



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Instituto de Química

Walmir Gomes dos Santos

Perspectivas da utilização de gás natural no Brasil

Rio de Janeiro

2012

Walmir Gomes dos Santos

Perspectivas da utilização de gás natural no Brasil

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente - ME.

Orientador: Prof. Dr. Márcio Luís Lyra Paredes

Rio de Janeiro

2012

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/NPROTEC

S237 Santos, Waldir Gomes dos.
Perspectivas da utilização de gás natural no Brasil / Waldir Gomes dos Santos. - 2012.
240 f.

Orientador: Márcio Luís Lyra Paredes.
Dissertação (mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Instituto Química.

1. Gás natural – Teses. 2. Campos petrolíferos – Teses.
3. Gás natural liquefeito – Teses. 4. Gás natural comprimido – Teses.
5. Pré-sal – Teses. I. Paredes, Márcio Luís Lyra. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Instituto de Química. III. Título.

CDU 665.612

Walmir Gomes dos Santos

Perspectivas da utilização de gás natural no Brasil

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente - ME.

Aprovada em 20 de dezembro de 2012.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Márcio Luís Lyra Paredes (Orientador)

Instituto de Química - UERJ

Prof.^a Dra. Fátima Maria Zanon Zotin

Instituto de Química - UERJ

Prof. Dr. Marco Antonio Farah

Instituto de Química - UERJ

Dr. João Luiz Ponce Maia

PETROBRAS/E&P

Rio de Janeiro

2012

AGRADECIMENTOS

Primeiro agradeço a Deus, senhor e mentor de todos os meus passos.

Agradeço aos professores e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química do Instituto de Química da UERJ pelo apoio e companheirismo sempre demonstrados. Em especial ao meu orientador prof. Dr. Márcio Paredes, pela confiança em mim depositada.

Agradeço à PETROBRAS a oportunidade que me foi dada para realizar este trabalho.

Agradeço à minha família, que tão pacientemente me apoiou na condução desse trabalho e soube entender a minha ausência em tantas atividades familiares.

Por fim, agradeço à minha esposa Neide e minhas filhas Aline e Wanessa, pela compreensão e carinho que sempre me dedicaram, pelas palavras de incentivo nos momentos de dúvidas, pelo amor sincero e irrestrito que me permitiu seguir em frente e superar mais esse desafio.

RESUMO

SANTOS, Walmir Gomes dos. *Perspectivas da utilização de gás natural no Brasil*. 2012. 240 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

A experiência do mundo desenvolvido mostra que o crescimento econômico de um país sempre requer uma grande disponibilidade de capacidade de produção própria de energia, a preços de mercado competitivos e atraentes. A estabilidade de relações comerciais, definidas por uma regulação transparente e objetiva, a diversidade de fontes supridoras e a existência de políticas de governo que incentivem o desenvolvimento sustentável do mercado consumidor são requisitos imprescindíveis à captação de novos investidores para o setor energético. Não obstante o incremento recente do percentual de gás natural na matriz energética nacional e a perspectiva mundial de aumento do uso deste combustível, alguns desafios ainda se interpõem ao efetivo crescimento da participação do gás natural no mercado energético nacional. Itens críticos para a expansão do uso do gás natural no Brasil, tais como a realização de grandes investimentos em infraestrutura de produção, transporte e distribuição, a exploração das principais reservas de hidrocarbonetos, a redução das incertezas com relação à evolução da demanda por gás no mercado industrial e termelétrico, aliados aos grandