natural já está consolidada, o crescimento do mercado pode ser considerado vegetativo. A preocupação atual destes mercados está na manutenção e procura de novas fontes e formas de suprimento. A Petrobras (2005) apresenta uma comparação do grau relativo de maturidade do setor em diversos mercados, é a média aritmética de quatro sub-índices<sup>1</sup>: (i) penetração do gás natural na matriz energética; (ii) extensão e densidade da rede; (iii) grau de diversificação setorial do consumo do gás natural; e (iv) número de participantes no setor, que pode ser verificada na Figura 1. O índice de maturidade tem característica adimensional servindo apenas como ordenamento do grau de maturidade da indústria do gás natural dos países selecionados

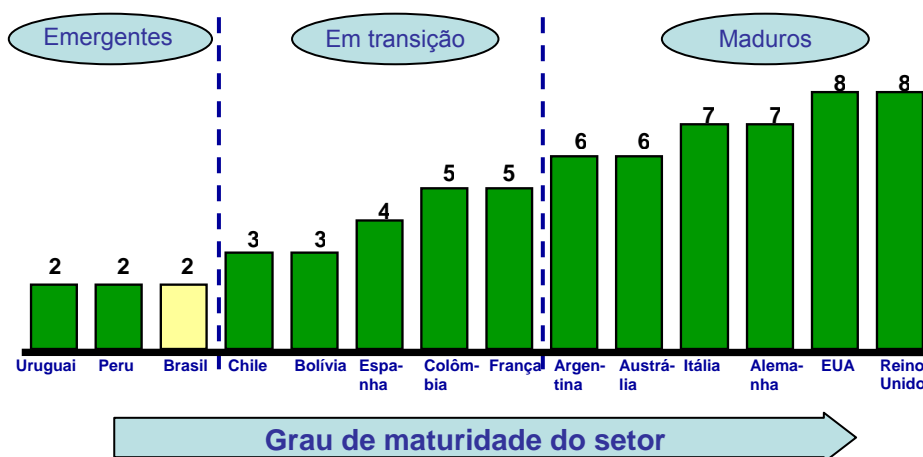


Figura 1: Grau de maturidade no setor de gás natural

Fonte: Petrobras (2005)

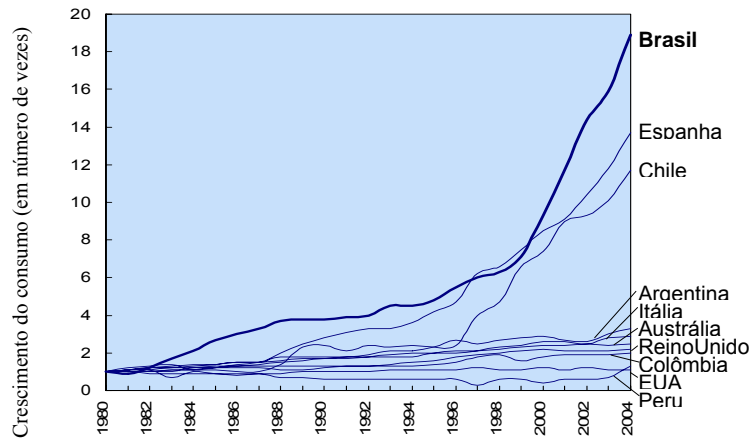
<sup>1</sup> Em cada sub-índice o país que possui o maior valor recebe o parâmetro 10, os demais são acertados através de uma regra de três. Ao final deste processo para cada sub-índice efetua-se a média aritmética de todos os sub-índices.

Podemos observar que nesta comparação o Brasil apresenta forte potencial futuro e muitas possibilidades de desenvolvimento da indústria do gás natural visto que esta indústria no país, ainda, tem muito a crescer tanto no que tange mercado com a entrada de novos agentes, bem como no desenvolvimento de infra-estrutura.

Contudo, o Brasil nunca compreendeu realmente as dificuldades inerentes à consolidação da indústria do gás natural, respaldado pela soberana nacional o país não estimulou a competição necessária a efetiva implementação desta indústria. Adicionalmente aos fatores descritos por Petrobras (2005), incluímos as diferentes barreiras culturais visto que a grande utilização de energia provém da energia elétrica; além de barreiras tecnológicas para o desenvolvimento de equipamentos mais eficientes; e as financeiras no que tange os investimentos que afastaram o consumidor brasileiro deste energético, fazendo com que a indústria de gás natural no país seja incipiente.

Os grandes marcos iniciais da comercialização deste combustível foram estabelecidos a partir da década de 1980 com a comercialização do gás produzido na Bacia de Campos (RJ), para os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo, e a implantação do gasoduto “Nordestão”, que liga as reservas do Rio Grande do Norte e do Ceará ao mercado do Nordeste. Outro marco importante foi a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) no final da década de 1990.

Porém, transformações importantes ocorreram ao longo dos últimos anos. Motivado por um momento em que se desejava elevar a participação deste combustível na matriz energética brasileira, associada a sua grande abundância e ao seu baixo custo, e por condições ambientais que poderiam tornar este energético insubstituível do ponto de vista do consumidor, o setor de gás natural brasileiro alcançou um grande êxito em sua trajetória de expansão, conforme visto na Figura 2.



Consumo de GN: Índice (base=1980)

**Figura 2: Crescimento da indústria de gás natural (1980-2004)**

**Fonte: Petrobras (2005)**

A trajetória crescente – 1790% (média de 13% ao ano) no período de 1980 a 2004 é bastante significativa se comparada aos demais mercados, principalmente os emergentes (Petrobras, 2005). Entretanto, no mercado brasileiro, a importação de gás natural ainda se faz necessária. A capacidade de produção de gás natural não é suficiente para atender ao mercado. Desta forma, além da importação do gás boliviano, a tendência é que se introduza o gás natural liquefeito (GNL) no mercado nacional.

Valendo-se de análises sobre as condições de oferta, transporte, distribuição e consumo de gás natural no Brasil e no mundo, os objetivos deste estudo são, primeiro, fazer uma revisão bibliográfica e efetuar a consolidação de informações sobre a ascensão da indústria de gás natural no Brasil, apresentando conceitos, descrevendo sua formação e componentes estruturais de desenvolvimento histórico e dados de mercado. Em seguida, a dissertação visa, por meio de uma análise, avaliar a qualidade do gás natural dos potenciais fornecedores de GNL para o mercado brasileiro de gás natural, comparando-os com a legislação brasileira, apresentada pela Portaria ANP N° 104 (ANP, 2002), Anexos 1 e 2. Por outro lado, a dissertação não

efetua uma análise comparativa do gás natural frente a outros energéticos, tais como óleo combustível, óleo diesel, dentre outros. Este estudo é motivado por estar trabalhando nesta área de gás natural há alguns anos, acompanhando de perto a evolução deste mercado.

Pedrao (2005) afirma que para efetuar uma análise deve se abranger os aspectos da cadeia de suprimento, bem como tratar dos aspectos relativos à integração dos planos macro e micro. Deste modo, a análise deste estudo parte de um ambiente macro, com uma visão do gás natural no mundo, e posteriormente afinando a análise até o mercado brasileiro; neste ponto, focando especificamente no mercado de GNL a ser inserido no Brasil.

A revisão bibliográfica apresentada ao longo desta dissertação aproveitou diversas origens com dados disponibilizados por empresas atuantes no setor, como, por exemplo, a Petrobras, a British Petroleum, companhias distribuidoras estaduais, além de outras literaturas publicadas e outras divulgadas na internet. A internet foi uma boa aliada na consulta de temas e no aprofundamento de algumas questões.

Desta forma, o Capítulo 2 apresenta uma pesquisa sobre o tema da dissertação em algumas bases de dados (Emerald, Scopus, Web of Science e Banco de Teses/Dissertações), além de introduzir o produto Gás Natural. Neste capítulo, o objetivo é verificar se podemos dizer que houve uma contribuição para o tema da dissertação, além de caracterizar o produto em questão apresentando algumas de suas características físico-químicas, vantagens e usos.

No ambiente macro, o Capítulo 3 aborda os conceitos globais sobre esta indústria no mundo, apresentando dados de suas reservas e seus principais mercados.

Ao afunilarmos a análise e aprofundarmos esta indústria para a realidade brasileira, o Capítulo 4 apresenta as nossas reservas, a cadeia produtiva no Brasil, com seus produtores, sua oferta, o sistema de transporte e de distribuição. Traz também uma breve visão da estrutura regulatória e os aspectos legislativos vigentes na atualidade.

O mercado brasileiro merece um capítulo à parte, visto que a realidade brasileira difere dos grandes mercados já consolidados na cultura de utilização deste produto. Assim, o Capítulo 5 apresenta o mercado nacional, sua realidade de consumo e projeções, que destacam a necessidade da inserção do gás natural Liquefeito (GNL) no Brasil para fechar o balanço entre oferta e demanda.

No Capítulo 6, introduzimos o conceito de GNL, seus principais agentes, países produtores e principais compradores. Também apresentamos o projeto de GNL no Brasil, com suas localizações e capacidades, além de efetuar uma análise da qualidade do gás natural, através de uma análise entre os fornecedores e o que a legislação brasileira admite. É nesta etapa do trabalho que a dissertação visa trazer uma contribuição ao verificar quais países produtores podem ser os potenciais fornecedores de GNL para o Brasil.

No Capítulo 7, apresentamos as conclusões sobre esta indústria, bem como da análise efetuada, e recomendações para que se possa discutir uma flexibilidade da legislação brasileira em uma esfera mais ampla e uma continuidade deste estudo.



## 2. Gás Natural

Este capítulo apresenta dois objetivos básicos: na primeira etapa do capítulo, o objetivo é verificar por meio de uma revisão bibliográfica, se podemos dizer que houve uma contribuição para o tema. Posteriormente, a dissertação visa introduzir o produto Gás Natural (GN) de forma a buscar uma caracterização deste combustível além de apresentar suas características, vantagens e usos.

### 2.1. Revisão Bibliográfica

Antes de aprofundarmos no produto Gás Natural (GN), verificamos se este trabalho pode apresentar uma contribuição. E isto é verificado ao efetuamos uma pesquisa no Portal Capes (2008) com o intuito de verificar a existência de algum material acadêmico que fazia referência ou tratava da análise de qualidade do gás natural fornecido no GNL. Utilizamos quatro bases de dados para realizar a pesquisa: (i) Emerald; (ii) Web of Science; (iii) Scopus; e (iv) Banco de Teses; todas elas disponibilizadas dentro do portal acima.

Nas três primeiras, utilizamos as seguintes palavras-chave para a pesquisa: “*Natural Gas*”, “*Brazil*”, “*LNG*” e “*Quality*”; por se tratar de bases de dados mundiais utilizaram-se palavras no idioma inglês. Desta forma podemos verificar na tabela abaixo os valores encontrados na pesquisa.

Palavras-Chave	EMERALD	WEB OF SCIENCE	SCOPUS
Natural Gas	3.909	33.511	59.109
Natural Gas + Brazil	344	1	526
Natural Gas + Brazil + LNG	4	0	43
Natural Gas + Brazil + LNG + Quality	4	0	1

**Tabela 1: Pesquisa de artigos e publicações sobre o tema da dissertação**

**Fonte: Portal Capes (2008)**

Verificamos na Tabela 1 que, quando utilizamos apenas a palavra-chave “*Natural Gas*”, encontram-se inúmeros artigos referentes ao assunto. Contudo, na medida em que aprofundamos a pesquisa e introduzimos a palavra-chave “*Brazil*”, verificamos uma queda significativa do número de publicações sobre o assunto “Gás Natural no Brasil”. Na base de dados *Web of Science* apenas uma publicação despontou, efetuando-se a verificação do assunto através do *abstract*. Constatou-se que esta publicação tratava da construção de redes de otimização para estocagem em minas (Brazil et al., 2007). Desta forma, nesta base dados, descartamos a existência de uma publicação que faça referência à análise comparativa de fornecedores de GNL e a legislação brasileira.

Porém ainda sobra um número significativo de publicações. Incluímos a palavra “*LNG*” para chegar a um estreitamento da análise. Podemos verificar a existência de poucas publicações com estas palavras-chave, quatro na base *Emerald* e 43 na base *Scopus*. Quando efetuamos a inclusão da última palavra-chave, “*Quality*”, verificamos que na base *Emerald* repetiram-se as mesmas quatro publicações, a saber: Oliveira (2007), Pathak et al. (2000), Rolls Royce (1978) e May (2004); na base *Scopus*, houve a redução para apenas uma publicação, Shell (2000).

Da mesma forma que realizamos a análise na base *Web of Science*, efetuamos a análise dos textos através dos seus *abstracts* nas outras bases de dados. Na *Emerald*, das quatro publicações restantes, nenhuma delas efetua a análise proposta nesta dissertação como estudo de caso. Contudo, uma análise do texto de Oliveira (2007) foi efetuada de forma mais criteriosa, em que se apresenta uma visão de integração energética, partindo do Brasil. As demais não fazem referência alguma ao mercado brasileiro de gás natural e a introdução do GNL no país: Pathak et al. (2000) abordam o mercado indiano e o que os investidores devem saber para atuar na Índia; Rolls Royce (1978) apresenta um relatório sobre os motores e turbinas fabricados pela

empresa; e May (2004) apresenta o setor automotivo na Europa. Já para a base de dados *Scopus*, a única publicação restante, Shell (2000), faz referência a um comunicado da empresa sobre troca de ações.

No caso de teses/dissertações, utilizamos as seguintes palavras-chave para a pesquisa: “*Gás Natural*”, “*Brasil*”, “*GNL*” e “*Qualidade*”. Desta forma, pudemos verificar na tabela abaixo as quantidades de publicações encontradas na pesquisa.

<b>Palavras-chave</b>	<b>Número de Teses e Dissertações</b>
Gás natural	731
Gás natural + Brasil	217
Gás natural + Brasil + GNL	3
Gás natural + Brasil + GNL + Qualidade	0

**Tabela 2: Pesquisa de teses e dissertações**

**Fonte: Portal Capes (2008)**

De forma semelhante ao que ocorreu nas outras bases de dados, quando efetuamos a pesquisa utilizando a palavra-chave “Gás Natural”, encontramos inúmeras publicações. Contudo, à medida que evoluímos na pesquisa com a inclusão das demais, chegamos a três documentos contendo as palavras-chave “Gás Natural”, “Brasil” e “GNL”, Manoel (2006), Neto (2005) e Reis (2006). Quando inserimos a última palavra-chave, “Qualidade”, não foi apontada nenhuma tese ou dissertação que efetuasse a comparação proposta neste trabalho.

Analisando as três teses/dissertações através de seus *abstracts*, verificamos que realmente todas elas efetuam uma análise sobre o gás natural no Brasil e citam o GNL como uma fonte de suprimento para o mercado brasileiro. Manoel (2006) aborda os aspectos regulatórios e os modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás natural a granel (gás natural comprimido e gás natural liquefeito no Brasil). O trabalho discute o processo de mudança jurídico-regulatória sofrida pelo mercado de gás natural no Brasil, destacando o crescimento do mercado de distribuição a granel

de gás, por meio dos modais citados acima. Neto (2005) apresenta a introdução do GNL para suprimento interno e exportação, efetuando a comparação deste modal com os gasodutos, procurando avaliar se a opção de desenvolvimento do mercado doméstico atrelada a um projeto de exportação de gás natural liquefeito produzido no Brasil é financeiramente mais adequada do que a alternativa via gasodutos para atendimento. Finalmente, Reis (2006) apresenta em seu trabalho a construção de cenários logísticos para a indústria de óleo e gás no Brasil, partindo da metodologia de cenários das escolas americana e francesa para traçar os cenários de como se encontra essa indústria atualmente, até como estará no ano de 2015.

Portanto, é possível afirmar que nenhuma delas compara a especificação do gás natural fornecido pelos produtores de GNL com a especificação exigida pela legislação brasileira.

## **2.2. O Produto Gás Natural**

Desta forma podemos dar continuidade deste capítulo que visa introduzir o produto Gás Natural (GN) de forma a buscar uma caracterização deste combustível, que será utilizado neste trabalho, além de apresentar suas características, vantagens e usos. Há várias caracterizações para este produto; em cada elo desta indústria as empresas propõem uma caracterização.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2008a) define este energético como todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e raros.

Já para a Petrobras (2008b), o termo significa mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais.

Quanto à visão das companhias distribuidoras, a ALGÁS (2008) — Gás de Alagoas S.A. —, além de definir o produto como uma mistura de hidrocarbonetos, afirma também que o gás natural é um combustível fóssil constituído predominantemente por metano, apresentando algumas de suas características físico-químicas, como, por exemplo, a de não ter cor nem cheiro, e ser mais leve que o ar.

Outra visão de companhia distribuidora é a da CEG (2008), enfatizando sua origem, destacando que procede da decomposição da matéria orgânica espalhada entre os extratos rochosos.

Já a visão de uma instituição de ensino, o CTGÁS (2008) – Centro de Tecnologia do Gás –, esboça uma caracterização mais precisa e completa. Define que são compostos só por hidrogênio e carbono, além de ser parafínicos leves, contendo predominantemente metano, etano, propano e outros componentes de maior peso molecular (podendo chegar à faixa do C 12+, dependendo da sua origem).

Dentre todas as caracterizações extraídas de agentes produtores, órgãos reguladores, companhias distribuidoras e instituições de ensino, destacam-se alguns pontos comuns e relevantes para uma caracterização do GN: hidrocarboneto, origem fóssil, predominância de metano, localizado no subsolo.

Para este trabalho, propomos que este produto possa ser simplesmente entendido como uma mistura de hidrocarbonetos de origem fóssil, constituído predominantemente por metano, e que nas condições normais de temperatura e pressão permanece no estado gasoso.

O gás natural se apresenta na natureza, acumulado em rochas no subsolo, de forma isolada ou em solução no óleo. Quando ele é encontrado acompanhado por petróleo, é chamado de gás associado. Quando é encontrado isolado, chama-se gás não-associado.

### 2.2.1. Características

Quanto às características físico-químicas do gás natural, sua composição é predominantemente de metano (CH<sub>4</sub>); devido a essa predominância, todas as análises físicas e termodinâmicas podem ser realizadas como se ele fosse o único gás presente na mistura, sem comprometimento dos resultados, como tem mostrado a prática. Santos et al. (2002) apresentam a Tabela 3 com a composição típica do gás natural no Brasil, associado e não-associado, e o gás natural processado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Elementos	Associado <sup>1</sup>	Não-Associado <sup>2</sup>	Processado <sup>3</sup>
<b>Metano</b>	81,6	85,5	88,6
<b>Etano</b>	9,2	8,3	9,2
<b>Propano</b>	5,1	3,1	0,4
<b>I-Butano</b>	0,9	0,5	-
<b>N-Butano</b>	1,5	0,9	-
<b>I-Pentano</b>	0,3	0,2	-
<b>N-Pentano</b>	0,3	0,2	-
<b>Hexano</b>	0,2	0,2	-
<b>Heptano e Superiores</b>	0,1	0,1	-
<b>Nitrogênio</b>	0,5	0,5	1,2
<b>Dióxido de Carbono</b>	0,4	0,6	0,6
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Densidade</b>	0,7	0,7	0,65
<b>PCS [kcal/m<sup>3</sup>]</b>	10.941	10.580	9.549

1 Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos (RJ).

2 Gás do campo de Miranga, (BA).

3 Saída da UPGN de Candeias (BA).

**Tabela 3: Composição típica do gás natural no Brasil**

**Fonte: Santos et al. (2002)**

Percebemos que a composição dos gases varia de campo para campo, de acordo com sua origem, pelo fato de estar associado ou não ao óleo, e pelo processamento realizado nas unidades específicas. As alterações realizadas nas unidades de processamento são para adequar a composição do gás natural à legislação brasileira, que será mostrada mais adiante.

A densidade inferior à do ar, seu baixo ponto de vaporização e o limite de inflamabilidade em mistura com o ar superior a outros gases combustíveis são importantes características do gás natural. Como a densidade relativa do gás natural é inferior a 1,0, torna este gás mais leve que o ar. O ponto em que ocorre a mudança de fase do estado líquido para o gasoso a uma certa combinação de temperatura e pressão é denominado Ponto de Vaporização. À pressão atmosférica, a vaporização do gás natural ocorre à temperatura de (-162) °C.

Através de uma porcentagem mínima e máxima de gás combustível em composição com o ar podemos definir os limites de inflamabilidade. Estas porcentagens é que determinam o ponto em que a mistura não irá inflamar-se e permanecer em combustão. CQ (2008) descreve:

“O limite inferior representa a menor proporção de gás em mistura com o ar que irá queimar sem a aplicação contínua de calor de uma fonte externa. Em proporções menores ao limite inferior, a combustão cessa quando interrompida a aplicação de calor. O limite superior é a proporção de gás na mistura a partir da qual o gás age como diluente e a combustão não pode se autopropagar. Para o Gás Natural, os limites de inflamabilidade inferior e superior são, respectivamente, 5% e 15% do volume”.

Todas estas características remetem a uma vantagem para o gás natural – a segurança.

Contudo, Santos *et al.* (2002) ressaltam outras características, tais como o gás natural ser inodoro, incolor e, por ser um produto inflamável, requerer alguns cuidados no seu manuseio e transporte. Por estes fatores, o gás natural requer que haja a adição de compostos à base de enxofre para facilitar sua identificação.

Quanto às características comerciais do gás natural, Melo (2002) expõe o combustível como fonte de energia de uso amplo, que pode ser aplicado em diversos processos, que vão desde a cocção até a geração de energia elétrica.

### **2.2.2. Vantagens**

O gás natural compete permanentemente com outras fontes energéticas (derivados de petróleo, hidroeletricidade, energia eólica, nuclear, bioenergéticos e outras) para conquistar a preferência dos consumidores. Esta competição é acirrada uma vez que os derivados de petróleo já são amplamente utilizados em vários segmentos. A hidroeletricidade é um energético essencial por sua abundância, baixo custo e larga base instalada de equipamentos. E os bioenergéticos são fontes alternativas que também oferecem custo reduzido como vantagem.

Porém, as vantagens do gás natural estão relacionadas a: Eficiência (combustão completa, partidas e paradas instantâneas, alimentação automática, controle do processo, queima direta, dispensa do aquecimento); Qualidade/Segurança (melhor ajuste de vazão e temperatura, queima direta sem impurezas, maior vida útil dos equipamentos, já que, por ser mais leve que o ar, não se acumula no ambiente); Meio Ambiente (menores restrições ambientais, redução do volume de investimentos em



controle de emissões, não emite cinzas, dispensa o tratamento de efluentes, não elimina compostos de enxofre) e Economia (manutenção, pagamento após consumo, maior valor agregado ao produto, não requer armazenagem – é consumido imediatamente quando de sua entrega ao consumidor final).

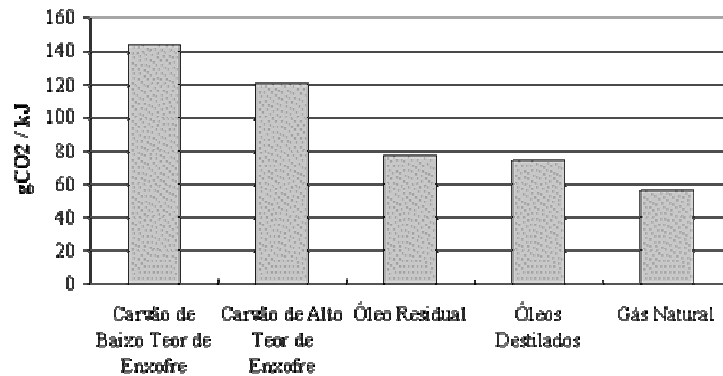
O gás natural, além de realizar processos de alta eficiência, desde a combustão até a aplicação, independe de equipamentos diversos de preparação que reduz os custos de instalação e de operação dos sistemas de atendimento. A alta qualidade do gás natural como energético é decorrente de suas propriedades físico-químicas. O gás natural como um produto comercial é limpo de impurezas e com baixo índice de compostos sulfurosos. Os gases resultantes de sua combustão podem entrar em contato direto com produtos e processos sem contaminá-los, aumentando a vida útil dos equipamentos e reduzindo os custos de manutenção. (GASNET, 2007)

Devido ao seu estado gasoso, que propicia um nível de controle nos processos de combustão, o gás natural garante a elevada qualidade de produtos e processos mais sofisticados. Em alguns casos, a promoção de uma atmosfera oxidante ou redutora (sem oxigênio livre) no ambiente de processos é desejada, e a aplicação de uma chama oxidante e redutora a gás atende à necessidade. (GASNET, 2007)

A sintonia ecológica do gás natural é a maior entre os combustíveis. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera em caso de vazamento. O gás natural está entre os energéticos que têm menor potencialidade para impactar o meio ambiente. Santos et al. (2002) destacam que o gás natural tem uma vantagem significativa no que tange ao problema do efeito estufa. A substituição de outros combustíveis pelo gás natural provoca grande redução da emissão de CO<sub>2</sub>, devido ao estado gasoso do gás natural e ao fato de sua combustão se processar da forma mais completa.

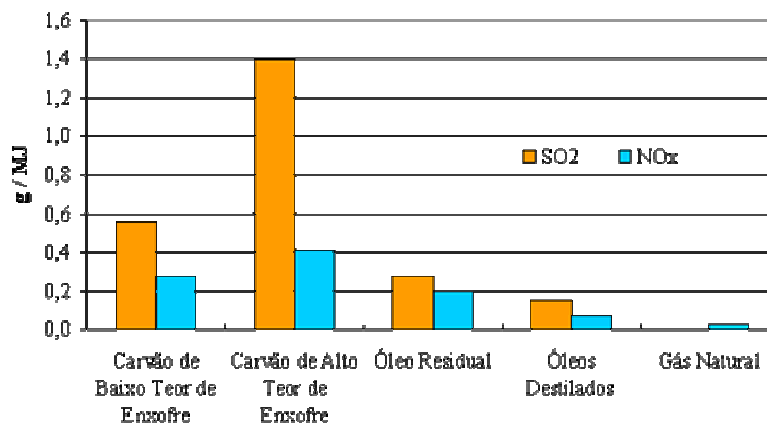
A ausência ou a baixa quantidade de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de  $\text{SO}_x$ , gás que contribui para a chuva ácida e com a menor taxa de emissão de  $\text{NO}_x$ , gás que ataca a camada de ozônio, entre os combustíveis (GASNET, 2007).

Para mostrar a eficiência do gás natural quanto à queima e suas baixas emissões, uma comparação das emissões de diversos combustíveis utilizados em uma caldeira é apresentada como referência nas Figuras 3, 4 e 5.



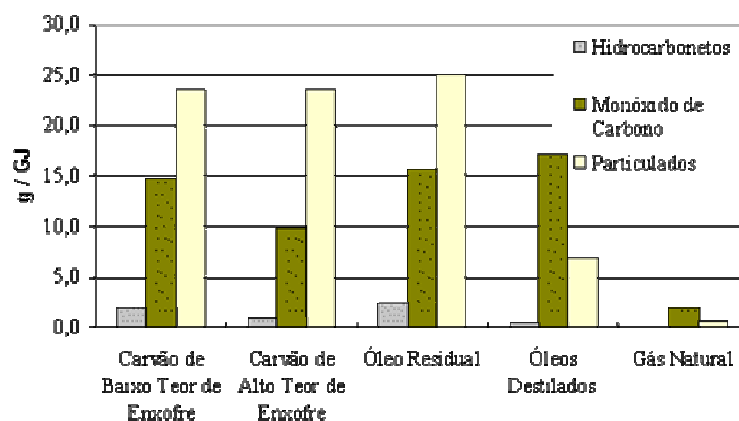
**Figura 3: Comparativo da emissão de  $\text{CO}_2$**

Fonte: GASNET, 2007



**Figura 4: Emissão de dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio -  $\text{SO}_2$  /  $\text{NO}_x$**

Fonte: GASNET, 2007



**Figura 5: Emissão de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados**

Fonte: GASNET, 2007

Ao analisarmos as emissões provocadas pelo gás natural frente aos outros combustíveis, mais utilizados na indústria, verificamos que o gás natural é sem dúvida alguma a melhor opção para a queima em caldeira e em outros processos industriais. Além disso, percebe-se que, após todos estes aspectos de vantagens ambientais, o gás natural pode ser considerado um combustível ecologicamente correto, devido a sua sintonia com o meio ambiente e os benefícios que pode trazer, sem que haja um comprometimento do crescimento econômico daqueles que usam o gás natural como combustível.

O gás natural é, em geral, uma energia econômica que privilegia o desenvolvimento tecnológico e favorece o alcance de maiores eficiências. Além do custo real, o gás natural sempre ofereceu uma razão preço/qualidade muito inferior à dos outros energéticos. Portanto, é uma energia necessariamente mais econômica. (GASNET, 2007)

Pelo exposto, apresentado até o momento, em termos de qualidade, os benefícios oferecidos pelo gás natural fazem com que seja a escolha econômica natural. Contudo, esta opção nem sempre se torna verdadeira, visto que os consumidores

estão mais sensíveis ao preço dos combustíveis do que aos benefícios que tornam o gás natural um produto *premium*.

### **2.2.3. Usos do Gás Natural**

A versatilidade, citada em Santos et al. (2002), é uma das grandes vantagens do gás natural. Ele pode ser utilizado como: (i) combustível para geração de calor; (ii) geração e cogeração de eletricidade; (iii) geração de força motriz; (iv) matéria-prima nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica e de fertilizantes; e (v) como substituto de gasolina e álcool no setor automotivo.

O consumo de gás natural acontece em diversos setores. Destacamos os setores industriais, automotivos, residenciais, comerciais e termelétricos. Utilizado na maioria das vezes como combustível no setor industrial, o gás natural, que proporciona uma combustão limpa, isenta de agentes poluidores, é ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como, por exemplo, a indústria de cerâmica e a fabricação de vidro e cimento. O gás natural também pode ser utilizado como redutor siderúrgico na fabricação de aço e, de formas variadas, como matéria-prima: na indústria petroquímica, principalmente para a produção de metanol, e na indústria de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia. (PETROBRAS, 2008b)

Nos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, o gás natural é largamente utilizado em residências para aquecimento de chuveiros e acendimento de fogões; contudo, a escolha do gás natural como combustível não se restringe apenas a estes exemplos. A gama de usos pode ser ampliada se o combustível for utilizado, por exemplo, em saunas, aquecimento de piscinas, secadoras de roupa e aquecedores de ambiente.

A Petrobras (2008b) ressalta que a opção pelo gás natural criou um mercado em franca expansão, especialmente nos grandes centros urbanos do país. Percebemos que companhias distribuidoras estaduais, como CEG, ALGAS, COMGÁS, entre outras, têm investido na ampliação de suas redes de distribuição para atender a este setor. Contudo, a experiência de estar atuando no segmento me mostra que, para atender a este segmento de mercado, as companhias devem fazer investimentos expressivos nas conversões e adaptações nas residências; no entanto, a demanda, em termos de volume, não é expressiva, visto que em média uma residência consome 0,5 m<sup>3</sup>/dia.

O gás natural recebe o nome de "gás natural veicular" (GNV) ao substituir a gasolina e o diesel em automóveis, ônibus e caminhões. Neste segmento, o gás natural apresenta algumas vantagens, por apresentar uma combustão completa, conseqüentemente não provocando resíduos de carbono nas partes internas do motor. Desta forma, aumenta a vida útil do motor e o intervalo de troca de óleo e reduz significativamente os custos de manutenção. (Petrobras, 2008b)

Mas o gás natural veicular não gera apenas vantagens econômicas. Também é uma boa opção nos centros urbanos, podendo ajudar na diminuição da poluição ao emitir uma menor quantidade de poluentes do que na queima da gasolina, álcool ou diesel. Santos et al. (2002) verificam que há importantes reduções de monóxido e dióxido de carbono ao substituir gasolina ou álcool por gás natural.

O segmento comercial possui aplicação semelhante ao setor residencial; o gás natural pode ser usado para climatização de ambientes, produção de água quente e cocção. Por isso, a variedade de usuários abrange desde hotéis a restaurantes, passando por hospitais, creches, lavanderias e escolas. Alguns edifícios comerciais de grande porte, como *shopping centers*, hospitais e universidades, também podem adotar o ar-

condicionado central a gás natural, ganhando flexibilidade e competitividade energética. (Petrobras, 2008b)

Com o objetivo de contribuir para assegurar o suprimento de energia elétrica nos próximos anos, verificamos que o gás natural tem sido utilizado como um dos combustíveis nas usinas termelétricas. Nas turbinas termelétricas, combinado com caldeiras recuperadoras de calor, o gás natural pode ter dupla função: (i) geração de energia elétrica; (ii) e produção de vapor. O processo de se gerar energia e vapor ao mesmo tempo tem o nome de cogeração e, por sua segurança operacional e economia, vem sendo utilizado por diversas indústrias no país e no mundo. (GASPETRO, 2000).

Apesar de o gás natural variar de campo para campo, de acordo com a origem ou pelo processamento em unidades industriais, suas vantagens e utilizações são, basicamente, comuns na maioria dos países do mundo. Vejamos como se encontra a indústria de gás natural no mundo e em seguida no Brasil. O capítulo seguinte visa apresentar como se comporta a indústria de gás natural no mundo, suas reservas, os principais produtores e seus principais mercados.

### 3. Indústria do Gás Natural no Mundo

A história do consumo de gás natural no mundo apresenta vários relatos em locais diversos e em períodos históricos diferentes. Moraes (2003) relata alguns destes eventos, transcritos abaixo, pelo valor histórico que apresentam:

“A história apresenta que há registros antigos de que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 a.C. e que, na Pérsia, o combustível era utilizado para manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais. O Gás Natural já era conhecido na China desde 900 a.C., mas foi em 211 a.C. que o país começou a extrair a matéria-prima com o objetivo de secar pedras de sal.”

“Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado que era responsável pela iluminação de casas e ruas. O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, devido à invenção do queimador Bunsen e a criação de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890.”

“Já nos Estados Unidos, com a introdução de métodos e tecnologia necessários à construção de gasodutos, em 1821, entrou em operação o primeiro gasoduto com fins comerciais na cidade de Fredonia, no estado de Nova York, fornecendo energia aos consumidores para iluminação e preparação de alimentos.” (Moraes, 2003)

Esta breve apresentação da utilização do gás natural mostra que a evolução mundial gerada pelo desenvolvimento tecnológico também se fez acompanhar da evolução do consumo de gás natural.

Neste capítulo, conheceremos como o gás natural está distribuído, através de suas reservas, qual é o comportamento do mercado mundial, efetuando uma retrospectiva do consumo e conseqüentemente concretizando uma breve análise de como está projetado o mercado mundial de gás natural.

### **3.1. Reservas Mundiais**

Para que haja uniformidade de critérios sobre a divulgação das informações relativas às reservas de gás natural, elas devem estar de acordo com o Código Geral para Avaliação de Reservas, publicado pela Society of Petroleum Engineers (SPE).

Devemos entender reservas como os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperável a partir de uma data de referência. Ressalta-se que as estimativas desses valores incorporam grau de incerteza basicamente quanto às informações geológicas e de engenharia.

Em função destas características e necessidades, classificam-se reservas como:

**Reservas Provasdas** – aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;



**Reservas Prováveis** – aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

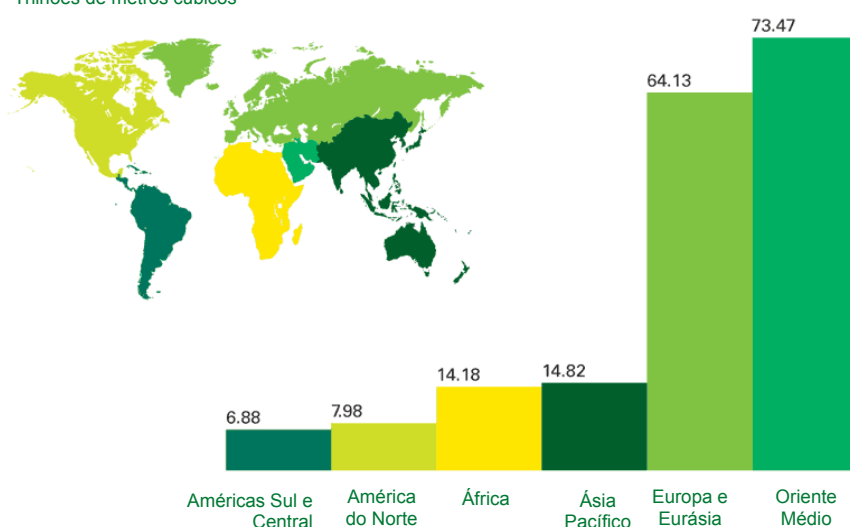
**Reservas Possíveis** – aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

**Reservas Totais** – representa o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis. (ANP, 2008b)

Desta forma, para que se possa analisar e comparar dados de forma mais concisa e coerente, adotaremos as reservas provadas como as reservas de referência neste trabalho.

As reservas mundiais de gás natural, segundo o relatório anual *Statistical Review of World Energy*, divulgado pela BP (2007), atingiram a marca de 181 trilhões de metros cúbicos (TCM), conforme podemos observar na Figura 6.

Reservas Provadas ao final de 2006  
Trilhões de metros cúbicos



**Figura 6: Reservas mundiais de gás natural**

Fonte: *BP Statistical Review, 2007*

Na figura acima, verificamos que a região que concentra a maior parte das reservas de gás natural é a do Oriente Médio, com cerca de 40% (73,47 trilhões de m<sup>3</sup>), destacando-se o Qatar, a Arábia Saudita e o Irã, como os que possuem as maiores reservas nesta região.

Em seguida, com aproximadamente 36% (64,13 trilhões de m<sup>3</sup>), a Europa e a Eurásia<sup>2</sup> possuem outra grande concentração de reservas. Dentro desta região, a Rússia é o que possui a maior jazida de gás natural, com 26% da reserva mundial.

As demais regiões não têm representatividade significativa. Com apenas 8% (14,82 trilhões de m<sup>3</sup>), a Ásia aparece como a terceira na concentração mundial de gás natural, encontrando-se grandes reservas na Indonésia e na Malásia. A África também possui 8% (14,18 trilhões de m<sup>3</sup>), com destaque para a Nigéria e a Argélia. Contudo, as reservas destes países são monetizadas através da exportação.

<sup>2</sup> Europa e Eurásia são consideradas como um único item pelo peso exercido pela Rússia.

Nas Américas, há uma concentração de cerca de 8% do gás natural. A América do Norte tem 4,4% (7,98 trilhões de m<sup>3</sup>) e as do Sul e Central, 3,8% (6,88 trilhões de m<sup>3</sup>); somadas, atingem o mesmo patamar da Ásia e da África. Os Estados Unidos e a Venezuela são os que possuem as maiores reservas da região.

### **3.2. Mercado Mundial de Gás Natural**

Uma retrospectiva da participação do gás natural na matriz energética mundial mostra que, nos últimos 20 anos, o percentual do gás natural passou de 16% em 1973 para 20,7% em 2005. No mesmo período, o petróleo reduziu sua participação em aproximadamente 24 pontos percentuais, atingindo um valor de 35% da matriz energética mundial em 2005. (MME, 2008)

Podemos observar nestes números que o gás natural, ao longo destes anos, tem sido considerado uma alternativa ao petróleo, visto que, neste período, o mundo passou por algumas crises do petróleo, como as que ocorreram nos anos de 1973<sup>3</sup>, 1979<sup>4</sup>, 1991<sup>5</sup> e 2008<sup>6</sup>.

Podemos verificar os mais recentes números do mercado mundial de gás natural na Tabela 4, que apresenta os principais produtores de gás natural, destacando-se a Rússia com 21% do *market share* de produção, vindo em seguida os Estados Unidos, com 18%.

---

<sup>3</sup> Devido ao apoio dado pelos Estados Unidos a Israel, os países árabes organizados na OPEP decidiram aumentar o preço do petróleo em mais de 300%.

<sup>4</sup> A crise política no Irã e a conseqüente deposição do xá Reza Pahlevi desorganizaram todo o setor de produção no Irã, com os preços aumentando em mais de 1000%.

<sup>5</sup> A Guerra do Golfo em 1991, depois que o Iraque invadiu o Kuwait, um dos maiores produtores de petróleo do mundo e o maior distribuidor dos Estados Unidos.

<sup>6</sup> Recente elevação dos preços do barril, ultrapassando o patamar de US\$ 140,00 por barril, devido basicamente a desvalorização do dólar.

Ranking	País Produtor	Volume [Bcm <sup>7</sup> ]	% Market Share
1	Rússia	612,1	21,3%
2	EUA	524,1	18,5%
3	Canadá	187,0	6,5%
4	Irã	105,0	3,7%
5	Noruega	87,6	3,0%
6	Argélia	84,5	2,9%
7	Inglaterra	80,0	2,8%
8	Indonésia	74,0	2,6%
9	Arábia Saudita	73,7	2,6%
10	Turquemistão	62,2	2,2%
21	Trinidad & Tobago	35,0	1,2%
24	Venezuela	28,7	1,0%
37	Brasil	11,5	0,4%

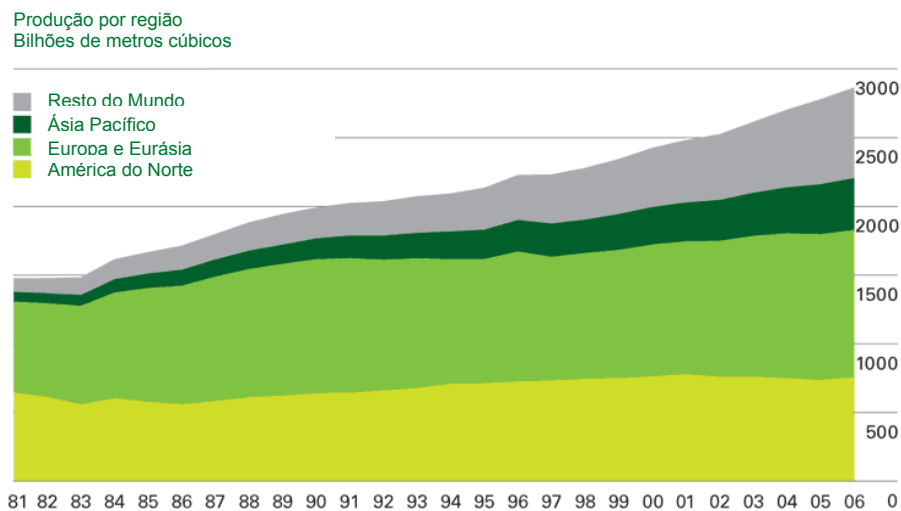
**Tabela 4: Ranking mundial de produção de gás natural**

*Fonte: BP Statistical Review, 2007*

Verificamos assim que a produção está concentrada em alguns países, como Rússia e Estados Unidos. Por outro lado, o grande consumo internacional de gás natural é restrito e localizado em algumas regiões, como observado na Figura 7, na qual podemos destacar as seguintes áreas:

- Estados Unidos e Canadá;
- Europa, com destaque para Inglaterra, Alemanha, Itália e Espanha;
- Ásia, onde se destacam Japão, China, Indonésia e Índia.

<sup>7</sup> Billion cubic meter = Bilhões de metros cúbicos



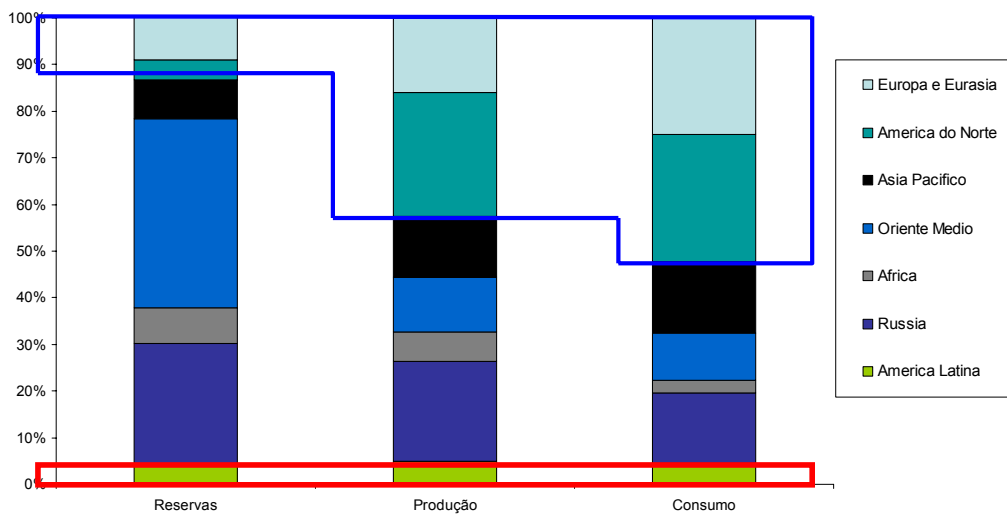
**Figura 7: Maiores consumidores mundiais de gás natural**

**Fonte: BP Statistical Review, 2007**

O crescimento econômico que as nações têm apresentado reflete no crescimento do consumo de gás natural. Na figura acima, verificamos que o consumo de gás natural cresceu cerca de 3% em 2006. Ao longo dos anos, o consumo deste energético tem crescido a uma média de 2,5%.

Comparando a produção e a demanda pelo gás natural, percebe-se que há uma defasagem entre a localização das reservas, os principais países produtores e os principais países consumidores. Neste cenário atual, há um desequilíbrio entre as regiões.

Como se pode observar na Figura 8, o atual contexto econômico mundial faz com que os que tenham elevadas reservas e as mais altas produções sejam os menores consumidores. Ou seja, as grandes potências necessitam de energia para movimentar sua economia, mas não possuem o combustível necessário. Em outras palavras, hoje quem tem o gás natural consome pouco e quem não o tem consome muito.

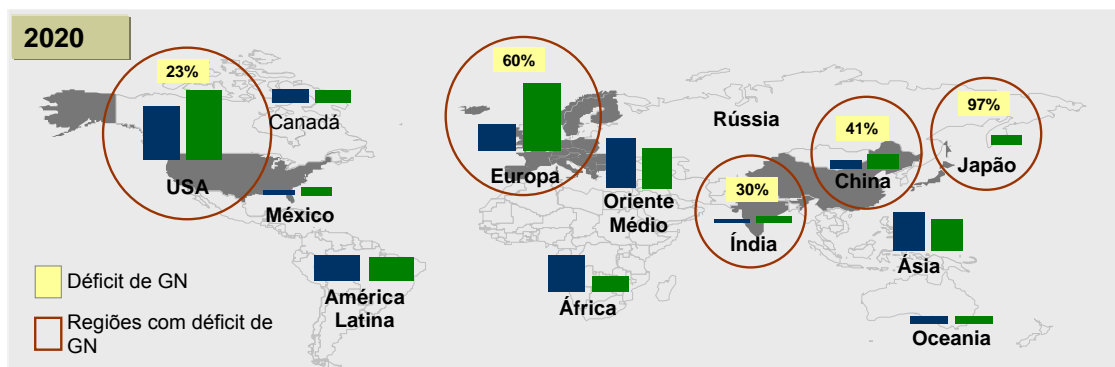


**Figura 8: Balanço entre reservas, produção e consumo de gás natural no mundo**

Fonte: Própria, com dados do BP Statistical Review, 2007

Enquanto isso, a América Latina apresenta uma “tranquila” estabilidade, conforme destacada na Figura 8. Entretanto, ao analisarmos de forma mais aprofundada, constatamos que as grandes reservas de gás natural desta região (Bolívia e Venezuela) se encontram distantes dos grandes centros consumidores – Brasil e Argentina, gerando os mesmos problemas que ocorrem nas outras regiões.

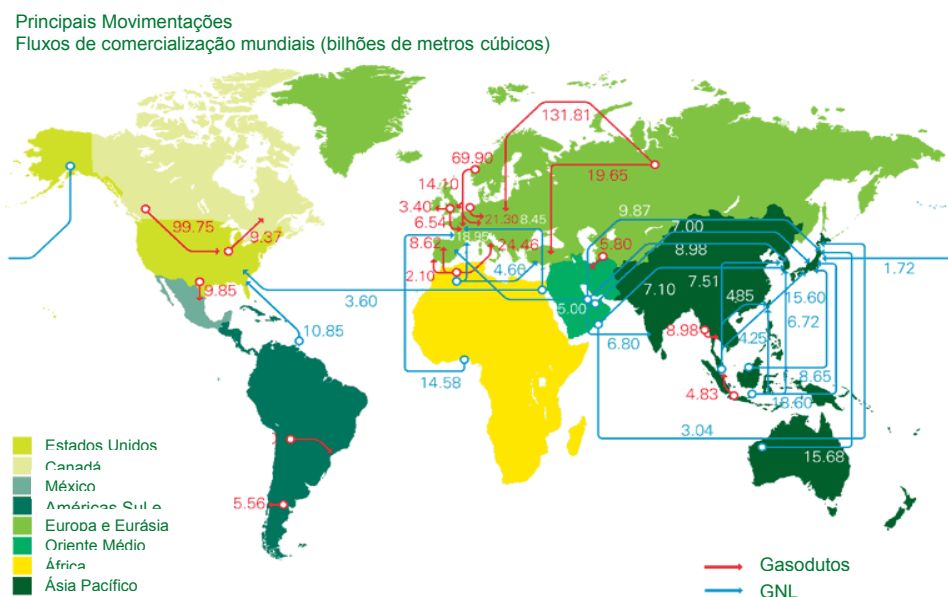
Esta percepção de desequilíbrio também acontece na projeção que EIA (2006) fez para 2020, que pode ser visualizada na Figura 9. EIA (2006) ainda utiliza o termo déficit em sua análise comparativa entre a produção e a demanda.



**Figura 9: Regiões com déficit de gás natural - 2020**

Fonte: EIA, 2006

Observamos, então, que, ao juntarmos o desequilíbrio apresentado na Figura 8, com as projeções de déficit apresentadas na Figura 9, além das tendências de desregulamentação e reestruturação da indústria, podemos justificar o aumento de transações comerciais e físicas de gás natural entre os países, conforme observado na Figura 10, onde são apresentados os fluxos de movimentações de gás natural através de gasodutos e de GNL.



**Figura 10: Identificação dos maiores processos de transferência de gás natural**

Fonte: *BP Statistical Review, 2007*

Vê-se que estas transações, além de contribuir para o crescimento mundial do comércio de gás natural, através do gás natural liquefeito, promovem a integração energética entre países vizinhos.

Santos et al. (2007) ressaltam que, em um estudo realizado pela Agência Internacional de Energia (EIA), com a análise do gás natural em dois cenários criados, a participação deste energético fica com cerca de 28% da matriz energética mundial. E esta análise do mercado global de energia mostra que o gás natural poderá ocupar,

até 2030, uma significativa fatia do mercado, em competição com o petróleo, carvão e a energia nuclear.

Casos esses cenários se confirmem, será necessário o desenvolvimento de infraestrutura adequada. Investimentos em unidades de produção, gasodutos, navios de gás natural liquefeito e inovações tecnológicas serão fundamentais. Haverá, ainda, a necessidade da formação de mão-de-obra qualificada para atender aos diversos segmentos do setor.

Afunilando a análise, após vermos o mercado mundial, o trabalho se propõe verificar a realidade brasileira. Para o mercado brasileiro, que pode ser considerado incipiente e em fase de crescimento, pode-se adiantar que, independentemente dos cenários apresentados, o Brasil necessita do desenvolvimento de infra-estruturas, investimentos em unidades de produção e gasodutos e das inovações tecnológicas.



## 4. Indústria do Gás Natural no Brasil

Comparando com outros mercados internacionais, a indústria de gás natural no Brasil se encontra ainda em um estágio emergente, como já visto, devido à recente utilização do gás natural no Brasil.

Como visto anteriormente, ele já era utilizado no Irã entre 6000 e 2000 a.C., nos Estados Unidos e na Europa no século XIX (Moraes, 2003); no Brasil, começou modestamente por volta de 1960, com intensificação da produção de óleo e gás na Bahia, que visava atender às indústrias localizadas no Recôncavo baiano. (Santos, 2004)

Outro fator que contribuiu para a utilização do gás natural no Brasil foi a exploração da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, na década de 80 (Moraes, 2003). Avançando na linha do tempo, a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, em meados da década de 90, representou uma ampliação no fornecimento de gás natural no país, com capacidade máxima para transportar até 30 milhões de m<sup>3</sup> diariamente.

Todos esses marcos foram importantes, mas o que merece destaque é a mudança da Petrobras com relação ao gás natural, que deixa de ser um produto marginal em sua produção, fazendo parte de seu portfólio de produtos. Desta forma, a indústria do gás vem se desenvolvendo e ampliando a participação deste energético na matriz energética.

O escopo deste capítulo é mostrar a realidade do gás natural no Brasil, através de suas reservas, a cadeia produtiva brasileira e uma abordagem sobre a estrutura regulatória e os aspectos legislativos.

#### **4.1. Reservas Brasileiras**

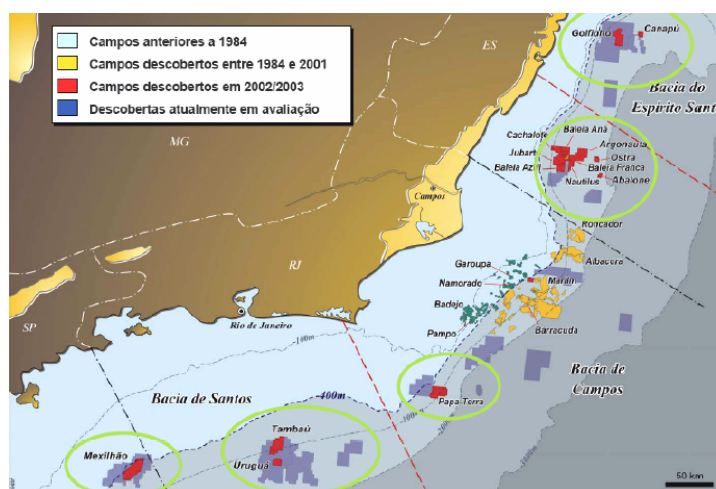
Para uniformizar as informações, seguiremos os mesmos critérios sobre as informações de reservas mundiais. Adicionalmente, as condições do código geral para avaliação de reservas publicada pela Society of Petroleum Engineers (SPE); as informações relativas às reservas de gás natural brasileiras devem estar de acordo com o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000 sobre Reservas de Petróleo e Gás Natural. A análise sobre as reservas brasileiras seguirá as definições de reservas discutidas no capítulo anterior.

Para o período compreendido entre os anos de 1986 e 2006, as Reservas Provadas mundiais de GN cresceram 68%. O Brasil possui apenas 0,2% destas reservas, com um volume em torno de 348 Bcm (BP, 2007). Este valor representa um aumento de 13,5% em relação ao ano anterior.

Para o mesmo período no Brasil, as Reservas Provadas de gás natural cresceram a uma taxa média de 6,6% a.a. O crescimento das reservas está relacionado principalmente às novas descobertas, advindas do interesse em diversificar a matriz energética nacional, à mudança da cultura de que o gás natural era um produto secundário, e ao esforço para diminuir o grau de dependência do petróleo.

No Brasil, as mais importantes jazidas de gás natural se encontram na região Sudeste, principalmente nas Bacias de Campos, de Santos e do Espírito Santo, conforme mostrado na Figura 11, devido a sua aproximação com os grandes centros industriais urbanos (Rio e São Paulo) e conseqüentemente os maiores mercados consumidores de gás natural. Em outro patamar de importância está a Bacia do Solimões, na região Amazônica, cuja maior parte do gás ainda é reinjetada nos poços de petróleo para auxiliar na recuperação de campos petrolíferos e por não estar concluído o gasoduto

que escoará a produção até Manaus. Podemos verificar estas posições nos volumes apresentados na Tabela 5.



**Figura 11: Mapa das Bacias de Campos, de Santos e do Espírito Santo**

**Fonte: Petrobras, 2008b**

	2002	2003	2004	2005	2006
Rio de Janeiro	116.339	119.257	119.049	145.378	164.503
Amazonas	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232
Espírito Santo	16.276	17.495	22.304	32.328	40.749
São Paulo	3.875	3.508	78.471	28.696	38.543
Bahia	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743
Rio Grande do Norte	20.806	20.440	21.207	17.617	16.444
Alagoas	5.837	5.266	5.127	4.609	4.056
Sergipe	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792
Ceará	1.462	1.139	1.066	995	825
Paraná	34	61	26	15	9
Santa Catarina	-	44	11	7	7
Reservas Provadas (milhões m <sup>3</sup> )	246.549	247.343	328.088	308.400	349.909

**Tabela 5: Crescimento das reservas (2002-2006)**

**Fonte: ANP, 2008b**

Com as novas descobertas realizadas nos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, nos últimos anos, houve um aumento de 42% no total de reservas provadas nacionais, que pode ser visto na Tabela 5. Outro aspecto a ser observado na Tabela 5, no entanto, é o declínio das reservas situadas no Nordeste. De todo o gás natural em território brasileiro, 21,4% estão em terra, principalmente no campo de

Urucu, Amazonas, e em campos produtores na Bahia. Os 76,6% restantes estão situados no mar. (ANP, 2008b)

Em 31 de dezembro de 2006, as Reservas de gás natural nos campos sob concessão da Petrobras no Brasil atingiram, segundo o critério ANP/SPE, um volume de gás natural de 336.715 bilhões de m<sup>3</sup>, o que representa cerca de 95% das reservas de gás natural no Brasil (Petrobras, 2008c).

Recentemente, a Petrobras comunicou ao mercado que fez uma das mais importantes descobertas do mundo. Ao desenvolver a exploração a sete mil metros abaixo da lâmina de água, em rochas denominadas pré-sal, a companhia pode elevar ainda mais as reservas brasileiras. Esta nova fronteira de exploração, exposta pelos campos de Tupi e Júpiter, se estende pelas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos (Petrobras, 2008b). Contudo, os dados de avaliação ainda são prematuros e não podemos concluir quanto as reservas brasileiras irão aumentar

## **4.2. Cadeia Produtiva**

Para CSCMP<sup>8</sup> (2008), a Logística é a parte da cadeia de suprimento que gerencia o processo que planeja, implementa e controla, de forma eficiente, o fluxo de matérias-primas, desde o ponto de origem até o de consumo, visando atender os requisitos dos clientes. Neste sentido, podemos aprofundar alguns conceitos e definições de Logística:

---

<sup>8</sup> Council of Supply Chain Management Professionals. A antiga associação CLM (Council of Logistics Management) modificou nome e atuação para convergir as necessidades dos seus membros e de seus profissionais, se tornando a maior referência na cadeia de suprimentos.

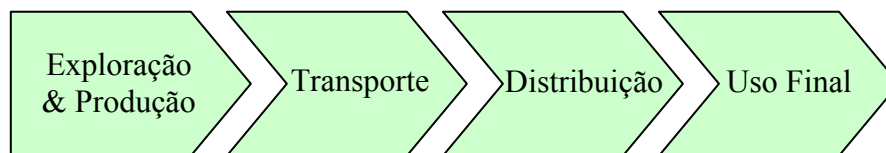
1. “É o processo eficiente de planejamento, implementação e controle efetivo do fluxo de custos, do estoque em processo, dos bens acabados e da informação relacionada do ponto de origem ao ponto de consumo, com o propósito de se adequar aos requisitos do consumidor.” (LAMBERT *et al.*, 1992.)
2. “Logística é o processo de planejar, implementar e controlar de maneira eficiente o fluxo e a armazenagem de produtos, bem como os serviços de informação associados, cobrindo do ponto de origem até o ponto de consumo, com o objetivo de atender aos requisitos do consumidor.” (NOVAES, 2001)

Fleury et al. (2000) relata que nas transformações dos conceitos gerenciais que ocorreram entre o período de 1980 e 2000 sugeriram dois conceitos importantes. O primeiro deles, a Logística Integrada, que despontou no início da década de 80 impulsionada pelas exigências crescentes de uma produção enxuta. O segundo, *Supply Chain Management* que é mais que a extensão da logística integrada, pois inclui um conjunto de processos de negócios que ultrapassa as atividades diretamente relacionadas com a logística integrada.

Pradella et al (2005) define a cadeia de suprimentos como uma rede, constituída de fornecedores, fabricantes, distribuidores, revendedores e consumidores. Esta rede suporta três tipos de fluxo, os quais requerem um cuidadoso planejamento e uma coordenação muito forte: (i) Fluxo de material; (ii) Fluxo de informações; e (iii) Fluxos financeiros.

Pradella et al. (2005) também relatam que as cadeias de suprimentos desempenham dois papéis principais: a função física de transformação, armazenagem e transporte, e a mediação com o mercado, função que tenta conciliar demanda com oferta.

Neste trabalho, devemos entender cadeia produtiva, analogamente ao conceito de cadeia de suprimento exposto acima, como uma rede que está interligada desde o produtor até o consumidor (“do poço ao posto”, no caso dos consumidores automotivos). Assim, a cadeia produtiva deve ser entendida de forma que toda ação, agregando valor ou não, é necessária para transformar a matéria-prima em produto ou serviço até o cliente final. Para a cadeia produtiva do gás natural, ressaltam-se as quatro etapas mostradas na Figura 12: Produção, Transporte, Distribuição e uso final do gás natural pelos consumidores.



**Figura 12: Elos da cadeia produtiva**

**Fonte: Própria**

Faremos a seguir uma breve abordagem das etapas, destacando os principais pontos e agentes que compõem esta cadeia.

#### **4.2.1. Produção e Oferta de Gás Natural**

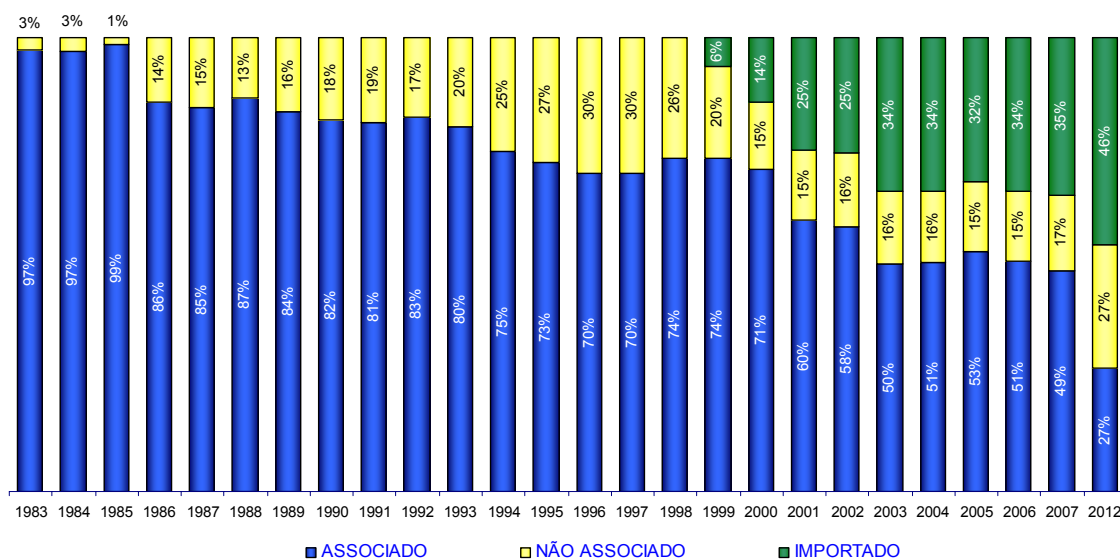
A produção e a oferta de gás natural no mercado brasileiro provêm de duas fontes: (i) produção nacional; e (ii) importação. Vejamos como se comportam estas fontes de gás natural.

O gás natural pode ser produzido com o petróleo ou não. O Gás Natural Associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo.

Chamamos de Gás Natural Não Associado aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás.

Simplificaremos os processos de produção do gás natural como sendo a etapa inicial de extração do gás natural das bacias sedimentares. Ao chegar à superfície, ele é tratado para a remoção de impurezas, como água e outros gases; em seguida, o gás natural é transportado por gasodutos para as zonas de consumo e refino.

Como destacado anteriormente, a mentalidade da Petrobras frente ao produto gás natural fez com que a evolução da produção do gás nacional não associado crescesse ao longo dos anos, visto que os campos exploratórios que “davam” gás e eram fechados passaram a ser produzidos. Este crescimento da produção de gás não associado pode ser verificado na Figura 13. Além da evolução ao longo dos anos, a figura apresenta uma projeção para o ano de 2012, afirmando o crescimento da participação do gás não associado na oferta de gás natural (Petrobras, 2008a).

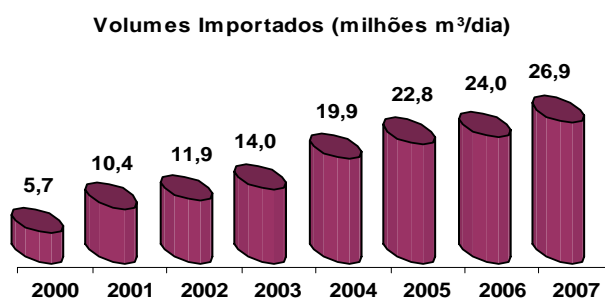


**Figura 13: Evolução da produção e fornecimento de gás natural no Brasil**

Fonte: Petrobras (2008a)

Concluimos que esta evolução da produção do gás natural não associado consolida a importância que vem tendo na matriz energética brasileira, deixando de ser apenas um produto secundário da produção do petróleo.

A outra fonte de oferta de gás natural no Brasil acontece através da importação, que, no Brasil, é realizada por poucas empresas. A Petrobras iniciou a importação de gás natural em agosto de 1999, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL. A Figura 14 apresenta a evolução da importação ao longo dos anos pela Petrobras. O volume importado pela empresa atingiu uma média em 2007 de 26 milhões m<sup>3</sup>/dia, chegando-se a picos de 30 milhões m<sup>3</sup>/dia – capacidade máxima de transporte deste gasoduto (ANP, 2008b).



**Figura 14: Evolução da importação de GN pela Petrobras**

**Fonte: ANP, 2008b**

O crescimento verificado na Figura 14 é fruto do crescimento do mercado nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. O detalhamento deste crescimento será verificado a posteriori.

Além da Petrobras, outras empresas fazem uso da importação de gás natural para ofertar este combustível no mercado brasileiro. A ANP (2008b) aponta a SULGAS, a EPE (Empresa Produtora de Energia Ltda.), a BG (British Gas) e a CGS (Centro Oeste Gás e Serviços Ltda.) como outras empresas importadoras de gás natural.

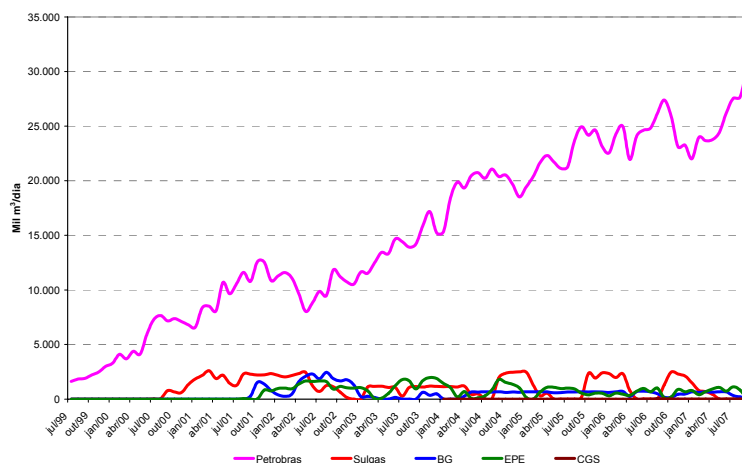


A Sulgás – Companhia Distribuidora de Gás Natural do Estado do Rio Grande do Sul – iniciou a importação de gás natural no ano de 2000, adquirindo o produto proveniente da Argentina e utilizando-o na Usina Termelétrica (UTE) de Uruguaiana (ANP, 2008b).

Em 2001, mais duas empresas importadoras de gás passaram a operar: EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. e BG Comércio e Importação Ltda. Em agosto daquele ano, a EPE iniciou a importação de gás boliviano destinado à Usina Termelétrica (UTE) de Cuiabá, escoado pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Já em setembro, a BG Comércio e Importação Ltda. iniciou a importação de gás natural boliviano, escoado pelo GASBOL e destinado à entrega à COMGÁS, uma das três distribuidoras de gás natural do estado de São Paulo, empresa que também faz parte do Grupo BG (ANP, 2008b).

Em agosto de 2006, a CGS – Centro Oeste Gás e Serviços Ltda. iniciou a importação de gás boliviano, destinado ao estado de Mato Grosso, em complemento ao volume importado pela EPE (ANP, 2008b).

Podemos verificar o comportamento de importação das empresas que atuam nesta etapa da cadeia produtiva na Figura 15. Esta figura apresenta o perfil do volume de importação de gás natural no Brasil no ano de 2006. Quanto ao percentual de importação por origem, o gás boliviano representou em 2006 95% do total, enquanto o gás argentino representou apenas 5%.



**Figura 15: Importação de gás natural por empresas**

**Fonte: ANP, 2008b**

Dois aspectos presentes na Figura 15. O primeiro é a rampa de crescimento do volume importado pela Petrobras, que seguirá nesta tendência de crescimento até atingir e se estabilizar no volume de 30 milhões m<sup>3</sup>/dia, que é a capacidade máxima do gasoduto. O segundo aspecto diz respeito às flutuações que ocorrem pelos outros importadores, principalmente a da Sulgás, em face da disponibilidade ou não de fornecimento do insumo pelo exportador, a Argentina, neste caso.

Vale destacar neste momento que, apesar de todas as turbulências que ocorreram na Bolívia nos últimos anos, o mercado brasileiro jamais sofreu em nenhum momento cortes de suprimento por parte do fornecedor. (*Folha de S. Paulo*, 2005)

Ressalte-se que apesar do aumento do número de agentes nesta etapa da cadeia produtiva, desde o fim do monopólio, hoje a Petrobras produz e importa aproximadamente 95% do gás natural (ANP, 2008b e MME, 2008b) no Brasil, porém a tendência natural é a redução gradativa da participação da Petrobras no mercado, em virtude do sucesso exploratório das empresas que atuam no segmento de Exploração e Produção (E&P) e das iniciativas de importação.

Sumarizando, podemos associar esta etapa da cadeia produtiva ao elo da rede descrita por Pradella et al. (2005) como *Fabricantes e Fornecedores*. Verificamos que o fornecimento de gás natural no Brasil atualmente possui duas fontes: o produzido no Brasil e o importado, tanto da Bolívia quanto o da Argentina. Apesar de termos várias empresas atuando na importação deste energético, cabe ainda a Petrobras o papel principal de agente desenvolvedor desta indústria no Brasil. Este papel é ressaltado pelos valores de investimentos realizados nesta etapa da cadeia produtiva.

#### **4.2.2. Transporte de Gás Natural**

O elo *Distribuidores* descrito por Pradella et al. (2005) está relacionado ao Transporte de Gás Natural da cadeia produtiva desta indústria, e é outra amostra de que esta indústria no Brasil é incipiente pode ser observada pela extensão de sua malha de transporte. Entendemos por malha de transporte de gás natural a rede de gasodutos que transporta o gás natural até os pontos de entrega<sup>9</sup> às distribuidoras estaduais.

Enquanto os Estados Unidos possuem cerca de 486 mil quilômetros (EIA, 2008), o Brasil, país com extensões continentais, atualmente tem uma malha de transporte de gás natural com 9.179 quilômetros (GASPETRO, 2000), na qual podemos destacar o GASBOL<sup>10</sup>, apresentado na Figura 16, com seus 3.150 quilômetros de extensão, cortando cinco estados e com capacidade de transporte de 30 milhões m<sup>3</sup>/dia como o principal gasoduto brasileiro.

---

<sup>9</sup> *City gates* de transferência. Ponto de transferência de custódia do gás natural na qual se transfere a propriedade do gás natural, passando-o para as companhias distribuidoras estaduais.

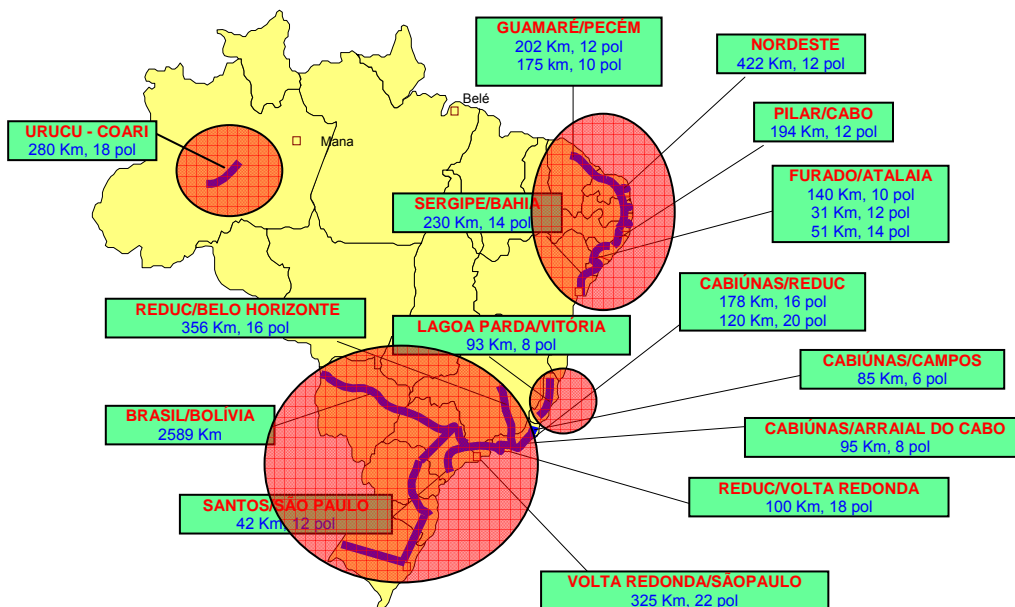
<sup>10</sup> Gasoduto Bolívia-Brasil.



**Figura 16: Mapa do gasoduto Bolívia - Brasil**

**Fonte: Petrobras, 2008b**

Verificamos na Figura 16 que o GASBOL é a principal fonte de suprimento para os estados das regiões Sul e Centro-Oeste e para o estado de São Paulo. Outros exemplos de gasodutos de transporte são: (i) o gasoduto GASBEL – Gasoduto Rio de Janeiro – Belo Horizonte; (ii) a Malha de Gasodutos do Nordeste; e (iii) a Malha de Gasodutos do Sudeste. Ampliando nosso campo de visão, a Figura 17 nos mostrará a malha de transporte brasileira.



**Figura 17: Mapa da malha de gasodutos de transporte de gás natural no Brasil**

**Fonte: Manso, 2005**

Podemos identificar na figura acima que existem malhas de transporte isoladas, fato que pode ser explicado<sup>11</sup> pela lógica de mercado, já que a construção dos gasodutos ocorreu onde havia grandes mercados que viabilizavam a produção e, por conseguinte, a construção dos respectivos gasodutos.

Entretanto, com a construção do Gasoduto de Interligação Nordeste Sudeste (Gasene) com 1.100 quilômetros – formado pelos trechos Cabiúnas-Vitória (Gascav), Cacimbas-Vitória e Cacimbas-Catu (Gascac) (Petrobras, 2008a), haverá uma mudança neste cenário. Ele vai garantir a integração da malha de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste. A conclusão do Gasene contribuirá para a integração energética do país, ao permitir o envio de gás natural produzido nas bacias do Sudeste para os estados do Nordeste, visto que as reservas desta região se encontram em declínio, além de possibilitar uma maior flexibilidade no atendimento do mercado doméstico.

#### **4.2.3. Distribuição do Gás Natural**

Santos et al. (2002) descrevem a distribuição como a transição final do sistema de fornecimento, que pode ser associado ao elo *Revendedor* da cadeia de suprimento descrita por Pradella et al (2005). É o momento em que o gás chega ao consumidor final para sua utilização nos segmentos industriais, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás já deve estar atendendo aos padrões rígidos de especificação, praticamente isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. Verificaremos esta especificação mais à frente.

---

<sup>11</sup> Contudo, não se pode chegar a uma conclusão final sobre este aspecto.

As companhias distribuidoras têm a missão de fornecer gás natural, uma fonte de energia segura, econômica e de baixo impacto ambiental, e de contribuir com o desenvolvimento sustentável do estado, de forma integrada com a comunidade.

Atualmente, 22 estados e o Distrito Federal contam com empresas distribuidoras de gás canalizado, totalizando 26 empresas constituídas que dispõem da concessão de exploração dos serviços de gás canalizado (ABEGAS, 2008).

Para efetuar sua missão, as companhias distribuidoras apresentam cerca de 15 mil quilômetros de rede de distribuição. A região Sudeste concentra o maior número de concessionárias de distribuição de gás natural em uma única área de concessão – são três distribuidoras no estado de São Paulo, e conseqüentemente tem a rede de distribuição mais extensa, com 11.954 quilômetros. (ABEGAS, 2008)

Já a região Sul apresenta um crescimento estável da rede de distribuição, em torno de 5% nos últimos dois anos, possuindo hoje 1.635 km de gasodutos. As companhias do Nordeste possuem 1.242 quilômetros, enquanto a região Centro-Oeste apresenta uma malha de rede de distribuição de apenas 150 quilômetros. (ABEGAS, 2008)

Podemos observar através destes números que os grandes mercados se encontram nas regiões Sudeste e Sul, o que contribui para realçarmos a explicação da existência das malhas isoladas no Brasil.

### 4.3. Estrutura Regulatória e Aspectos Legislativos no Brasil

Após analisarmos as etapas da cadeia produtiva da indústria do gás natural no Brasil, veremos que as atividades que afetam o Gás Natural são reguladas por diferentes órgãos, dependendo do ponto da cadeia em que se encontrem.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão responsável pela regulação das etapas de produção, importação, transporte e comercialização até o nível das distribuidoras estaduais, ao passo que a comercialização dentro dos estados tem sua regulação sob a responsabilidade das Agências Reguladoras Estaduais, dado o monopólio constitucional dos estados sobre o Gás Canalizado. Estas interfaces podem ser visualizadas na figura a seguir.

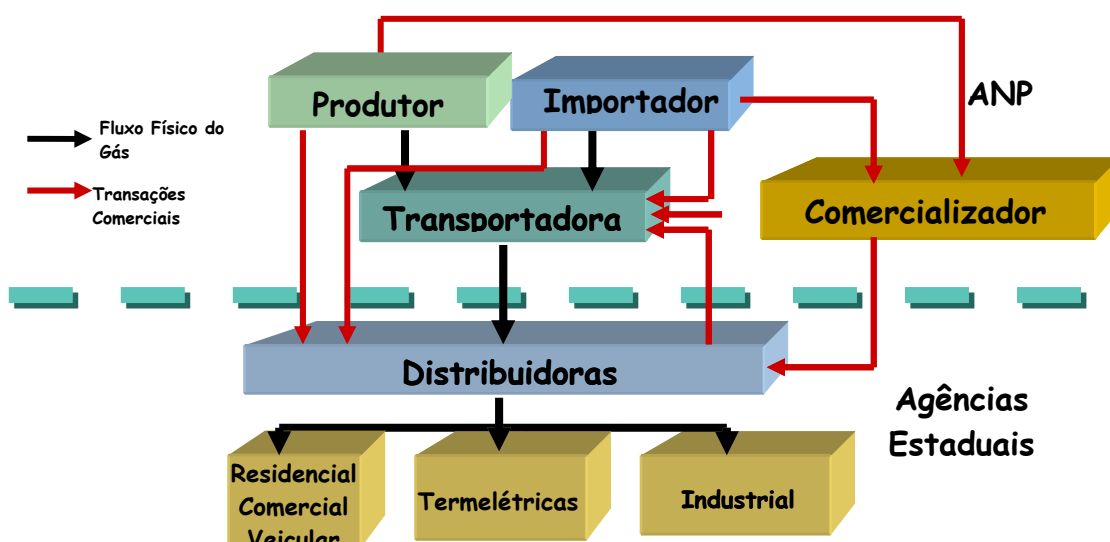


Figura 18: Esquema de transações na indústria do gás natural

Fonte: Própria

Verificamos na Figura 18, através do fluxo físico do gás natural, os elos da cadeia produtiva já destacados. E as transações comerciais existentes, nas quais há agentes no mercado que atuam em todos os elos, numa estratégia de trabalhar de forma

verticalizada, como é o caso da Petrobras, e, em outros casos, como, por exemplo, a BG e a Shell, que participam da produção, da importação e da distribuição.

O monopólio de distribuição de gás natural canalizado com fins comerciais junto aos usuários finais foi concedido aos estados pela Constituição Federal de 1988 em seu art. 25 §2º (CF,1988).

Posteriormente, em 1995, a Emenda Constitucional nº 5 possibilitou que estes serviços fossem explorados tanto por empresas estatais como privadas, tendo o estado como Poder Concedente.

“Art. 25. Os estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 2º - Cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.” (CF,1988)

Com exceção dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, nas quais as concessões foram designadas às companhias privadas, as demais companhias distribuidoras são compostas por uma sociedade entre o governo do estado, sócio majoritário, e uma ou mais companhias privadas.

Hoje, a lei que regulamenta o setor de Petróleo e Gás no país é a Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997 (ANP, 1997). Nesta lei, destacamos o artigo 56, que descreve a



quebra do monopólio na produção, importação e no transporte de petróleo e gás natural no país.

“Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP, para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.”

(ANP, 1997)

Contudo, os agentes participantes da indústria do gás natural brasileira argumentam que a falta de um marco regulatório específico, principalmente na atividade de transporte de gás por meio de gasodutos, é um dos principais entraves à garantia dos investimentos<sup>12</sup>. (*Exame*, 2005)

Atualmente, há alguns projetos de lei para criar uma “Lei do Gás” que se encontram em tramitação na Câmara dos Deputados: (i) PL <sup>13</sup> 6.666 de 2006, que é proposta pelo deputado Luciano Zica; (ii) PL 6.673 de 2006, proposta pelo Ministério de Minas e Energia; e (iii) PL 334 de 2007, proposta pelo senador Rodolpho Tourinho (antiga PLS<sup>14</sup> 226) (Martins, 2006).

Entretanto, o monopólio da distribuição do gás natural permanece intacto, conforme estabelecido na CF e na Emenda Constitucional de 1995. Neste monopólio, as companhias devem seguir os contratos de concessão das Companhias Distribuidoras Locais (CDL's), que contemplam aspectos que devem ser respeitados: (i) exclusividade na área de concessão; (ii) inexistência de livre acesso; (iii) garantia de

---

<sup>12</sup> Outro motivo que não nos permite chegar a uma conclusão sobre a existência de malhas isoladas no país.

<sup>13</sup> Projeto de Lei.

<sup>14</sup> Proposta de Lei do Senado.

remuneração dos investimentos; (iv) ênfase na prestação de serviços com qualidade e segurança; e (v) preços regulados pelas Agências Estaduais. Além de serem regidas e regulamentadas pelas legislações estaduais e as agências reguladoras de cada estado (Kann, 2005).

Por estes aspectos legislativos determinados na Constituição Federal e nos Contratos de Concessão, a Petrobras, ou qualquer outro produtor, não pode comercializar diretamente o gás natural com outras companhias que não as CDL's. Entretanto, em 2007, no Rio de Janeiro, e em 2011, em São Paulo, o contrato de concessão permitirá que os grandes consumidores possam negociar e adquirir o gás natural diretamente com o produtor/comercializador, sem que haja uma interface com a CDL.

Vimos, então, que a indústria do gás natural brasileira, por ser emergente, ainda levanta várias questões para discussão. Será que a inexistência de uma regulamentação específica para o gás natural é o principal motivo para a falta de competitividade no mercado, a existência de malhas isoladas e a falta de investimento por outros agentes participantes?

Martins (2006) diz que o maior desafio que a indústria do gás natural brasileira enfrenta é o estabelecimento de regras que garantam a consolidação de um ambiente de livre concorrência; nossa visão é distinta; com a experiência de acompanhar o mercado de gás natural, constatamos a existência de uma acomodação das empresas em investir no transporte, aguardando que a Petrobras o faça, e em seguida possa se utilizar de uma regulação que estimule o livre acesso aos gasodutos, devido às elevadas cifras envolvidas neste elo da cadeia.

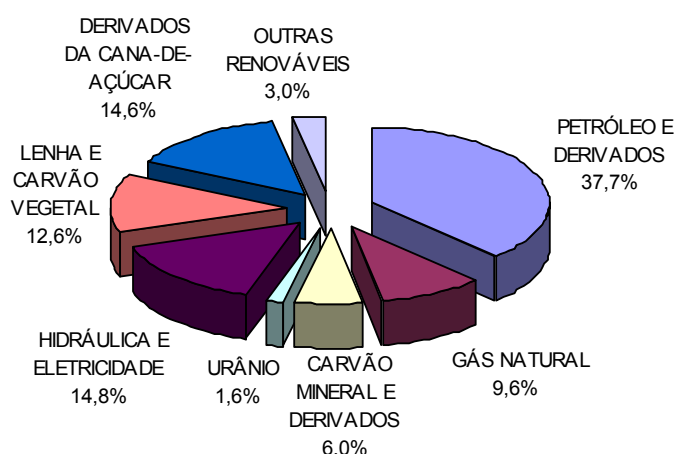
Resumindo, após transitarmos pelos elos da cadeia produtiva e da estrutura regulatória da indústria brasileira de gás natural, o próximo capítulo apresentará uma

análise do comportamento do mercado de gás natural no Brasil, mostrando sua importância na matriz energética brasileira, seu crescimento, sua distribuição regional e principais segmentos.

## 5. Mercado Brasileiro de Gás Natural

O último elo, tanto da cadeia de suprimento descrita por Pradella et al. (2005), quanto da cadeia produtiva exposta no capítulo anterior, é o consumidor, ou seja, neste caso, o mercado brasileiro de gás natural.

Ao divulgar o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2007, com ano base 2006, o MME (2007) trouxe a informação de que a utilização do gás natural alcançou o percentual de 9,6%, conforme apresentado na Figura 19.



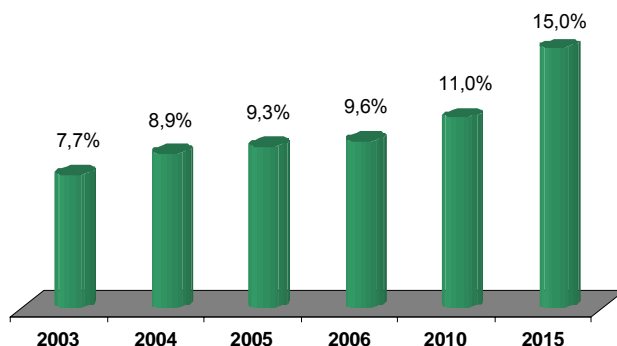
**Figura 19: Matriz energética brasileira**

**Fonte: Balanço Energético Nacional (MME, 2007)**

Tendo em vista a ênfase dada aos derivados do petróleo (37,7%) e a energia elétrica proveniente de fontes hídricas (14,8%), podemos observar na Figura 19 que a utilização do gás natural no Brasil ainda não ocorre em larga escala. Vimos também que este energético fica atrás de fontes de energia como lenha, carvão vegetal e bagaço de cana, pelo fato de estes energéticos possuírem um preço mais baixo.

O significativo crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira (em menos de dez anos, o percentual quase que triplicou, passando de

apenas 3,7% em 1998 para 9,6% em 2006 - MME, 2007) pode ser observado na Figura 20. Existe a expectativa de que este percentual possa chegar a 15% nos próximos anos (EPE, 2007).



**Figura 20: Participação do gás natural na matriz energética brasileira**

**Fonte: EPE, 2007 e MME, 2007**

O aumento da demanda de gás natural significa que, aos poucos, a matriz energética vai se alterando. Bizarro et al. (2006) descrevem que os principais motivos para esta contínua mudança provêm dos preços competitivos do energético gás natural na indústria, dos aspectos ambientais que favorecem um combustível mais limpo e da inserção termelétrica na geração de energia elétrica.

Entretanto, observa-se que, a partir de 2006, as taxas de crescimento do mercado têm ocorrido em um ritmo de desaceleração (ABEGAS, 2008), também comprovada por Amaral (2008). Esta desaceleração pode ter sido provocada pela alteração da política de preços promovida pela Petrobras; a desaceleração que ocorreu nos últimos anos reduziu a participação do gás natural na matriz energética no ano de 2007, voltando a um percentual de 9,3%. (MME, 2008b)

Estes valores que compõem a participação do gás natural na matriz energética serão analisados, a seguir, a partir dos números do mercado de gás natural que são

divulgados pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGAS.

Em termos de número de consumidores, em dezembro de 2007, em todo o país já havia mais de 1,3 milhões de consumidores de gás natural, nos diversos segmentos que utilizam o energético. (ABEGAS, 2008)

As vendas de gás natural no Brasil continuam subindo em relação aos anos anteriores. No período entre 2001 e 2007, a taxa média de crescimento ao longo do período foi de 11% a.a. No último ano, o volume médio diário de vendas de gás natural em todo o país foi de 41,4 milhões m<sup>3</sup>/dia (15 Bcm por ano). Contudo, este valor foi 1% menor que o valor comercializado no ano de 2006. (ABEGAS, 2008)

Do total destes 41,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia, cerca de 70% do volume foi consumido somente na região Sudeste, o equivalente a 28,9 milhões m<sup>3</sup>/dia, seguido pela região Nordeste, com 15,7%. As regiões Centro-Oeste e Sul consumiram um total de 6,07 milhões de m<sup>3</sup>/dia, aproximadamente 14,4%. (ABEGAS, 2008)

Região	Volume [MM m <sup>3</sup> /d]	%
SE	28,9	69,9%
NE	6,5	15,7%
Sul	4,9	11,8%
CO	1,1	2,6%
Total	41,4	100,0%

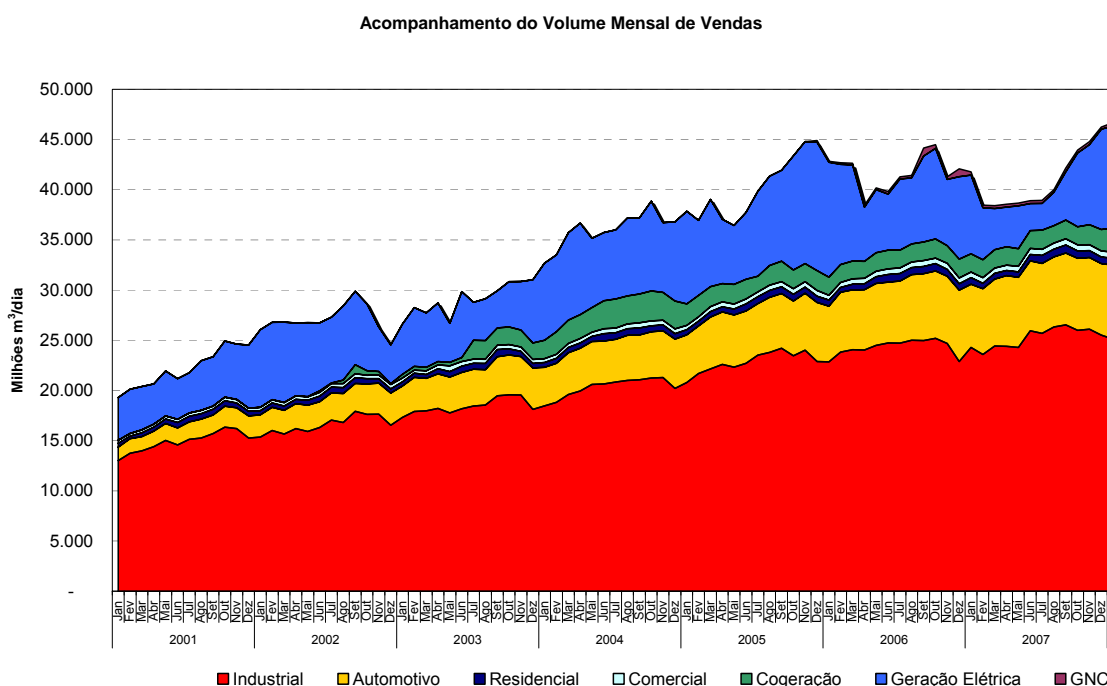
**Tabela 6: Média diária do volume comercializado nas regiões**

**Fonte: ABEGAS, 2008**

Os números apresentados na Tabela 6 comprovam o que já fora afirmado anteriormente, os principais mercados brasileiros são os estados de Rio de Janeiro e São Paulo, os grandes centros industriais brasileiros. Por outro lado, percebe-se que

atualmente não há distribuição de gás natural na região Norte, visto que o mercado existente se encontra no estado do Amazonas e a interligação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus ainda se encontra em fase de construção.

Ao aprofundarmos a análise para os segmentos de mercado, verificamos o crescimento do mercado de gás natural, conforme apresentado na Figura 21.



**Figura 21: Evolução do volume de gás natural comercializado pelas distribuidoras estaduais**

**Fonte: ABEGAS, 2008**

Constata-se, na Figura 21, que há um crescimento contínuo em todos os setores, mesmos aqueles considerados marginais, como o residencial e o comercial, e o surgimento do segmento de Gás Natural Comprimido (GNC), que é um modal de distribuição utilizado para o desenvolvimento de mercado onde não há a interligação através de gasodutos. Entretanto, observa-se que o segmento industrial segue como o maior destaque.

Este segmento consumiu 25,3 milhões de metros cúbicos de gás natural ao dia em média, precedido pelos segmentos automotivos, com 7,01 milhões de m<sup>3</sup>/dia e o segmento de geração elétrica, com média diária de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Os segmentos residenciais e comerciais consumiram respectivamente 662 e 583 mil metros cúbicos ao dia. (ABEGAS, 2008)

Comparando-se o mesmo período de 2006 – janeiro a dezembro – com o ano de 2007, o mercado apresentou uma retração de 1%, devido à queda de 30% ocorrida no setor termelétrico (ABEGAS, 2008). A necessidade de despacho termelétrico em 2007 foi menor do que nos anos anteriores. A partir de meados de 2007, a ANEEL<sup>15</sup> e a Petrobras firmaram um termo de compromisso<sup>16</sup> com o objetivo de agregar maior disponibilidade de geração a 24 usinas termelétricas e assim diminuir o risco de apagão<sup>17</sup> elétrico. (ANEEL, 2008)

Enquanto o segmento térmico apresentava retração, os demais ampliavam seus mercados. O segmento que mais cresceu foi o automotivo, com um acréscimo de 11,2% no consumo, seguido pelos segmentos de cogeração (5,1%), comercial (4,8%) e industrial (4,3%). (ABEGAS, 2008)

O Brasil conquistou a sua auto-suficiência em petróleo em 2006. Este marco importante deveu-se aos expressivos investimentos e aos sucessivos recordes na produção de petróleo e derivados da Petrobras, que inicia agora uma fase de consolidação do seu posicionamento no mercado como uma empresa integrada de energia.

---

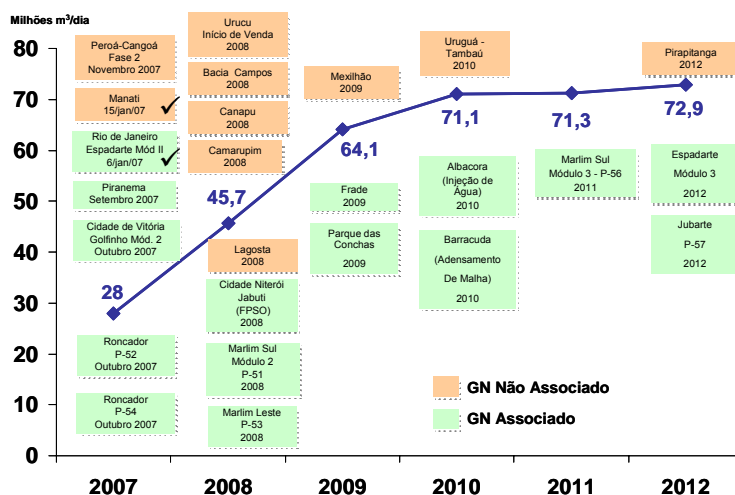
<sup>15</sup> Agência Nacional de Energia Elétrica.

<sup>16</sup> Termo de Compromisso firmado entre as partes, em 4/5/2007 – despacho ANEEL 1.354/2007, para garantir a oferta de energia elétrica, especificamente de usinas térmicas, para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e estabelecer um cronograma crescente de oferta de energia até 2011, ver Anexo 3.

<sup>17</sup> Termo utilizado para o risco da geração de energia falhar.



Entretanto, a auto-suficiência em gás natural ainda é um sonho distante, apesar de todos os investimentos em aumento da produção; conforme observado na Figura 22, a Petrobras vem ampliando a disponibilidade de gás natural produzido no Brasil e a projeção para 2012 deste volume será de 72,9 milhões m<sup>3</sup>/dia (Petrobras, 2008a).

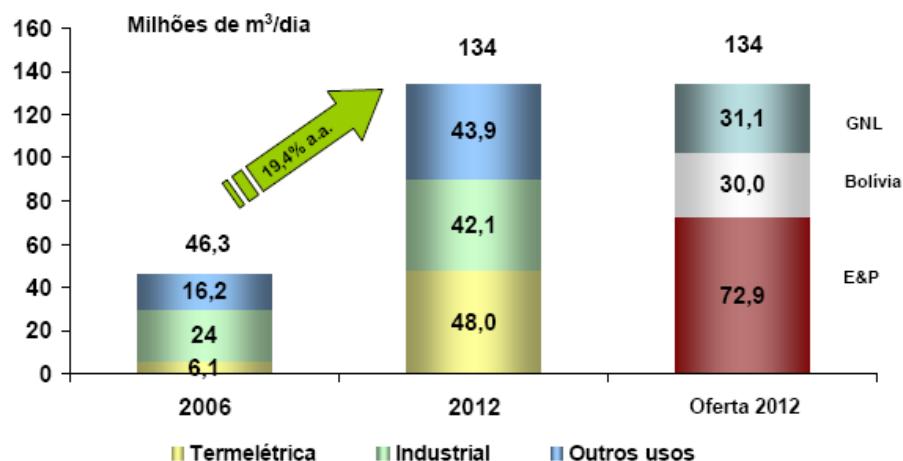


**Figura 22: Projeção de oferta de gás natural**

Fonte: Petrobras, 2008a

Nesta figura, vale ressaltar a rampa de crescimento que ocorre entre 2007 e 2009. E que no ano de 2007 a média de produção de gás natural foi de 43,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia, enquanto a oferta ao mercado foi de 20,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia (MME, 2008a), extraindo o consumo nas instalações da Petrobras. Ressalte-se que nesta previsão de volumes já consideram as novas descobertas de gás associado e não associado.

Mantendo o olhar para o futuro, de acordo com EPE (2007), em seu Plano Nacional de Energia – 2030, em 2011 serão utilizados diariamente 121 milhões de m<sup>3</sup>/dia. E a Petrobras (2008<sup>a</sup>), na revisão de seu planejamento estratégico (2008-2012), prevê um consumo em 2012 de 134 milhões de m<sup>3</sup>/dia, que podem ser observado na figura abaixo.



**Figura 23: Projeção de consumo de gás natural**

**Fonte: Petrobras, 2008a**

Ao analisarmos a situação atual do mercado brasileiro, verificamos que o país se ressentir da necessidade de importação de gás natural proveniente da Bolívia, visto que, em 2007, a oferta de 20,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia não atende ao consumo de 41,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia do mercado brasileiro. Observa-se na Figura 23 que o Brasil ainda se ressentirá da necessidade de importação de gás natural, via gasoduto da Bolívia e pela modalidade de Gás Natural Liquefeito (GNL), para complementar a oferta e fechar o balanço de gás natural no país.

Desta forma, o fato novo que acontece no mercado brasileiro é o começo do fornecimento de gás natural através do GNL. No próximo capítulo, analisaremos como se comporta este mercado, seus produtores e o mercado mundial, além de efetuar uma análise comparativa entre as especificações dos produtos dos fornecedores e a especificação exigida na legislação brasileira, apresentando desta forma uma contribuição para o estudo desta área, visto que, conforme pesquisa realizada e apresentada no Capítulo 1, não fora encontrada nenhuma referência sobre este assunto.

## 6. Gás Natural Liquefeito: A Qualidade do Gás

O setor de gás natural no Brasil vem crescendo a taxas elevadas e hoje responde por 9,6% da matriz energética brasileira; segundo projeções, estima-se que o combustível chegue a 15% da matriz nos próximos anos. O mercado brasileiro apresenta grande potencial de expansão, composto por uma demanda flexível, associada à geração de energia elétrica, e uma demanda firme, representada pelos setores industrial, comercial, veicular e pelo consumo residencial.

Cerca de 76% da capacidade instalada para geração de energia elétrica no Brasil é baseada no sistema hídrico, com cerca de 77 mil MW. Para sustentar o crescimento da economia nacional, a geração hidrelétrica é complementada pela geração termelétrica, cuja capacidade instalada hoje representa cerca de 24% da matriz (aproximadamente 23,6 mil MW), com utilização de diversos tipos de combustíveis: nuclear, carvão, gás natural e os renováveis. (ANEEL, 2008)

Como visto no capítulo anterior, a importação de gás natural se faz necessária para fechar o balanço entre oferta e demanda. A importação do gás natural na modalidade liquefeito visa trazer benefícios à indústria do gás natural no Brasil, onde os principais são a diversificação da oferta, que indiretamente influi na segurança de fornecimento, e a complementaridade do gás natural na geração de energia elétrica, na qual o GNL pode modular a oferta e a demanda para esta finalidade, inserindo um conceito de flexibilidade neste elo da cadeia produtiva.

Quanto à análise desta oferta de gás natural liquefeito, pela ótica da Logística, os conceitos apresentados no Capítulo 4 ressaltam que a premissa básica da Logística é que o cliente receba o produto adquirido na data e nas condições estabelecidas. Verificamos que, em todas as definições, a Logística tem, de maneira simplificada, a

finalidade de atender de forma eficiente os requisitos do cliente. Neste sentido, deve-se analisar o gás natural liquefeito como uma matéria-prima que deve atender aos requisitos do cliente, o mercado brasileiro de gás natural.

Verifica-se também que os principais produtores podem comercializar contratos com diferentes importadores em diferentes regiões do mundo, mas o gás produzido, em cada planta de liquefação, varia sua composição dependendo dos reservatórios, da extração de GLP e da retirada dos compostos sulfurosos.

Diversos países desenvolveram diferentes especificações para o gás natural. Podemos levantar algumas questões sobre a futura comercialização do gás natural. Qual tipo de gás natural será comercializado? Quais os tipos de ajustes na qualidade serão necessários? E, principalmente, qual o custo que será necessário para ajustar a especificação?

As principais especificações para a qualidade do gás natural são as composições das partes, as propriedades de combustão e os critérios de impureza. Dentro das propriedades de combustão destacam-se o Poder Calorífico Superior (PCS), o Índice de Wobbe (IW) e a densidade relativa.

A ANP (2002) define estes parâmetros da seguinte forma:

- **Poder Calorífico Superior** é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes; a água formada na combustão está no estado líquido.

- **Densidade Relativa** é definida pelo quociente entre a massa do gás contida em um volume arbitrário e a massa de ar seco com composição padronizada pela ISO 6976 que deve ocupar o mesmo volume sob condições normais de temperatura e pressão.
- **Índice de Wobbe** é definido pelo quociente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão de referência. É uma medida da quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão através de um orifício injetor. A quantidade de energia disponibilizada é uma função linear do índice de Wobbe. Dois gases que apresentem composições distintas, mas com o mesmo índice de Wobbe disponibilizarão à mesma quantidade de energia através de um orifício injetor à mesma pressão (ANP, 2002)

Desta forma, o capítulo irá buscar uma visão sobre o mercado mundial de GNL, produtores e especificações, e os principais consumidores, com seus requisitos de qualidade. Além disso, este capítulo aborda a verificação do atendimento, ou não, do conceito de Logística quanto aos requisitos dos clientes no Brasil. Esta verificação ocorrerá através da comparação das especificações dos fornecedores com a especificação de qualidade do gás natural sugerida pela legislação brasileira. Ao final, poderemos ter como resultado aqueles produtores que podem vir a ser os potenciais fornecedores de GNL para o país<sup>18</sup>.

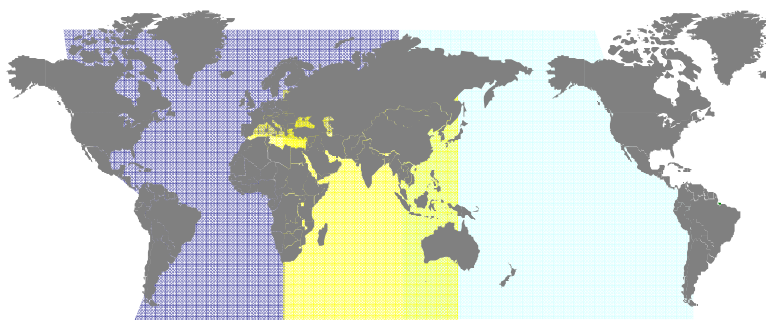
---

<sup>18</sup> Devendo-se considerar ainda as negociações para preços de cargas, frete e outros fatores econômicos.

## **6.1. Principais agentes da cadeia de GNL**

Como em qualquer negociação há dois lados. No caso do GNL, os países produtores/vendedores e os países importadores. Os importadores de GNL podem efetuar a aquisição de cargas por diversos motivos, destacando-se a diversificação e segurança de suprimento, a diversificação energética, a flexibilização de oferta e a opção por fonte energética mais limpa. Já os produtores utilizam o GNL principalmente para monetizar suas grandes reservas de gás natural e diversificar os mercados.

O mercado mundial de GNL pode ser dividido em regiões denominadas bacias, a bacia do Atlântico e a do Pacífico, além dos países produtores do Oriente Médio (DOE, 2005), conforme pode ser observado na Figura 24.



**Figura 24: Indicação das bacias do Atlântico, Oriente Médio e Pacífico**

**Fonte: Própria**

Nesta parte do trabalho, serão apresentados os principais agentes fornecedores e suas especificações de gás natural, além dos principais importadores e os respectivos requisitos de qualidade do gás natural requerido por suas legislações.

### **6.1.1. Países Fornecedores de GNL e as respectivas especificações**

Os países produtores de GNL, basicamente, são aqueles que possuem uma grande reserva de gás natural, capaz de atender seu mercado interno e ainda ter capacidade excedente para exportação.

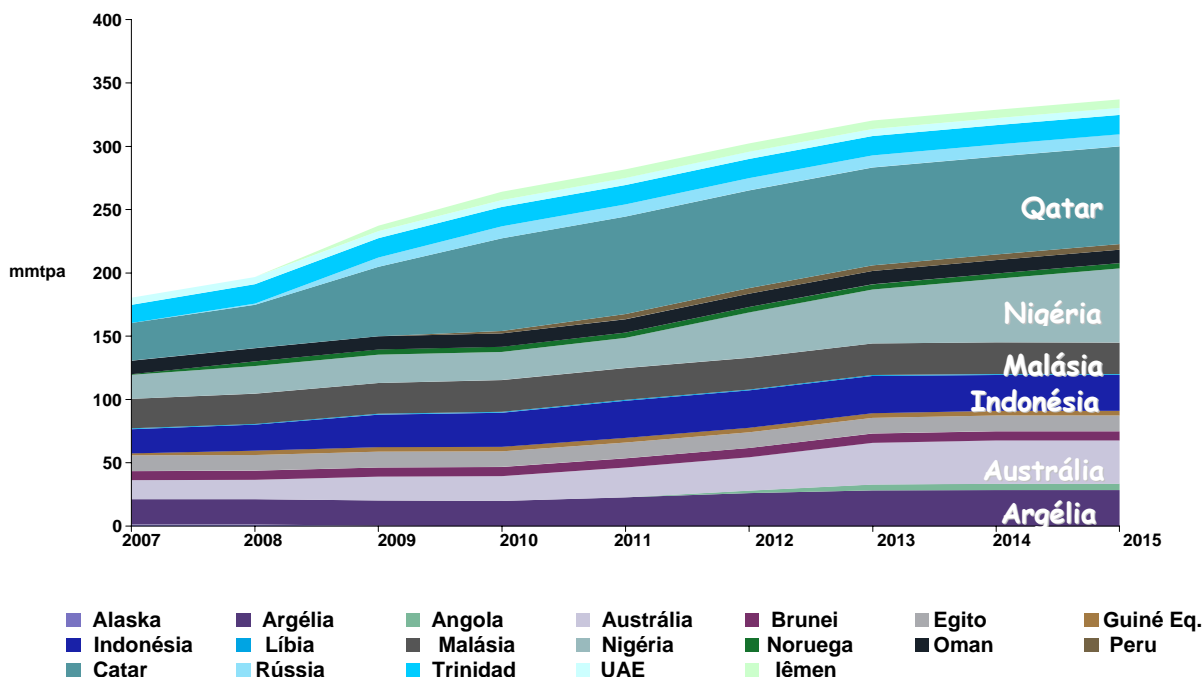
O crescente número de países fornecedores de GNL é significativo; de nove em 1997(EIA, 2003), para 13 em 2006 (Menezes, 2007). Este crescimento também se reflete no volume comercializado, com uma taxa de crescimento de 7,2% a.a entre o período de 1997 a 2006 (BP, 2007).

A bacia do Pacífico é a maior região produtora de GNL, com aproximadamente 42% da oferta de GNL, com destaque para a Indonésia, com um volume de 29,5 bilhões de m<sup>3</sup> e para a Malásia, com 28 bilhões de m<sup>3</sup> (BP, 2007). Os países produtores da bacia do Pacífico fornecem GNL especialmente aos países do litoral asiático, com contratos de suprimento dedicado e prazos longos, entre 10 a 15 anos.

Na bacia do Atlântico, que fornece 35% da oferta de GNL, que corresponde a um volume de 74 bilhões de m<sup>3</sup>, os destaques são a Argélia, a Nigéria e Trinidad e Tobago (BP, 2007). Os países produtores do litoral do Atlântico fornecem GNL aos mercados demandantes dos Estados Unidos e da Europa, com maior tendência a praticar um preço *spot* com a possibilidade de praticar arbitragem, ou seja, compra a carga de GNL aquele que pagar mais.

O Oriente Médio, fornecedor de cerca de 50 bilhões de m<sup>3</sup>, representa 23% da oferta de GNL (BP, 2007), destacando-se o Qatar, Omã e os Emirados Árabes. Estes países produtores podem fornecer GNL para as bacias, de modo que podem converter-se nos balizadores dos preços praticados, tanto na bacia do Atlântico, quanto na do Pacífico.

Ao analisarmos a oferta global de GNL, historicamente a Argélia, a Malásia e a Indonésia foram os principais produtores de GNL; contudo, pela projeção (Menezes, 2007), percebe-se, na Figura 25 abaixo, que esta tendência se alterará, visto que os responsáveis pelo crescimento da oferta de GNL passarão a ser o Qatar, a Nigéria e a Austrália.



**Figura 25: Países produtores de GNL**

Fonte: Menezes, 2007

Pode se vir, na Figura 25, além da alteração do perfil dos principais países fornecedores de GNL, a inserção de novos países como Peru, Iêmen e Guiné Equatorial.

Em virtude da grande demanda por GNL, nos próximos anos, o mercado estará favorável aos países produtores, entretanto com a entrada de novos países produtores; no longo prazo, o mercado tenderá a se equilibrar. Menezes (2007)



também apresenta um levantamento dos grandes produtores de gás natural e suas perspectivas para o mercado de GNL, apresentadas na Tabela 7.

<b>Países Produtores</b>	<b>GNL</b>
<b>Austrália e Nigéria:</b>	Com grandes reservas e grandes planos para expansão nos próximos anos
<b>Rússia:</b>	Enorme potencial para projetos voltados para o Atlântico
<b>Irã:</b>	Possui grandes planos para liquefação, porém questões geopolíticas podem interferir
<b>Qatar:</b>	Apesar do enorme crescimento previsto para os próximos anos, ainda há muito potencial
<b>Argélia:</b>	Possui reservas suficientes para novos projetos
<b>Venezuela:</b>	Antigos projetos podem ser retomados
<b>Líbia:</b>	Com fim do embargo, é visto com grande potencial
<b>Egito, Trinidad &amp; Tobago e Oman:</b>	Possuem interesse em ampliar a produção de GNL na medida em que sejam feitas novas descobertas
<b>Angola, Noruega e Guiné Equatorial:</b>	Novos produtores com potencial para novas plantas de GNL
<b>Mauritânia, Namíbia e Papua Nova Guiné</b>	Novos países potenciais

**Tabela 7: Resumo das perspectivas dos principais agentes fornecedores de GNL**

**Fonte: Menezes, 2007**

DOE (2005), em seu relatório, além de apresentar os elementos básicos de GNL, conceitos de transporte e estocagem, faz uma análise do mercado global de GNL e da necessidade americana. Deste trabalho destacamos as composições típicas dos GNL's exportados por cada país produtor, além de características físico-químicas, na qual destacamos o Poder Calorífico Superior e o índice de Wobbe. Além deste trabalho, ANP (2007) também coleta algumas informações das composições típicas de GNL de possíveis fornecedores da Petrobras.

Desta forma, apresentamos nas Tabelas 8 e 9, dentre todos os possíveis países produtores, só os que poderiam ser considerados potenciais fornecedores de GNL para o mercado brasileiro, em virtude de sua localização e disponibilidade do insumo. As tabelas também apresentam eventuais empresas, denotadas como *Fornecedores*, que atualmente estão em negociação com a Petrobras e, por motivos de confidencialidade, não podem ser expostas.

Assim, nas tabelas abaixo, são apresentadas as composições das partes e as principais características físico-químicas do gás natural a ser fornecido.

Origem	Metano (C1)%	Etano (C2)%	Propano (C3)%	Butano (C4+)%	Nitrogênio (N2)%
1 Argélia	87,6	9,0	2,2	0,6	0,6
2 Austrália	89,3	7,1	2,5	1,0	0,1
3 Malásia	89,8	5,2	3,3	1,4	0,3
4 Nigéria	91,6	4,6	2,4	1,3	0,1
5 Omã	87,7	7,5	3,0	1,6	0,2
6 Qatar	89,9	6,0	2,2	1,5	0,4
7 Trinidad e Tobago	96,9	2,7	0,3	0,1	0,0
8 Fornecedor 1	90,0	6,4	0,2	2,5	1,0
9 Fornecedor 2	95,0	4,6	0,4	0,0	0,0
10 Fornecedor 3	89,2	7,1	2,5	1,2	0,1

**Tabela 8: Composição típica dos GNL's exportados**

Fonte: DOE, 2005 e ANP, 2007

Origem	PCS [kJ/m <sup>3</sup> ]	Densidade	IW [kJ/m <sup>3</sup> ]
1 Argélia	41.501	0,82	45.858
2 Austrália	42.023	0,81	46.606
3 Malásia	44.700	0,82	49.303
4 Nigéria	41.948	0,80	46.870
5 Omã	43.552	0,83	47.690
6 Qatar	41.948	0,82	46.466
7 Trinidad e Tobago	40.900	0,76	46.823
8 Fornecedor 1	40.692	0,63	51.352
9 Fornecedor 2	38.610	0,58	50.654
10 Fornecedor 3	41.428	0,63	52.152

**Tabela 9: Características físico-químicas dos GNL's exportados**

Fonte: DOE, 2005 e ANP, 2007

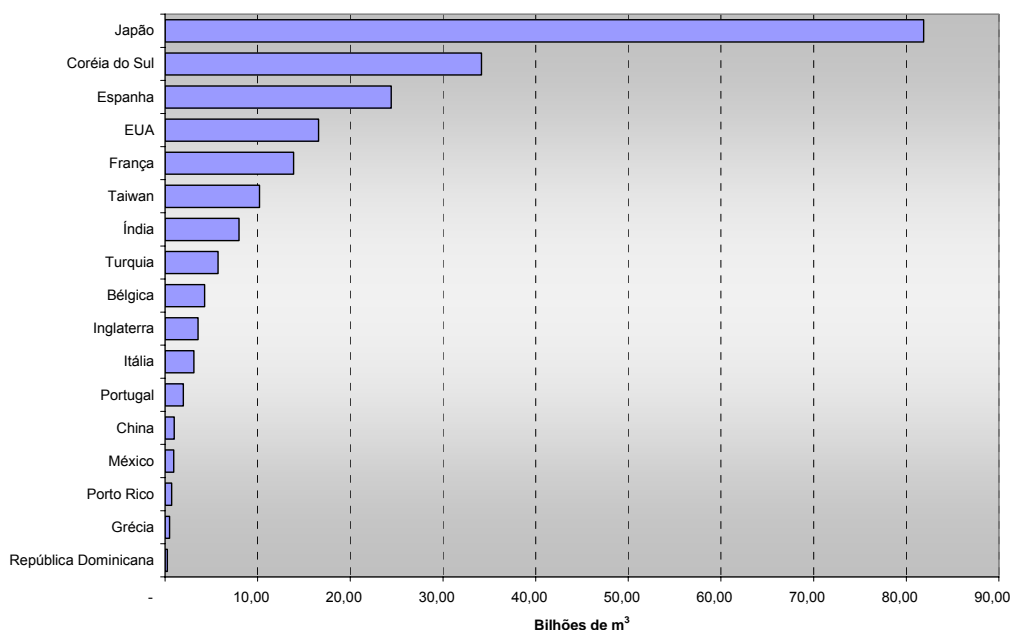
Os dados contidos nestas tabelas são considerados o *boil-off*. O *boil-off*, que ocorre no transporte marítimo, é o percentual que se evapora do produto ao longo do dia. Estima-se que este valor está próximo de 0,2% evaporado ao dia. O *boil-off* faz com que haja o aumento da riqueza do gás através da ampliação da faixa de C<sub>3</sub> e C<sub>4</sub> na especificação proposta. (ANP, 2007)

Obtemos assim a primeira parte da análise que faremos sobre os potenciais fornecedores de GNL para o mercado brasileiro. Na próxima etapa, verificaremos como se comportam os principais países compradores de GNL e suas legislações que definem a especificação da qualidade do gás.

### **6.1.2. Países Compradores de GNL e suas Respectivas Regulações**

Já vimos que os países compradores de GNL buscam esta alternativa por várias razões. Seja pela diversificação e segurança de suprimento, pela diversificação energética, pela flexibilização da oferta, todos estes países estão sujeitos à alternância do fornecedor e conseqüentemente a uma variação da composição do gás natural.

O mercado de GNL cresce constantemente. O crescimento vem ocorrendo a uma taxa de 7,6% a.a. entre 1987 e 2004 (Uchino, 2006). Contudo, se considerarmos os anos 2005 e 2006, o comércio de gás natural via GNL cresceu a uma taxa de 11,8%. Em 2006 o volume movimentado em GNL foi de 211 bilhões de m<sup>3</sup> (BP, 2007). Podemos verificar na Figura 26 os principais compradores de GNL no ano de 2006.



**Figura 26: Países Importadores de GNL**

**Fonte: BP, 2007**

Apesar de se afirmar anteriormente a existência de um desequilíbrio entre as áreas produtoras e consumidoras de gás natural, apontada principalmente pelo consumo das regiões da Europa e dos Estados Unidos, verificamos na figura acima que o Japão é o maior comprador de GNL, seguido da Coreia do Sul. Depois aparecem a Espanha, os Estados Unidos e a França.

Os países importadores da bacia do Pacífico são responsáveis por 64% das importações de GNL (BP, 2007). Atualmente, o Japão é o maior importador de GNL no mundo, política adotada pelo país para diminuir sua dependência do petróleo. Quanto à especificação do GNL, a legislação japonesa exige um Poder Calorífico Superior alto nos sistemas de distribuição; por outro lado, a geração de energia nas usinas termelétricas requer um baixo valor do Índice de Wobbe. A adequação do gás natural para atender estas exigências é realizada através da injeção de nitrogênio. (IEA, 2004)

Já no velho continente, os grandes produtores europeus são Inglaterra, Holanda e Noruega. A produção inglesa começa a declinar. No último ano, a queda foi de 8,6

pontos percentuais, fixando a produção em 2006 de 80 Bcm por ano. Enquanto a produção inglesa cai, a norueguesa possui uma tendência de crescimento e no último período atingiu a marca de 88 Bcm (BP, 2007).

Na Europa, a demanda por gás natural é de aproximadamente 550 Bcm por ano (BP, 2007), o que representa 25% da matriz energética europeia. As principais utilizações deste combustível são nos segmentos indústrias e residências. Já a utilização do gás natural na geração de eletricidade, depende fortemente do nível de preço, visto que a competição frente a outros energéticos, como o carvão e a energia nuclear, é bastante acirrada.

A indústria do gás natural é considerada madura em alguns países europeus. A Inglaterra é o maior consumidor; a demanda por este energético é de 91 Bcm por ano. A Alemanha vem na segunda posição com 87 Bcm por ano e a Itália possui o terceiro mercado na Europa, com 77 Bcm por ano. A demanda na Espanha cresce rapidamente devido a utilização deste combustível na geração de energia em detrimento ao carvão (BP, 2007).

Desta forma França, Espanha e os demais países europeus importadores de GNL, que importaram 57 bilhões de m<sup>3</sup> em 2006, o que representa cerca de 30% do comércio mundial de GNL (BP, 2007), devem atender a estas regulamentações e condições de qualidade de gás natural.

Na Europa, foi recomendada à organização que regulamenta o gás natural europeu – European Gas Regulatory Fórum, uma prática comum de negócios para que fosse igualada a qualidade do gás comercializado na comunidade europeia. Esta recomendação propõe parâmetros mínimos e máximos para alguns itens das características físico-químicas do gás natural. Destacam-se os valores para o Índice

de Wobbe (mínimo de 46.400 KJ/m<sup>3</sup> e máximo de 54.000 KJ/m<sup>3</sup>) e para densidade relativa, com mínimo de 0,555 e máximo de 0,700 (IEA, 2004).

Os Estados Unidos produziram 524 Bcm em 2006 (BP, 2007). A produção americana de gás natural retoma seu crescimento após apresentar um declínio na produção, explicado pelos estragos causados pelos furacões Katrina e Rita ocorridos no Golfo do México.

Em 2006, o consumo total de gás natural foi de 620 Bcm por ano. O mercado norte-americano experimentava um crescimento significativo no início da década devido a sua utilização em termelétricas motivada pela necessidade de energia elétrica. Com a diminuição da produção e o aumento dos preços, nos últimos anos, o consumo apresentou um declínio, sendo 1,7% menor do que em 2005. (BP, 2007)

Ao analisarmos a oferta e a demanda, verificamos que a demanda é maior do que a produção. Entra em cena a complementaridade da importação de gás natural do Canadá e do México e através do GNL, principalmente de Trinidad e Tobago.

Os Estados Unidos importaram 16,5 bilhões de m<sup>3</sup> de GNL, representando 8% do comércio mundial. IEA (2004) projeta que no futuro a demanda excederá a oferta interna, trazendo mudanças estruturais no suprimento, com uma maior importação de GNL. Atualmente existem cinco plantas de regaseificação e existem 24 projetos aprovados para a implantação de novas plantas nos EUA, o que elevaria em seis vezes a capacidade dos terminais existentes (Costamilan, 2007).

Quanto à determinação da especificação do gás natural nos Estados Unidos, a FERC – Federal Energy Regulatory Commission – decidiu não estabelecer padrões nacionais para a especificação qualitativa do gás natural. A consideração mais importante é

quanto ao poder calorífico, Índice de Wobbe e, por conseguinte, a intercambialidade do gás (IEA, 2004).

Para os mercados emergentes, destaca-se a Índia e a China. Atualmente, a Índia importa mais GNL do que países que possuem uma cultura de gás natural mais desenvolvida, como a Inglaterra e a Itália. Este fato é explicado por suas poucas reservas de gás natural. (BP, 2007)

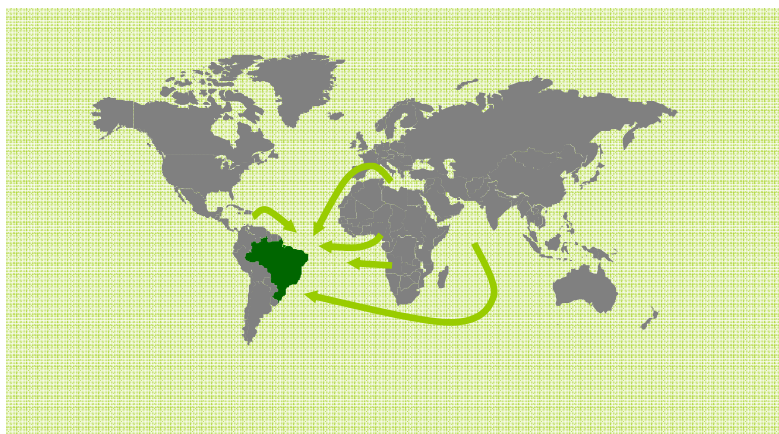
Como a utilização do gás natural na Índia é mais recente, o consumo basicamente é no setor industrial. Para esta situação, o que mais se discute neste momento é o preço e não a qualidade. Desta forma, não existe regulação alguma que define a qualidade do gás natural neste país.

Ao contrário da Índia, a China em 1999 constituiu um comitê – China Natural Gas Standardization Technical Committee (CNGSTC) – para determinar os padrões técnicos do gás natural. Este comitê determinou que as especificações de qualidade do gás natural seriam dadas pelo poder calorífico, pelo percentual de CO<sub>2</sub> e de enxofre na sua composição. (IEA, 2004)

Finalizamos assim a revisão de como se comportam os países compradores de GNL, seus objetivos e sua experiência quanto à qualidade do gás natural. Vejamos a seguir como se insere o GNL no Brasil e a legislação brasileira que especifica a qualidade do gás natural no país.

## 6.2. GNL no Brasil

O Brasil possui uma localização privilegiada para o mercado de GNL por estar localizado no “meio” das rotas de comercialização entre as bacias do Atlântico e da África, o que possibilita a aquisição de cargas de diversos fornecedores, conforme se observa na Figura 27.



**Figura 27: Localização do Brasil frente ao mercado de GNL**

**Fonte: Própria**

Verificamos também que a posição do país mostrada na Figura 27 nos traz outra vantagem: a de possibilitar desvios de cargas para outros mercados caso haja necessidade, reduzindo os tempos de viagem entre o ponto de origem e o destino da carga.

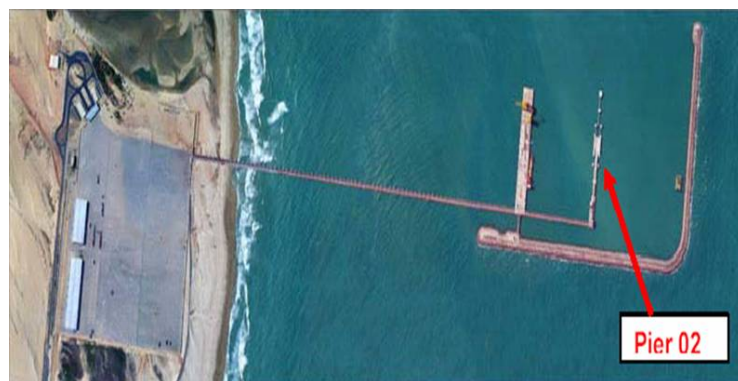
Para a realidade brasileira, a Petrobras considera que a utilização de GNL constitui, neste momento, a melhor solução técnica e econômica encontrada para viabilizar o suprimento de gás natural, para o setor termelétrico, tanto no curto quanto no longo prazo, disponibilizando, assim, o gás natural nas regiões Sudeste e Nordeste do país e conseqüentemente garantindo a confiabilidade do funcionamento das Usinas Termelétricas. (Petrobras, 2007)



Como este projeto de GNL se destina a atender um mercado flexível, ele permite modular a compra do insumo de acordo com a evolução da demanda, já que a tendência de maior uso em termelétricas na estação seca brasileira (maio a outubro) é concomitante aos períodos de menor procura do GNL no mercado internacional (Manso, 2006). Contudo, neste momento, verifica-se que esta idéia é equivocada, visto que a geração termelétrica a gás natural tem sido utilizada com bastante freqüência, face o acordo firmado entre a ANEEL e a Petrobras, comentado no capítulo anterior.

Segundo Petrobras (2008a), a inserção do GNL no mercado brasileiro atende aos seus objetivos estratégicos: aumentar a flexibilidade do mercado brasileiro de gás natural para atender às necessidades de geração termelétrica, diversificar as fontes de suprimento do insumo e antecipar o desenvolvimento deste mercado.

Este projeto prevê a construção de dois terminais de regaseificação, um na região Nordeste (Pecém – CE), conforme mostrado na Figura 28, e outro na região Sudeste (Rio de Janeiro) do Brasil, demonstrado na Figura 29. Próximos à rede de transporte e aos mercados consumidores, os terminais também possuem posição estratégica em relação às rotas internacionais de transporte.



**Figura 28: Localização do terminal de regaseificação – Pecém-CE**

Fonte: Castro, 2007



**Figura 29: Localização do terminal de regaseificação – Baía de Guanabara-RJ**

**Fonte: Castro, 2007**

A localização destes terminais é explicada por sua concepção básica: atender à demanda flexível das termelétricas. Assim, Petrobras (2007) informa que o Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara ficará próximo de três grandes usinas (Barbosa Lima Sobrinho, Leonel Brizola e Mário Lago). Já o Terminal de Pecém, além do suprimento a usinas termelétricas (TermoFortaleza, TermoCeará e Jesus Soares Pereira), atenderá também parte do mercado industrial da região Nordeste.

Para que atendam estas demandas flexíveis, o projeto de regaseificação de GNL brasileiro possui as características técnicas de volume apresentadas na Tabela 10.

<b>Localidade</b>	<b>Volume</b>
Pecém (CE)	7 MM m <sup>3</sup> /d
Baía de Guanabara (RJ)	20 MM m <sup>3</sup> /d

**Tabela 10: Descrição dos projetos de GNL**

**Fonte: Petrobras, 2008a**

Em busca de um projeto que aliasse flexibilidade, agilidade e menor custo fixo na implementação, ele combina tecnologias existentes e já consolidadas, unindo a estocagem e a regaseificação a bordo de um terminal flutuante (navio adaptado) e permanentemente ancorado em águas abrigadas, próximo à rede de transporte e aos mercados consumidores.

A Petrobras negocia o fornecimento do GNL com algumas empresas. Recentemente, a Petrobras fechou um contrato com a Shell, conforme noticiado pela *Folha de S. Paulo* (2008), cuja capacidade de fornecimento atende parte da capacidade de importação da Petrobras; junto com os demais acordos em negociação e os *Master Sales and Purchase Agreements* – MSA ("Contratos de Termos Gerais") já assinados com as empresas Marubeni, Nigeria LNG, Sonatrach, Total e Suez Global, irão compor um portfólio de contratos para atendimento das necessidades de suprimento de gás natural para geração termoelétrica no Brasil.

Portanto, o Brasil já possui um projeto, devido à necessidade de complementaridade de seu balanço de oferta e demanda, que possa suprir o gás natural liquefeito para o mercado termelétrico.

### **6.3. Especificação Brasileira para o GN**

Vimos que todas as definições de Logística, anteriormente citadas, remetem ao *atendimento dos requisitos dos clientes*. Para a indústria do GNL no Brasil, os requisitos do cliente a serem atendidos, além da data e volumes contratados, correspondem, principalmente, às especificações do gás natural estabelecidas pela

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) em sua portaria número 104.

A Portaria ANP n. 104, de 8 de julho de 2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializado em todo o território nacional (ANP, 2002). Esta portaria pode ser vista nos Anexos 1 e 2.

A grande ênfase que é dada na especificação do gás a ser comercializado no país, nesta portaria, se refere aos limites para cada fração do gás natural e para algumas características físico-químicas do gás natural, como o Poder Calorífico Superior.

Os valores limite para cada item da especificação variam para as regiões Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com as origens dos gases fornecidos.

Visto que as plantas de regaseificação de GNL no Brasil estarão situadas nas regiões Sudeste e Nordeste, para efeito de análises futuras, nos basearemos somente nos limites das características do gás natural para estas regiões, para efetuar a análise dos potenciais fornecedores de GNL para o mercado brasileiro de gás natural.

#### **6.4. *Análise dos dados***

Até esta etapa do trabalho podemos verificar que o mercado brasileiro de gás natural possui uma demanda por este insumo maior que a oferta de gás natural produzida no Brasil e, por conseguinte, necessita de uma complementaridade de fornecimento de

gás natural através da importação para que possa fechar o balanço de oferta e demanda.

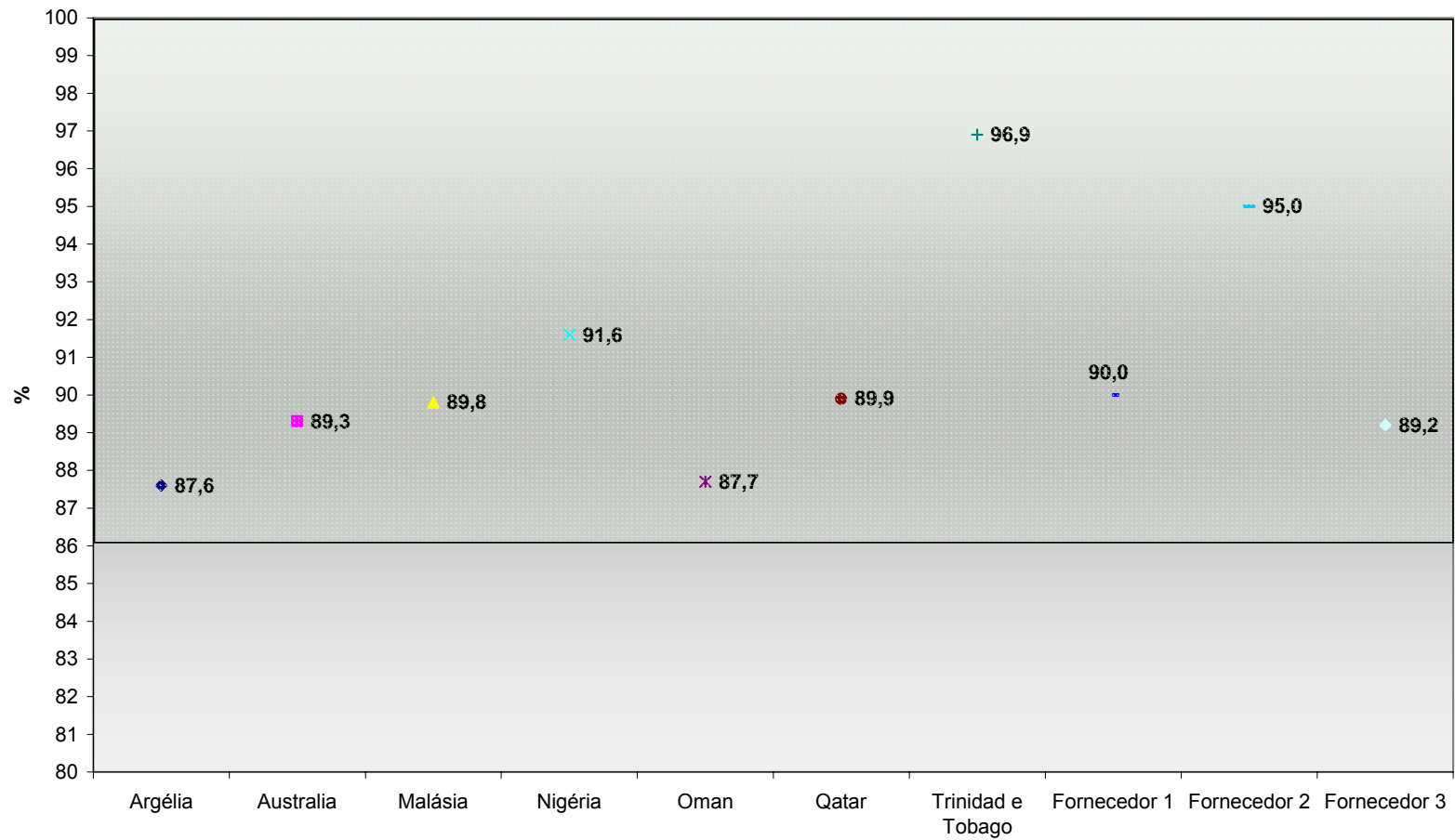
Entretanto, a capacidade de importação através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) está praticamente no limite; a alternativa mais conveniente e atrativa, no momento, no contexto técnico e econômico é a importação através do modal de GNL.

Observamos também que os diversos produtores de GNL possuem especificações diferentes para seus produtos e que em contrapartida a legislação brasileira especifica o gás natural que deve ser utilizado no país.

Desta forma, o trabalho se propõe a verificar o cruzamento dos dados dos fornecedores de GNL, verificados no item 6.1.1 – Tabelas 8 e 9, com a Portaria ANP n. 104 (ANP, 2002), referente à legislação brasileira, para as principais características do gás natural: percentuais de metano, de etano, de butano, de propano, de nitrogênio, Índice de Wobbe (IW) e Poder Calorífico Superior (PCS). Esta portaria estabelece para estes parâmetros os seguintes limites:

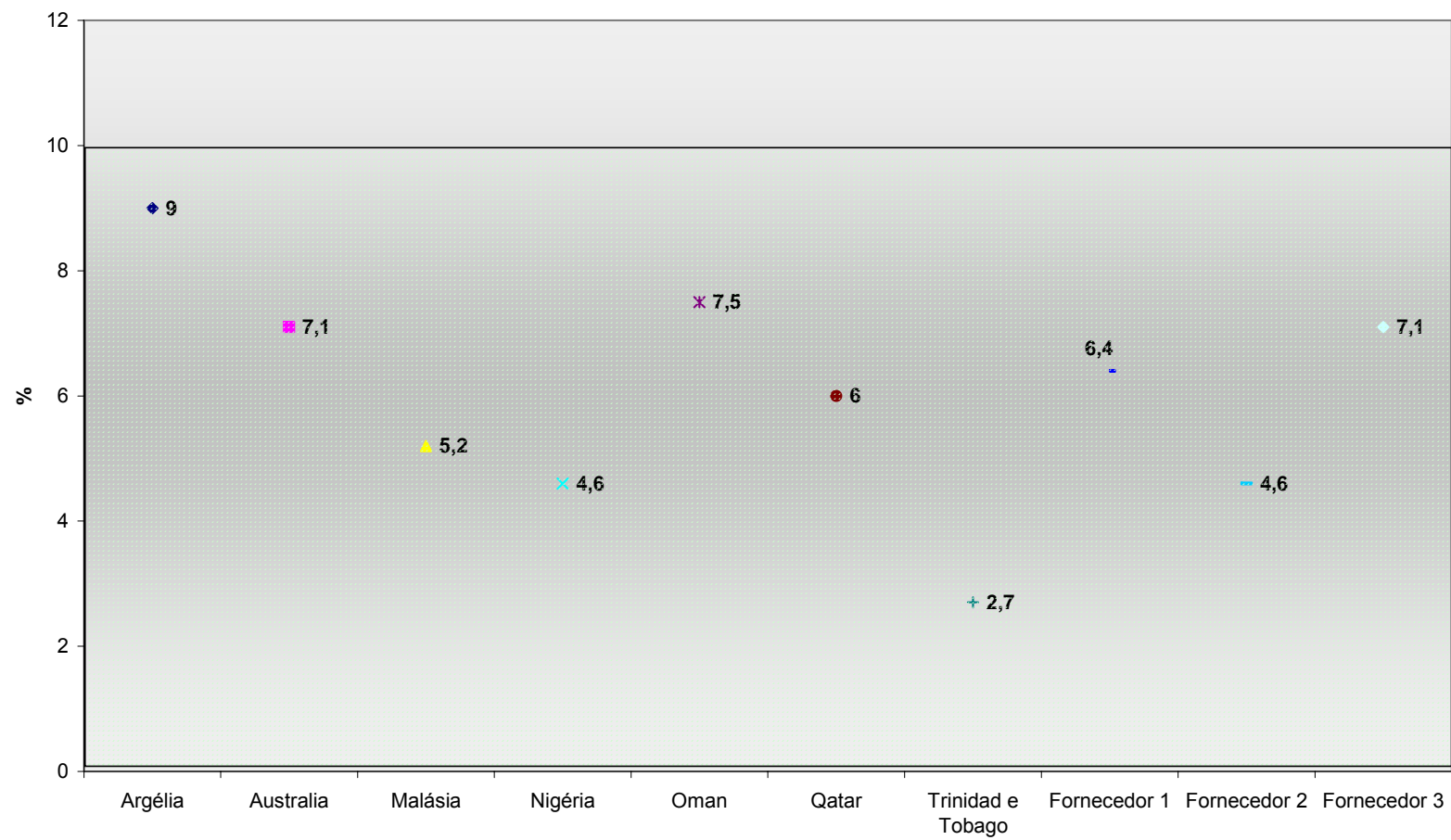
- Metano – mínimo de 86%
- Etano – máximo de 10%
- Propano – máximo de 3%
- Butano – máximo de 1,5%
- Nitrogênio – máximo de 2%
- Índice de Wobbe (IW) – de 46.500 a 52.500 KJ/m<sup>3</sup>
- Poder Calorífico Superior (PCS) – de 35.000 a 42.000 KJ/m<sup>3</sup>

Este cruzamento pode ser verificado nas Figuras 30 a 36.



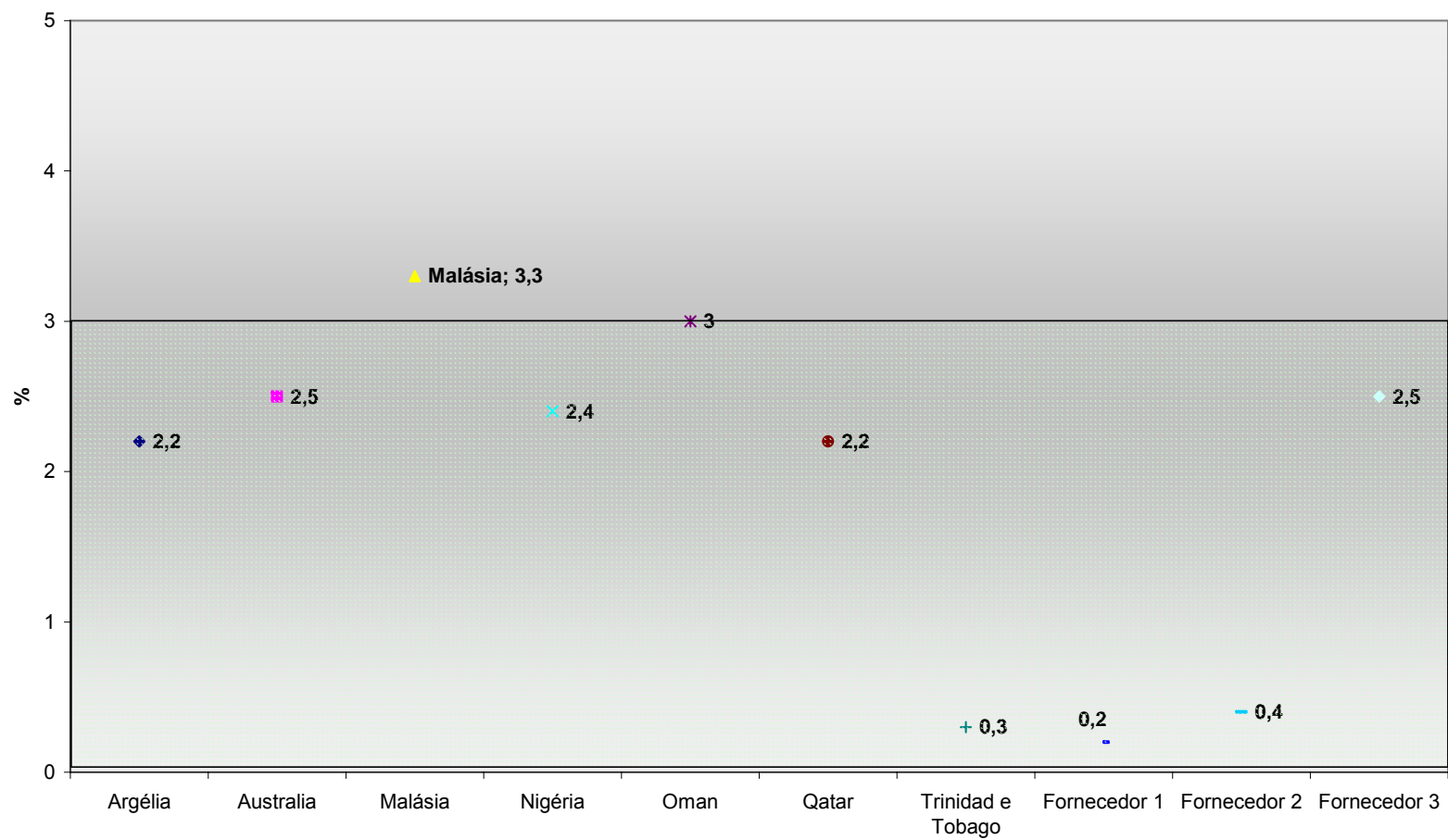
**Figura 30: Percentual de metano – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**



**Figura 31: Percentual de etano – Fornecedores x Portaria ANP**

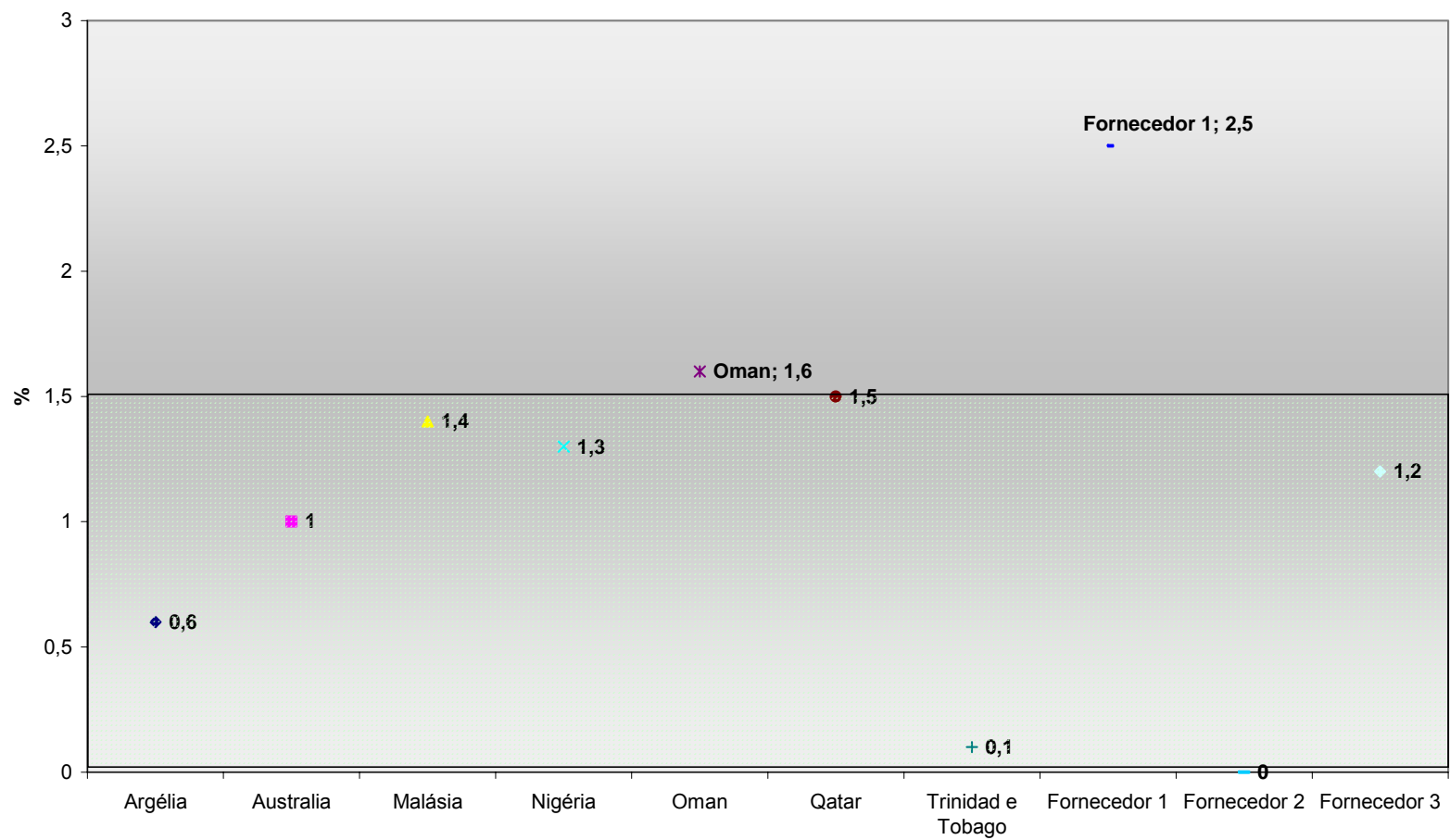
**Fonte: Própria**



**Figura 32: Percentual de propano – Fornecedores x Portaria ANP**

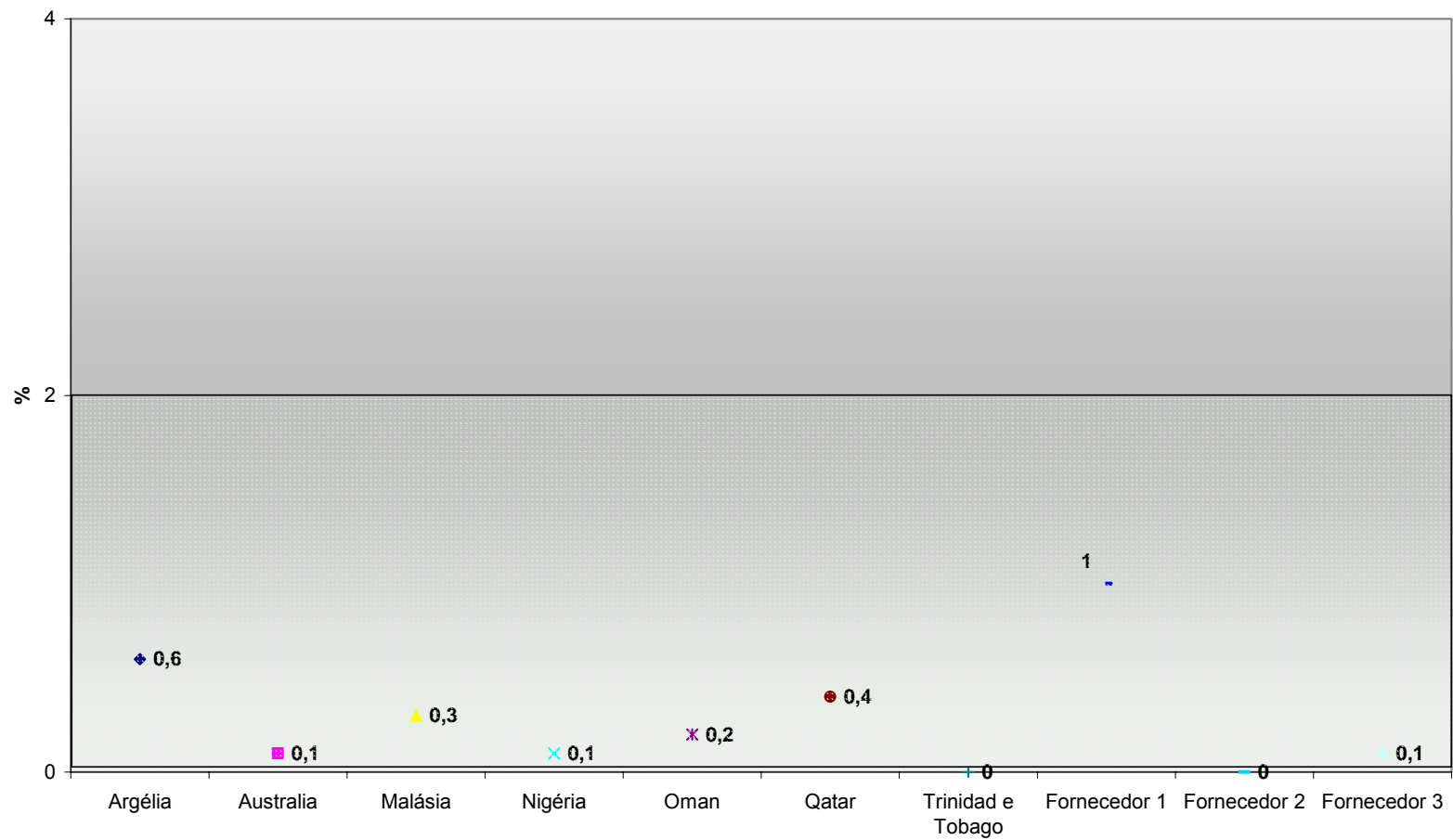
**Fonte: Própria**





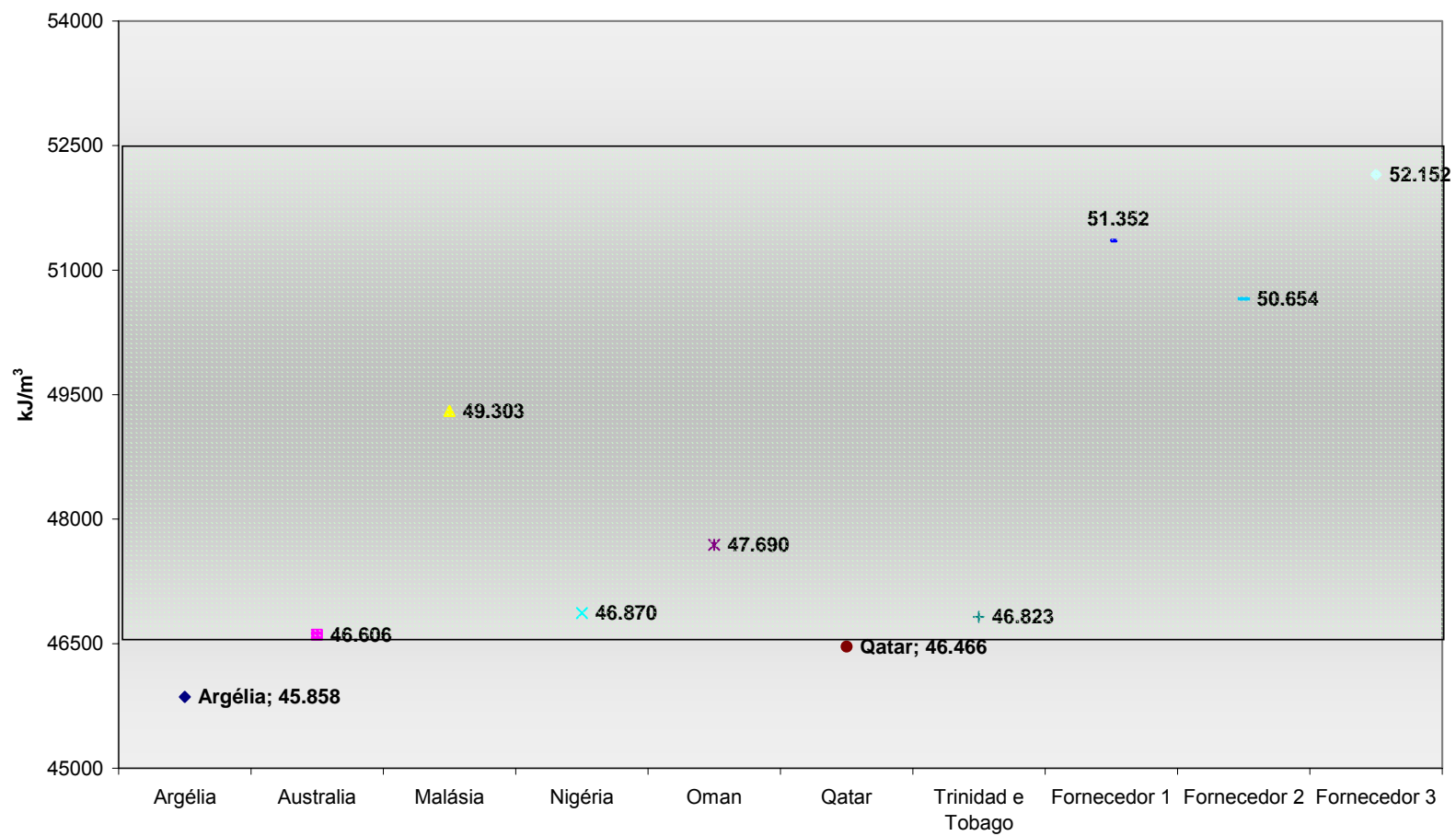
**Figura 33: Percentual de butano – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**



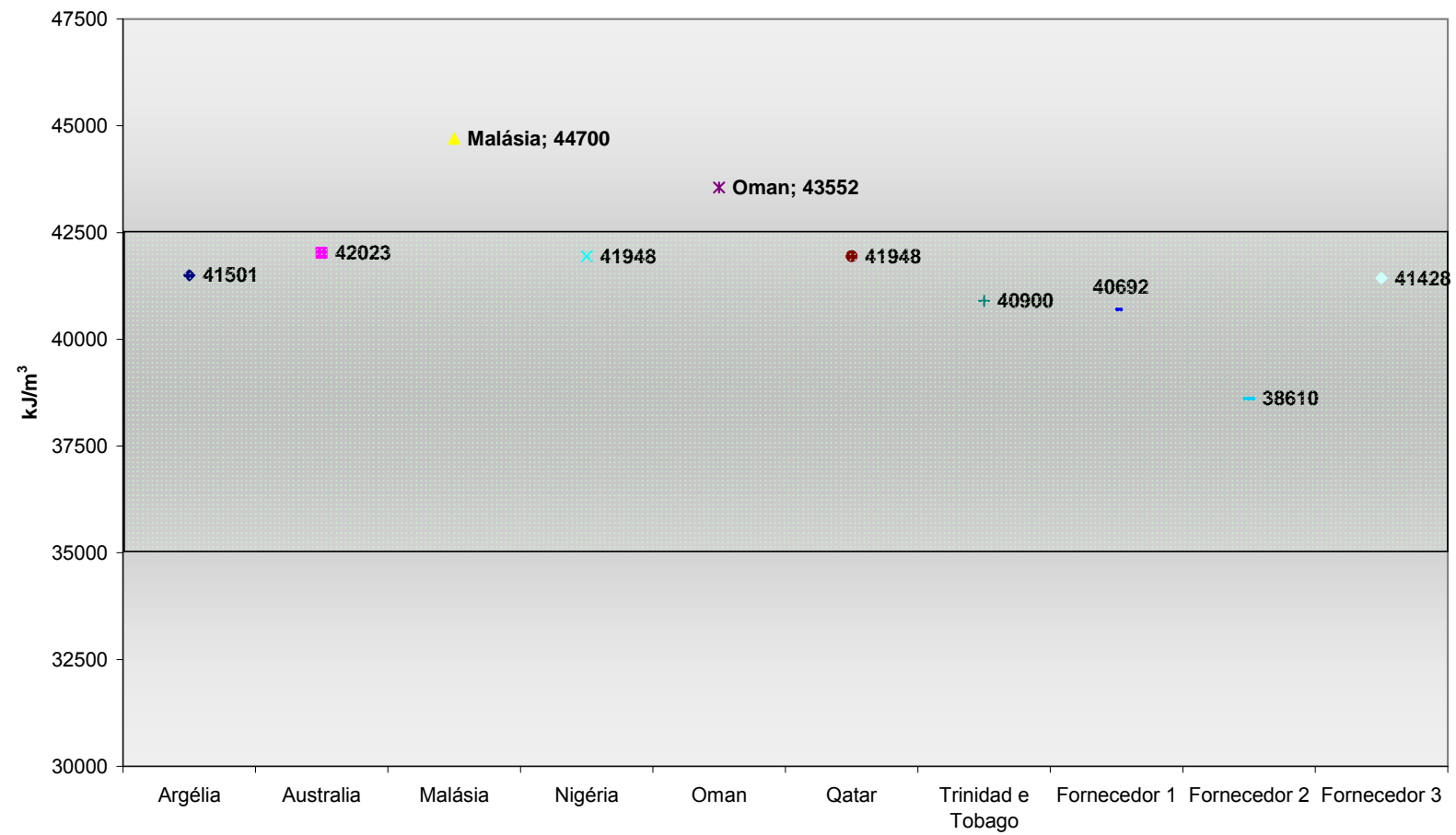
**Figura 34: Percentual de nitrogênio – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**



**Figura 35: Índice de Wobbe (IW) – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**



**Figura 36: Poder Calorífico Superior (PCS) – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**

Assim, as Figuras 30 a 36 mostram por meio do cruzamento das informações das especificações do gás natural de diversos potenciais fornecedores de GNL, apresentados nas Tabelas 8 e 9, com a especificação exigida na legislação brasileira, através da Portaria ANP n. 104, que temos as seguintes condições: o mercado brasileiro não teria nenhum problema de importação quanto ao percentual da composição de metano, de etano, de nitrogênio; teríamos de aumentar o custo do gás, adequando-o à legislação brasileira quanto aos requisitos de percentual de propano (Malásia), de butano (Omã e Fornecedor 1), do limites de Índice de Wobbe (Argélia) e do Poder Calorífico (Malásia, Omã e Austrália).

Entretanto, também verificamos neste trabalho que, nos mercados maduros tais como: os Estados Unidos, alguns países europeus e Japão, existem uma maior flexibilidade na legislação quanto ao controle da qualidade do gás natural, diminuindo o rigor nas especificações do combustível, conforme destacamos no item 6.1.2 deste capítulo.

Williams (2007) afirma que o crescente volume de gás natural comercializado ao redor do mundo, onde as fontes são diversas, a qualidade do gás não é constante, torna necessária a discussão do emprego da intercambialidade.

Kuipers (2007), em seu trabalho, destaca uma definição sobre a intercambialidade:

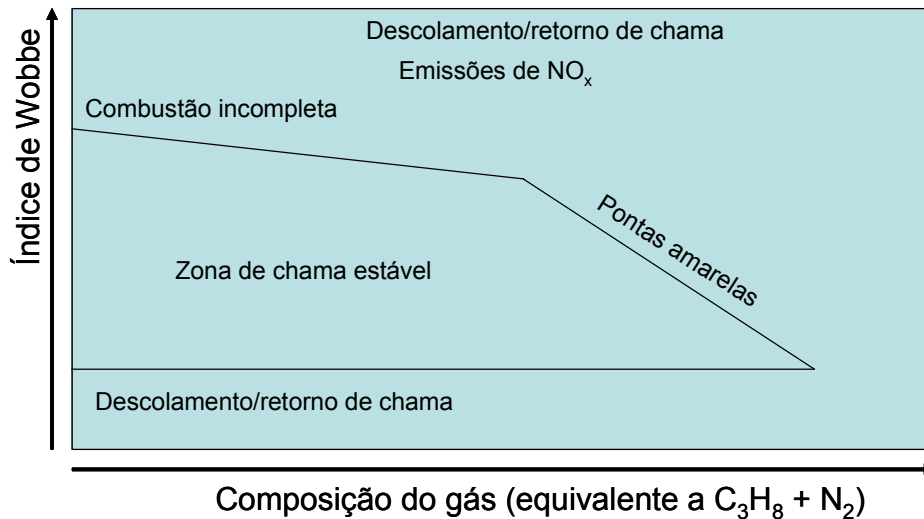
*“A measure of the degree to which the combustion characteristics of one gas resemble those of another gas. Two gases are said to be interchangeable when one gas may be substituted for the other without affecting the operation of gas burning appliances or equipment.”*

A habilidade e ou a capacidade de se substituir um gás por outro é conhecida como intercambialidade. Podemos então dizer que os gases são intercambiáveis se o desempenho da combustão é satisfatório sem qualquer ajuste nos equipamentos.

O conceito de intercambialidade aplica uma análise da qualidade do gás entre parâmetros específicos. A combinação dos parâmetros de Índice de Wobbe, Poder Calorífico Superior (PCS) e a densidade relativa do gás natural é a medida mais utilizada para se qualificar o gás natural. (Faria, 2007)

Analisando o conceito colocado por Faria (2007), e comparando com Kuipers (2007), verificamos que podemos analisar a intercambialidade apenas pelo Índice de Wobbe, cuja origem deriva do poder calorífico e da densidade relativa. O poder calorífico superior e a densidade relativa representam uma medida de quão rapidamente a energia é entregue ao queimador dos equipamentos.

Ao obtermos um índice de Wobbe adequado, podemos garantir que a qualidade do gás natural promoverá a segurança em toda a cadeia e em suas aplicações, a eficiência da combustão e o controle dos níveis de emissão (Faria, 2007). A Figura 37 apresenta um quadro onde se obtiver elevados IW a combustão será incompleta, gerando monóxido de carbono (CO) e fuligem, caso contrário, se o IW for baixo poderá ocorrer a extinção da chama, escapamentos e riscos de explosão.

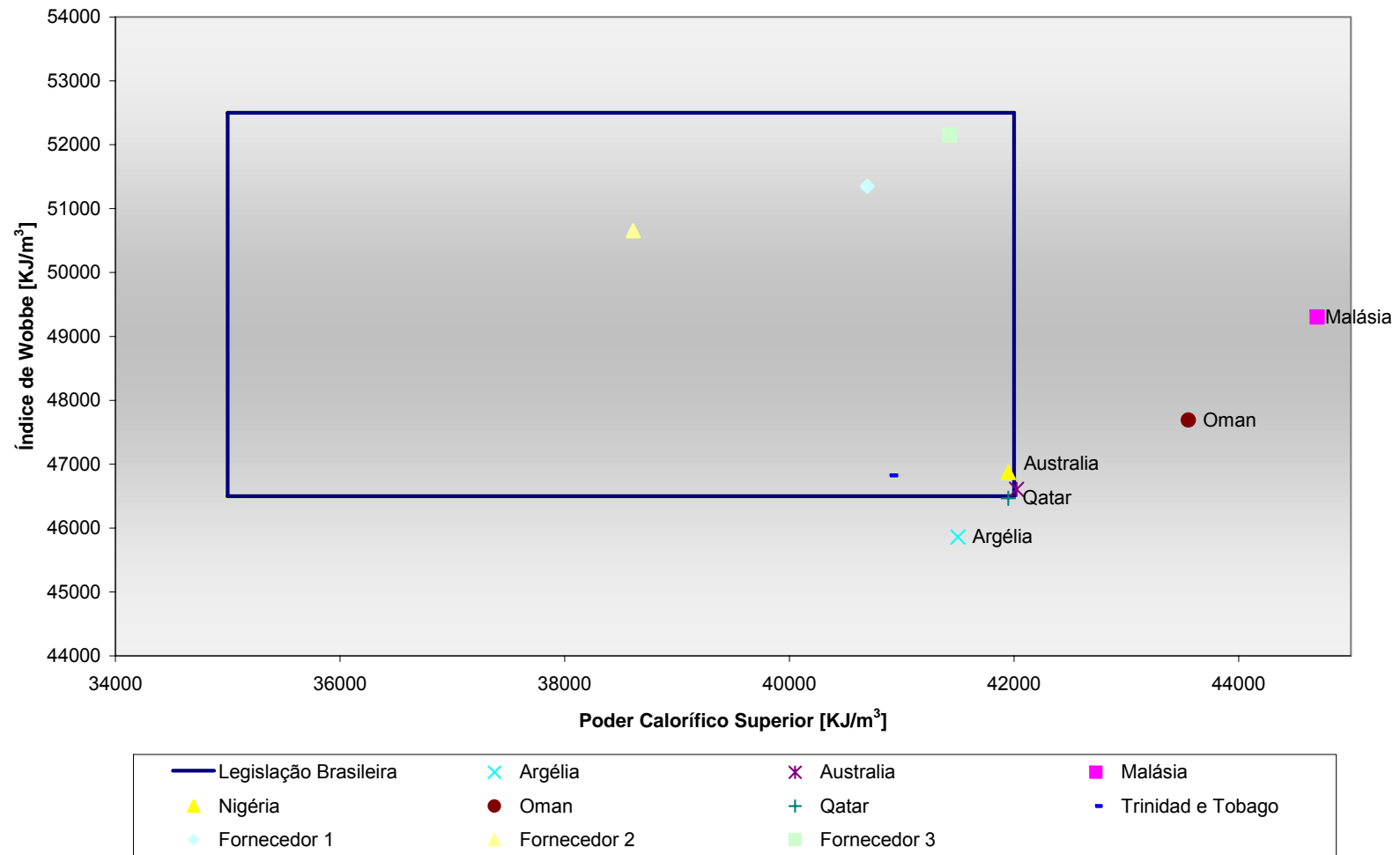


**Figura 37: Desempenho da combustão em função do Índice Wobbe**

**Fonte: Faria, 2007**

Pela Figura 37, verificamos que, para se ajustar o índice de Wobbe de um determinado gás, podemos trabalhar de duas formas: (i) pode se injetar GLP para aumento do Índice de Wobbe, caso típico que ocorre no mercado do Pacífico (Ásia) e; (ii) para se reduzir o Índice de Wobbe a solução usual é injetar  $N_2$  ou ar (cada 1% injetado, reduz o IW em 1,3%) ou o reprocessamento em unidades de processamento de gás natural (UPGN) para retirada de propano e mais pesados. (Faria, 2007)

Desta forma podemos simplificar a análise da qualidade do gás natural através da intercambialidade dos gases, comparando os parâmetros de Índice de Wobbe e do Poder Calorífico Superior, na qual estabelecemos uma zona de aceitação do produto que está compreendida entre os ranges destes índices estabelecidos na Portaria ANP n. 104. Esta zona é apresentada na Figura 38 através do quadrado azul.



**Figura 38: Intercambialidade dos gases: IW e PCS – Fornecedores x Portaria ANP**

**Fonte: Própria**



Observamos então que para aqueles produtores que estão dentro desta zona de aceitação do produto não teríamos problema. Desta forma podemos chegar à mesma conclusão das análises anteriores, teríamos que adequar o gás proveniente da Malásia, Omã, Austrália, Qatar e Argélia.

Assim verificamos que com a utilização do conceito de intercambialidade, podemos obter uma análise mais rápida deste processo. Esta análise visa diminuir as exigências de qualidade extremamente rígidas que restringem a introdução de outros fornecedores, alinhando com a política energética nacional que quer incrementar a utilização do gás natural no país.

## 7. Conclusões e Recomendações

O desenvolvimento de um mercado global de gás natural no mundo cresce a cada ano faz com que a participação do gás natural na matriz energética mundial tenha um destaque maior. Entretanto, podemos perceber, neste cenário atual, de reservas, produção e consumo, um desequilíbrio entre os países produtores e os principais consumidores, que provoca uma crescente movimentação de comércio de gás natural que acontece através de grandes gasodutos, limitado geograficamente e, principalmente, através do Gás Natural Liquefeito.

O desenvolvimento da cultura do gás natural no Brasil, cujo mercado até o momento permanece em um status de emergente, prevê um crescimento nos próximos anos, em que se estima consumir 134 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012, fazendo com que haja a necessidade de importação do combustível para complementar o balanço de oferta e demanda, apesar do crescimento da oferta através da produção nacional. A importação do gás boliviano está atualmente com a capacidade máxima. Desta forma, a importação de gás natural através de GNL é o caminho mais eficaz para atender o mercado brasileiro.

A globalização do comércio de GNL nos últimos anos foi impulsionada pelo mercado spot, de forma a atender aos picos de demanda. Porém, contratos de longo prazo ainda dominarão esta indústria. Este movimento tem gerado a oportunidade de arbitragem de preços. A arbitragem de preços passou de um patamar regional para o plano global. Contudo, estima-se que para o mercado brasileiro e para a Petrobras, o crescimento e a globalização do mercado de GNL promoverão maior disponibilidade e modicidade de preços.

Como há diversos produtores de GNL no mundo, cada um possui uma especificação diferente para seu produto. Apesar de termos uma infinidade de informações, a maior dificuldade apresentada neste estudo foi a coleta de dados referentes à especificação do produto.

Por outro lado, os países consumidores se preocupam em estabelecer padrões de qualidade, sem que haja ainda uma convergência sobre qual é o melhor padrão. A legislação brasileira utiliza os limites para frações constituintes do gás natural para determinar a qualidade do gás; contudo, alguns países sugerem que esta não é a solução usual para especificar a qualidade. Já os Estados Unidos e a União Européia priorizam o Índice de Wobbe e o Poder Calorífico para que se possa aplicar o conceito de intercambialidade. Em geral, não há limitação para N<sub>2</sub>.

Assim, através do cruzamento das informações das especificações do gás natural de diversos potenciais fornecedores de GNL com a especificação exigida na legislação brasileira, temos as seguintes condições:

- Quanto aos percentuais:
  - de metano, não há problemas com nenhum dos potenciais fornecedores;
  - de etano, também não há problemas com nenhum dos potenciais fornecedores;
  - de propano, haveria uma não conformidade com o fornecimento de GNL proveniente da Malásia;

- de butano, uma não conformidade com o fornecimento de GNL proveniente de Omã, do Fornecedor 1, e ainda teríamos o Qatar no limite da composição;
- de nitrogênio, não há problemas com nenhum dos potenciais fornecedores;
- Quanto ao valor estipulado para o Índice de Wobbe, haveria uma não conformidade com o fornecimento da Argélia e com o Qatar, sendo este muito próximo do limite mínimo estabelecido pela legislação brasileira;
- Quanto ao valor estipulado para o Poder Calorífico, haveria uma não conformidade com o fornecimento da Malásia, de Omã e da Austrália;
- Ao se analisar a intercambialidade dos gases, verifica-se que, em relação à Austrália, Argélia, Malásia, Omã e Qatar, haveria não conformidade no fornecimento de GNL.

Estas não conformidades não implicam que os fornecedores sejam descartados para atuar no mercado brasileiro. Cabe apenas efetuar um tratamento do GNL em uma unidade de processamento, de forma a adequá-lo, incorrendo em um custo maior e conseqüentemente um preço mais elevado deste combustível. Ressalta-se que, para os países que não teriam qualquer tipo de problemas em fornecer GNL ao Brasil quanto à legislação atual brasileira, cabe uma análise econômica e negociações para se verificar qual a melhor opção para o mercado brasileiro.

Recomenda-se uma reflexão por parte das autoridades com o intuito de viabilizar uma revisão da legislação, de forma a flexibilizar a utilização de outros “tipos” de gases e ampliar a gama de eventuais fornecedores de GNL através da utilização do conceito

de intercambialidade. Exigências de qualidade extremamente rígidas ou redundantes podem desnecessariamente restringir a introdução de novas fontes de suprimento, que é inconsistente com o objetivo da política energética nacional, qual seja, incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural no país.

Sugere-se também que o estudo seja continuado visando o aprofundamento das questões referente à determinação da especificação da qualidade para o gás natural e a introdução de uma maior gama de fornecedores de GNL.

## Referências Bibliográficas

ABEGAS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS COMPANHIAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL, 2008 – <http://www.abegas.com.br>

ALGAS - GÁS DE ALAGOAS S.A., 2008, <http://www.algas.com.br/>, acessado em 19/02/2008

AMARAL, D., 2008, “Diagnósticos e Desafios do Setor de Gás Natural”. **1ª Convenção ABEGÁS**, Florianópolis, Abr/2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, Despacho ANEEL 1.354/2007, disponível no <http://www.aneel.gov.br/>, acessado em 11/03/2008

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 1997, Lei ANP N° 9478, DE 06/08/1997, disponibilizado no site: <http://www.anp.gov.br/>, acessado em 06/04/2008

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2002, Portaria ANP N° 104, DE 8.7.2002 - DOU 9.7.2002 disponibilizado no site: <http://www.anp.gov.br/>, acessado em 11/03/2008

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2007, “Especificação do Gás Natural - em busca da evolução”. Rio de Janeiro, Out. 2007

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008a, disponibilizado no site: <http://www.anp.gov.br/>, acessado em 27/01/2008

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2008b, Boletim Mensal, referência Set/2007. Disponibilizado no site: <http://www.anp.gov.br/>, acessado em 26/02/2008

BIZARRO, D. C. N.; Petróleo e Gás Natural: História e Sustentabilidade. 2006. Monografia (Especialização em Processamento de Petróleo) – Instituto de Química, Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006

BP - British Petroleum, 2007, Statistical Review of World Energy 2007 - <http://www.bp.com>, acessado em 25/02/2008

BRAZIL, M., THOMAS, D. A., 2007, “Network optimization for the design of underground mines”. NETWORKS, Volume: 49, Issue: 1, Special Issue: Sp. Iss. SI, Pages: 40-50, Published: JAN 2007

CASTRO, A. E. M., 2007, “O Plano Estratégico e os investimentos em GNL da Petrobras para os próximos anos”. **Gas Summit – Latin América 2007**, São Paulo, Maio, 2007

CEG – COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - <http://portal.gasnatural.com>, acessado em 19/02/2008

CF- CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, DE OUTUBRO DE 1988, 2003. Editora: Atlas, 20ª edição, São Paulo, SP.

COMGÁS - COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS DO ESTADO DE SÃO PAULO  
<http://www.comgas.com.br/>, acessado em 19/02/2008

COSTAMILAN, L., 2007, "Introdução do GNL na Matriz Energética do Setor Elétrico Brasileiro". **Seminário ABRAGET 2007**, Rio de Janeiro, Abr 2007.

CQ – CLUBE DA QUÍMICA, 2008, <http://www.cq.ufam.edu.br>, acessado em 01/04/2008

CSCMP – Council of Supply Chain Management Professionals, 2008, <http://cscmp.org/aboutcscmp/definitions/definitions.asp>, acessado em 11/03/2008

CTGAS – CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS, 2008, <http://www.ctgas.com.br>, acessado em 19/02/2008

DOE – U.S. Department of Energy, 2005, "Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts". Estados Unidos da América, Ago 2005

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2003, "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status e Outlook". In: U.S. Department of Energy, Washington, D. C.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2006, Energy Outlook 2006. U.S. Department of Energy, Washington, D. C.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2008, About U.S. Natural Gas Pipelines - Transporting Natural Gas. U.S. Department of Energy, Washington, D.C., disponibilizado no site:



[http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/index.html](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html), acessado em 29/05/2008

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007, Plano Nacional de Energia - 2030, disponibilizado no site: <http://www.epe.gov.br/>, acessado em 28/02/2008.

EXAME, Revista Exame, 2005, matéria intitulada “À espera de um marco regulatório”, de 10/11/2005, disponível no site: <http://portalexame.abril.com.br/revista/exame>, acessado em 06/04/2008.

FARIA, J. A. C., 2007, “Qualidade do Gás Natural – Aspectos Regulatórios”. I **Seminário Internacional de GNL da Petrobras**, Rio de Janeiro, Set 2007.

Fleury, P. F., Wanke, P., Figueiredo, K. F.; Logística Empresarial. São Paulo: Editora Atlas, Coleção Coppead de Administração, 2000.

FOLHA SÃO PAULO, Jornal A Folha de São Paulo, 2005, matéria intitulada “Petrobras diz que fornecimento de gás boliviano continua normal”, de 10/06/2005, disponível no site: <http://www1.folha.uol.com.br/>, acessado em 06/04/2008.

FOLHA SÃO PAULO, Jornal A Folha de São Paulo, 2008, matéria intitulada “Petrobras firma acordo com a Shell para compra de GNL”, de 11/03/2008, disponível no site: <http://www1.folha.uol.com.br/>, acessado em 10/04/2008.

GASNET, 2007 - <http://www.gasnet.com.br>, acessado em 19/02/2008

GASPETRO, 2000 - <http://www.gaspetro.com.br>, acessado em 01/04/2008

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2004, “Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point”. Paris, França.

KANN, Z, 2005, “Regulação e Mercado da Indústria de Gás Natural no Brasil”.  
**Seminário – Setor de Energia / UFRJ**, Rio de Janeiro, Ago/2005.

KUIPERS, E., 2007, “Interchangeability”. Disponível no site:  
<http://www.cre.gob.mx/documento/1234.pdf>

LAMBERT, Douglas M., STOCK, James R., 1992, Strategic Logistics Management. 3.<sup>a</sup>  
Ed. U.S.A. Irwin/McGraw-Hill.

MANOEL, C. O., 2006, Aspectos regulatórios e modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás natural a granel (gás natural comprimido - GNC e gás natural liquefeito - GNL) no Brasil. Dissertação de M.Sc – Universidade de São Paulo - Interunidades em Energia, São Paulo, Brasil.

MANSO, R., 2005, “Oferta de Gás para o Mercado Brasileiro”. **IBP - 10º Seminário sobre Gás Natural**, Rio de Janeiro, Set/2005.

MANSO, R., 2006, “Os novos investimentos e a precificação do gás natural no Brasil”.  
**Rio Oil & Gas Conference**, Rio de Janeiro, Set/2006.

MARTINS, M.P., 2006, “Setor de Gás Natural no Brasil”, **Seminário Internacional – Reestruturação e Regulamentação do setor de energia elétrica e gás natural**. Rio de Janeiro, Ago/2006.

MAY, G., 2004, "Europe's automotive sector at the crossroads". Foresight; Volume: 6  
Issue: 5; 2004 General review

MELO, J.P.; Cenários do Gás Canalizado no Estado de São Paulo. São Paulo: Artliber  
Editora, 2002.

MENEZES, J. D., 2007, "Evolução e Perspectivas do Mercado de GNL". **I Seminário  
Internacional de GNL da Petrobras**, Rio de Janeiro, Set 2007.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007, Balanço Energético Nacional.  
MME, ano base 2006, Brasília, DF. Disponibilizado no site:  
<http://www.mme.gov.br/>, acessado em 26/02/2008

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008a, Boletim Mensal de  
Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. MME, ano base 2007, Brasília,  
DF.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008b, Resenha Energética Brasileira –  
exercício 2007 (dados preliminares), Brasília, DF. Disponibilizado no site:  
<http://www.mme.gov.br/>, acessado em 06/04/2008

MORAES, S. E. G., 2003, Mercado de Gás Natural no Estado de São Paulo: histórico,  
cenários, perspectivas e identificações de barreiras. Dissertação de M.Sc –  
Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

NETO, C. A. R., 2005, GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos:  
oportunidades, ameaças e mitos. Dissertação de M.Sc – Universidade de São  
Paulo - Interunidades em Energia, São Paulo, Brasil.

- NOVAES, Antônio G., 2001, Logística e Gerenciamento da Cadeia de Distribuição: estratégia, operação e avaliação. Rio de Janeiro. Editora Campus.
- OLIVEIRA, A., 2007, "South Cone energy integration: a look from Brazil". International Journal of Energy Sector Management; Volume: 1 Issue: 2; 2007 Research paper
- PATHAK, P., VENUGOPAL, R., CHANDRA, S., 2007, "Destination India: What The Foreign Investors Must Know?" International Journal of Commerce and Management; Volume: 10 Issue: 2; 2000 General review
- PEDRÃO, F., 1998, "Elementos de uma Economia Política da Energia", Revista de Desenvolvimento Econômico, Ano I
- PETROBRAS, 2005, "Proposta de Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil", Rio de Janeiro.
- PETROBRAS, 2007, Relacionamento com Investidores – Comunicado datado de 20/04/2007, <http://www2.petrobras.com.br/>, acessado em 04/04/2008
- PETROBRAS, 2008a, Plano Estratégico 2008-2012, <http://www2.petrobras.com.br/>, acessado em 26/02/2008
- PETROBRAS, 2008b, <http://www2.petrobras.com.br/>, acessado em 19/02/2008
- PETROBRAS, 2008c, Relacionamento com Investidores – Comunicado datado de 15/01/2008, <http://www2.petrobras.com.br/>, acessado em 04/04/2008
- PORTAL CAPES, 2008, <http://www.periodico.capes.gov.br>, acessado em 18/04/2008

- PRADELLA, C. A., SILVA, W. R., 2005, "Evolução das Cadeias de Suprimentos e a Contribuição do Sistema ERP", Revista Gestão Industrial, v. 01, n. 02 : pp. 001-018, 2005
- REIS, L. M. T. V., 2006, Cenários Logísticos para a Indústria de Óleo e Gás no Brasil. Dissertação de M.Sc – Universidade Federal Fluminense - Engenharia de Produção, Rio de Janeiro, Brasil.
- ROLLS-ROYCE, 1978, "Rolls-Royce Engines — A Status Report". Aircraft Engineering and Aerospace Technology; Volume: 50 Issue: 11; 1978 General review
- SANTOS, E. M., 2004, Energia, Gás Natural & Sustentabilidade. Tese de D.Sc., Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
- SANTOS, E.M. dos; Fagá, M. T. W.; Barufi, C.B.; Poulallion P.L.; Gás Natural: a Construção de uma nova civilização. 2007.
- SANTOS, E.M. dos; Zamalloa, G. C.; Villanueva, L.D.; Fagá M.T.W.; Gás Natural: Estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobras, 2002.
- SHELL, 2000, "Royal Dutch Petroleum Company & The "Shell" Transport and Trading Company, p.l.c. stock exchange release".
- UCHINO, S., 2006, "The world-wide LNG industry at the end of 2004". In: **23<sup>rd</sup> World Gas Conference** - IGU - International Gas Union. Japão, Jun 2006

WILLIAMS, T., 2007, "European gas quality, interchangeability issues reflect regional diversity". **LNG Observer** – Oil & Gas Journals. Inghilterra, Abr 2007

## Anexos

### **Anexo 1: Portaria ANP Nº 104, DE 8.7.2002 - DOU 9.7.2002**

#### AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS **PORTARIA ANP Nº 104, DE 8.7.2002 - DOU 9.7.2002**

*Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializada em todo o território nacional.*

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP no uso de suas atribuições legais, considerando as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e a Resolução de Diretoria nº 455, 3 de julho de 2002, torna público o seguinte ato:

**Art. 1º.** Fica estabelecida, através da presente Portaria, a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializada em todo o território nacional, consoante as disposições contidas no Regulamento Técnico ANP nº 3/2002, parte integrante desta Portaria.

**Art. 2º.** Os importadores, processadores, carregadores, transportadores e distribuidores de gás natural que operam no País deverão observar o disposto no Regulamento Técnico em anexo nas suas etapas de comercialização e de transporte.

Parágrafo único. A comercialização e o transporte do gás natural não especificado no Regulamento Técnico ficam autorizados, desde que respeitadas as condições de entrega por duto dedicado do referido produto, o acordo entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de produtos de combustão estabelecidos pelo órgão ambiental com jurisdição na área.

**Art. 3º.** Para os fins desta Portaria, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I. Carregador: pessoa jurídica que contrata o transportador para o serviço de transporte de gás natural;

II. Transportador: pessoa jurídica autorizada pela ANP a operar as instalações de transporte;

III. Processador: pessoa jurídica autorizada pela ANP a processar o gás natural;

IV. Instalações de Transporte: dutos de transporte de gás natural, suas estações de compressão ou de redução de pressão, bem como as instalações de armazenagem necessárias para a operação do sistema;

V. Ponto de Recepção: ponto no qual o gás natural é recebido pelo transportador do carregador ou de quem este autorize.

VI. Ponto de Entrega: ponto no qual o gás natural é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este autorize;

**Art. 4º.** A presente Portaria aplica-se ao gás natural processado, a ser utilizado para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos e de geração de energia.

Parágrafo único. O Regulamento Técnico em anexo não se aplica ao uso do gás natural como matéria-prima em processos químicos.

**Art. 5º.** O carregador fica obrigado a realizar as análises do gás natural nos pontos de recepção, no intervalo máximo de 24 horas, a partir do primeiro fornecimento e encaminhar o resultado ao transportador através de Certificado de Qualidade, o qual deverá conter a análise de todas as características, os limites da especificação e os métodos empregados, comprovando que o produto atende à especificação constante do Regulamento Técnico anexo.

§ 1º. O Certificado de Qualidade deverá apresentar o nome do responsável técnico, com indicação de seu número de inscrição no órgão de classe competente.

§ 2º. O carregador que deixar de efetuar a análise do gás natural deverá preencher o Certificado de Qualidade com os dados enviados pelo produtor/importador de quem adquiriu o produto, tornando-se responsável pela sua qualidade.

§ 3º. O carregador deverá enviar à ANP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente àquele a que se referirem os dados enviados, um sumário estatístico dos Certificados de Qualidade, emitidos através do endereço eletrônico [carregadorgn@anp.gov.br](mailto:carregadorgn@anp.gov.br), no formato de planilha eletrônica, devendo conter:

I – codificação ANP do carregador ;

II – mês e ano de referência dos dados certificados;

III – volume total comercializado no mês;

IV – codificação ANP do ponto de recepção onde foi realizada a análise;

V – quadro de resultados em conformidade com o modelo abaixo:



CARACTERÍSTICA	UNIDADE	Método de Ensaio	Mínimo	Máximo	Média Ponderada	Desvio Padrão	Número de Análises
Poder Calorífico Superior	kJ/m <sup>3</sup>						
Índice de Wobbe	kJ/m <sup>3</sup>						
Metano	% vol.						
Etano	% vol.						
Propano	% vol.						
Butano e mais pesados	% vol.						
Inertes (N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> )	% vol.						
Nitrogênio	% vol.						
Oxigênio	% vol.						
Gás Sulfídrico	mg/m <sup>3</sup>						
Ponto de orvalho de água, 1atm (1)	°C						

Nota:

(1) Valores referidos a 20°C e 101,325kPa exceto ponto de orvalho de água.

onde:

Mínimo, Máximo – valores mínimos e máximos encontrados nas determinações laboratoriais do mês

Média Ponderada – média ponderada pelos volumes objeto das análises realizadas no mês

Desvio Padrão – desvio padrão da média

Número de Análises – número total de análises no mês.

**Art. 6º.** O transportador fica obrigado a realizar a análise do produto e a emitir o Boletim de Conformidade:

I – em todos os pontos de recepção após a homogeneização da mistura entre o gás entrante e o gás passante no intervalo máximo de 24 horas a partir do primeiro recebimento;

II – em todos os pontos de entrega com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a 400 mil m<sup>3</sup>/d no intervalo máximo de 24 horas a partir da primeira entrega.

§ 1º. Em caso de inexistência de mistura de produtos distintos, o transportador, que deixar de efetuar a análise, deverá preencher o Boletim de Conformidade com os dados

enviados pelo carregador, constantes no Certificado de Qualidade, tornando-se responsável pela sua qualidade.

§ 2º. O transportador deverá encaminhar ao carregador cópia do Boletim de Conformidade, com o nome do responsável técnico e indicação de seu número de inscrição no órgão de classe competente, comprovando a qualidade do gás, através da apresentação dos resultados, dos limites da especificação e dos métodos de ensaio pertinentes às análises das seguintes características:

I – poder calorífico superior;

II – índice de Wobbe;

III – teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados, inertes, nitrogênio e oxigênio.

§ 3º. O transportador deverá enviar à ANP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente àquele a que se referirem os dados enviados, um sumário estatístico dos Boletins de Conformidade emitidos, através do endereço eletrônico transportadorgn@anp.gov.br, no formato de planilha eletrônica, contendo as seguintes informações:

I – codificação da ANP do transportador;

II – mês e ano de referência dos dados certificados;

III – volume total comercializado no mês;

IV – codificação ANP da instalação de análise;

V – codificação do carregador do gás natural e

VI – quadro de resultados em conformidade com o modelo abaixo:

<b>CARACTERÍSTICA(1)</b>	<b>UNIDADE</b>	<b>Método de Ensaio</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Média Ponderada</b>	<b>Desvio Padrão</b>	<b>Número de Análises</b>
Poder Calorífico Superior	kJ/m³						
Índice de Wobbe	kJ/m³						
Metano	% vol.						
Etano	% vol.						
Propano	% vol.						
Butano e mais pesados	% vol.						
Inertes (N2+ CO2)	% vol.						
Nitrogênio	% vol.						
Oxigênio	% vol.						

Nota:

(1) Valores referidos a 20°C e 101,325kPa.

onde:

Mínimo, Máximo – valores mínimos e máximos encontrados nas determinações laboratoriais do mês

Média Ponderada – média ponderada pelos volumes objeto das análises realizadas no mês

Desvio Padrão – desvio padrão da média

Número de Análises – número total de análises no mês.

**Art. 7º.** Para efeito de identificação de carregador, transportador, ponto de recepção e instalação de análise, em atendimento ao disposto nos artigos 5º e 6º, deverão ser utilizados os códigos que permanecerão atualizados na página da ANP no endereço eletrônico [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

**Art. 8º.** A ANP poderá, a qualquer tempo, inspecionar os instrumentos utilizados para a elaboração do Certificado de Qualidade e do Boletim de Conformidade do gás natural especificados nesta Portaria.

**Art. 9º.** Os Certificados de Qualidade emitidos pelo carregador e os Boletins de Conformidade emitidos pelo transportador deverão ser mantidos e disponibilizados à ANP sempre que solicitados por um período mínimo de 2 (dois) meses a contar da data de emissão.

**Art. 10.** O gás natural deverá ser odorizado no transporte de acordo com as exigências previstas durante o processo de licenciamento ambiental conduzido pelo órgão ambiental com jurisdição na área.

**Art. 11.** O gás natural deverá ser odorizado na distribuição de forma que seja detectável ao olfato humano seu vazamento quando sua concentração na atmosfera atingir 20% do limite inferior de inflamabilidade.

Parágrafo Único: A dispensa de odorização do gás natural em dutos de distribuição dedicados cujo destino não recomende a utilização de odorante e passe somente por área não urbanizada deve ser solicitada ao órgão estadual com jurisdição na área para sua análise e autorização.

**Art. 12.** Ficam concedidos os prazos abaixo mencionados para que os agentes mencionados no artigo 2º atendam aos limites da especificação constante do Regulamento Técnico em anexo, período no qual poderão ainda atender às especificações constantes das Portarias ANP nº 41 e 42, de 15 de abril de 1998:

I – 180 dias para a região nordeste e

II – 90 dias para a região norte, centro-oeste, sul e sudeste.

**Art. 13.** Fica concedido o prazo de 90 dias a partir da publicação da presente Portaria, para que carregadores apresentem o primeiro sumário estatístico dos Certificados de Qualidade conforme o art. 5º.

**Art. 14.** Fica concedido o prazo de 180 dias para que transportadores apresentem o primeiro sumário estatístico dos Boletins de Conformidade conforme o art. 6º.

**Art. 15.** O não atendimento ao disposto nesta Portaria sujeita o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847 de 26 de outubro de 1999 e demais disposições aplicáveis.

**Art. 16.** Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

**Art. 17.** Revogam-se a Portaria ANP nº 128, de 28 de agosto de 2001, e demais disposições em contrário, observados os termos do art. 12 desta Portaria.

*SEBASTIÃO DO REGO BARROS*

## **Anexo 2: Regulamento Técnico ANP Nº 3/2002**

### 1. Objetivo

Este Regulamento Técnico aplica-se ao gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional, compreendendo um gás processado combustível que consiste em uma mistura de hidrocarbonetos, principalmente metano, etano, propano e hidrocarbonetos mais pesados em quantidades menores.

#### 1.1 Nota explicativa

O gás natural permanece no estado gasoso sob condições de temperatura e pressão ambientes. É produzido a partir do processamento de gás extraído de reservatório e apresenta normalmente gases inertes, tais como nitrogênio e dióxido de carbono, bem como traços de outros constituintes.

A etapa de processamento do gás natural permite reduzir concentrações de componentes potencialmente corrosivos como o sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono, além de outros componentes como a água e hidrocarbonetos mais pesados, condensáveis quando do transporte e da distribuição do gás natural.

### 2. Sistema de Unidades

O sistema de unidades a ser empregado neste regulamento técnico é o SI de acordo com a norma brasileira NBR 12230.

Desta forma, a unidade de energia é o J e seus múltiplos ou o kWh, a unidade de pressão é o Pa e seus múltiplos e a unidade de temperatura o K (Kelvin) ou o °C (grau Celsius).

A grafia a ser obedecida é a determinada pela NBR 12230.

### 3. Características

Os ensaios constantes dessa especificação referidos aos seus respectivos significados e propriedades de desempenho, bem como outras definições relevantes, encontram-se relacionados a seguir.

As condições de referência empregadas neste Regulamento Técnico são condições de referência de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K e 101,325kPa e base seca.

### 3.1 Poder Calorífico

#### 3.1.1 Poder Calorífico Superior

Quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido.

#### 3.1.2 Poder Calorífico Inferior

Quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que todos os produtos inclusive a água formada na combustão estão no estado gasoso.

O poder calorífico superior difere do poder calorífico inferior pela entalpia de condensação da água.

#### 3.1.3 Estado de Referência

Os valores de poder calorífico de referência das substâncias puras empregados neste Regulamento Técnico foram extraídos da ISO 6976 sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325kPa, respectivamente e base seca.

### 3.2 Densidade Relativa

Quociente entre a massa do gás contida em um volume arbitrário e a massa de ar seco com composição padronizada pela ISO 6976 que deve ocupar o mesmo volume sob condições normais de temperatura e pressão.

### 3.3 Índice de Wobbe

Quociente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão de referência.

O índice de Wobbe é uma medida da quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão através de um orifício injetor. A quantidade de energia disponibilizada é uma função linear do índice de Wobbe.

Dois gases que apresentem composições distintas, mas com o mesmo índice de Wobbe disponibilizarão à mesma quantidade de energia através de um orifício injetor à mesma pressão.

### 3.4 Número de Metano

O número de metano indica a capacidade antidetonante do gás natural resultante de suas características na aplicação veicular, sendo seus limites passíveis de comparação com a octanagem da gasolina.

O poder antidetonante é a capacidade do combustível resistir na aplicação veicular, sem detonar, aos níveis de temperatura e pressão reinantes na câmara de combustão do motor, proporcionados pela compressão a que é submetida a mistura ar/combustível.

O poder antidetonante de combustíveis líquidos (gasolina) é medido através do número de octano (MON ou RON). Os valores típicos do número de octano do gás natural encontram-se entre 115 e 130, sendo que o metano apresenta 140.

No intuito de obter uma melhor representação do poder antidetonante dos combustíveis gasosos, desenvolveu-se a nova escala denominada número de metano - NM que utiliza como referências o metano puro (NM=100) e o hidrogênio (NM=0). É empregado o procedimento disposto na ISO 15403 para o cálculo do número de metano a partir da composição do gás.

### 3.5 Composição

Frações ou percentagens mássicas, volumétricas ou molares dos principais componentes, componentes associados, traços e outros componentes determinados pela análise do gás natural. Para gases ideais a fração volumétrica equivale à fração molar.

O propano e os hidrocarbonetos mais pesados apresentam poder calorífico, na base volumétrica, superior ao metano. Embora adequados aos motores de combustão, são indesejáveis em teores elevados no uso veicular por apresentarem poder antidetonante muito inferior ao metano, assim reduzindo o número de metano. No que se refere ao emprego do gás natural processado em turbinas a gás e indústrias, esses componentes acarretam problemas de qualidade de combustão.

### 3.6 Enxofre Total

É o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural.

Alguns compostos de enxofre na presença de água ocasionam a corrosão de aços e ligas de alumínio. O gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) é o componente mais crítico no que se refere à corrosão e será tratado separadamente.

### 3.7 Gás Sulfídrico

Sua presença depende da origem bem como do próprio processo empregado no tratamento do gás e pode acarretar problemas nas tubulações e nas aplicações finais do gás natural.

O gás sulfídrico na presença de oxigênio pode causar corrosão sob tensão, especialmente em cobre, podendo ser nocivo aos sistemas de transporte e utilização do gás natural.

### 3.8 Ponto de Orvalho

O ponto de orvalho é a temperatura na qual ocorre a formação da primeira gota de líquido quando o gás sofre resfriamento ou compressão. Os líquidos normalmente encontrados são água, hidrocarbonetos ou glicol, que apresentam pontos de orvalho distintos.

O requerimento de segurança mais importante do gás natural é a temperatura no ponto de orvalho para evitar formação de líquido. A água no estado líquido é precursora da formação de compostos corrosivos através da combinação de componentes do gás natural, especificamente CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. A combinação de agentes corrosivos e a pressão variável, durante o transporte de combustível, pode resultar em rachaduras metálicas e causar obstruções nos sistemas de gás.

Os hidratos, formados quando a água livre reage com hidrocarbonetos podem obstruir linhas de instrumentação, válvulas de controle e filtros.

### 3.9 Inertes

Os principais compostos inertes presentes no gás natural são o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e o nitrogênio (N<sub>2</sub>). Sua presença em misturas gasosas reduz o poder calorífico, além de aumentar a resistência à detonação no caso do uso veicular e, portanto, o número de metano.

A presença do dióxido de carbono se deve à técnica de extração do gás natural ou à ocorrência natural na origem do produto. O dióxido de carbono tem ação corrosiva quando na presença de água.

### 3.10 Oxigênio

Presente em baixas concentrações. Nestas condições atua como diluente do combustível e é crítico na presença de água, mesmo em baixas concentrações, pois pode provocar corrosão de superfícies metálicas.

### 3.11 Partículas sólidas

Causam problemas de contaminação, obstrução e erosão dos sistemas de alimentação de combustível dos veículos e orifícios injetores de queimadores industriais. Quando o gás natural é destinado ao combustível de turbina, as partículas sólidas provocam erosão nas partes em que circula o gás quente.



### 3.12 Partículas Líquidas

Causam alterações bruscas na temperatura da chama e na carga da turbina à gás, retorno de chama nas chamas pré-misturadas e podem nuclear a condensação de frações mais pesadas do gás natural. Quando a presença de líquido é identificada no gás natural destinado a turbinas, são empregados separadores e o fluxo é aquecido para vaporizar a fase líquida.

### 4. Normas Aplicáveis

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da “ American Society for Testing and Materials” (ASTM), da “International Organization for Standardization” (ISO) e da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

Os dados de incerteza, repetitividade e reprodutibilidade fornecidos nos métodos relacionados neste regulamento, devem ser usados somente como guia para aceitação das determinações em duplicata de ensaio e não devem ser considerados como tolerância aplicada aos limites especificados neste Regulamento.

A análise do produto deverá ser realizada em amostra representativa do produto obtida segundo método ISO 10715 – Natural Gas: Sampling Guidelines.

Normas e Métodos de Ensaio :

As características incluídas no Quadro I anexo deverão ser determinadas de acordo com a publicação mais recente dos seguintes métodos de ensaio:

#### 4.1 Normas ABNT

<b>MÉTODO</b>	<b>TÍTULO</b>
NBR 12230	SI – Prescrições para sua aplicação

#### 4.2 Normas ASTM

<b>MÉTODO</b>	<b>TÍTULO</b>
ASTM D 1945	Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
ASTM D 3588	Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels
ASTM D 5454	Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers
ASTM D 5504	Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

#### 4.3 Normas ISO

MÉTODO	TÍTULO
ISO 6326	Natural Gas – Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5
ISO 6570	Natural Gas – Determination of Potential Hydrocarbon Liquid Content, Parts 1 to 2
ISO 6974	Natural Gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Parts 1 to 5
ISO 6976	Natural Gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition
ISO 10715	Natural Gas – Sampling Guidelines
ISO 13686	Natural Gas – Quality Designation
ISO 15403	Natural Gas – Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles

Quadro I: Especificação do Gás Natural (1)

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE(2) (3)			MÉTODO	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior(4)	kJ/ m <sup>3</sup> kWh/m <sup>3</sup>	34.000 a 38.400 9,47 a 10,67	35.000 a 42.000 9,72 a 11,67		D 3588	6976
Índice de Wobbe (5)	kJ/m <sup>3</sup>	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500		—	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0	86,0		D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0	10,0			
Propano, máx.	% vol.	3,0				
Butano e mais pesados, máx.	% vol.	1,5				
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8	0,5			
Inertes (N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> ), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0		
Nitrogênio	% vol.	Anotar		2,0		
Enxofre Total, máx.	mg/m <sup>3</sup>	70			D 5504	6326-2 6326-5
Gás Sulfídrico (H <sub>2</sub> S), máx.(6)	mg/m <sup>3</sup>	10,0	15,0	10,0	D 5504	6326-2 6326-5

Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	D 5454	—
---------------------------------------	----	-----	-----	-----	--------	---

Observações:

(1) O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não deve haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas.

(2) Limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.

(3) Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.

(4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325kPa, respectivamente em base seca.

(5) O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico.

(6) O gás odorizado não deve apresentar teor de enxofre total superior a 70mg/m<sup>3</sup>.

**Anexo 3: Cronograma de oferta crescente de energia até 2011 -  
Termo de Compromisso**

SUDESTE/CENTRO-OESTE		2007		2008		2009		2010-2011
Usinas (MW)		1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	
Euzébio Rocha	-	-	-	-	-	-	-	193,0
Barbosa Lima Sobrinho	25,5	25,5	170,0	247,0	325,0	325,0	325,0	325,0
Aureliano Chaves	-	-	-	-	-	212,2	212,2	212,2
Juiz de Fora	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Norte Fluminense	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3
Fernando Gasparian	-	-	-	-	260,9	260,9	260,9	521,7
Piratininga 1 e 2	-	87,7	175,3	175,3	-	-	-	-
Piratininga 3 e 4	-	-	-	160,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Mario Lago	-	-	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3
Leonel Brizola Total	409,3	409,3	409,3	471,7	998,0	998,0	998,0	998,0
Luiz Carlos Prestes	190,7	190,7	-	-	190,7	190,7	190,7	190,7
<b>TOTAL</b>	<b>1.489,8</b>	<b>1.577,5</b>	<b>2.504,2</b>	<b>2.803,6</b>	<b>3.784,2</b>	<b>3.996,4</b>	<b>4.450,2</b>	
SUL		2007		2008		2009		2010-2011
Usinas (MW)		1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	
Araucária	458,2	458,2	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	458,2
Sepé Tiaraju	-	76,5	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
<b>TOTAL</b>	<b>458,2</b>	<b>534,7</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>383,0</b>	<b>611,2</b>
NORDESTE		2007		2008		2009		2010-2011
Usinas (MW)		1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	
Rômulo Almeida	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Fortaleza	-	-	163,4	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7
Celso Furtado	96,0	96,0	96,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Termo Ceará	-	-	108,8	217,6	217,0	217,0	217,0	217,0
Termo Pernambuco	-	-	177,9	177,9	493,5	493,5	493,5	493,5
Jesus Soares Pereira	-	-	142,5	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1
Bahia I	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
Termo Cabo	-	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Petrolina	-	128,0	128,0	128,0				
<b>TOTAL</b>	<b>252,0</b>	<b>428,0</b>	<b>1.020,6</b>	<b>1.489,3</b>	<b>1.676,3</b>	<b>1.676,3</b>	<b>1.676,3</b>	<b>1.676,3</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>2.200,0</b>	<b>2.540,2</b>	<b>3.907,8</b>	<b>4.675,9</b>	<b>5.843,5</b>	<b>6.055,7</b>	<b>6.737,7</b>	

As datas do cronograma de disponibilidade de geração deverão se referir ao final de cada semestre, conforme despacho Aneel 1.354/2007.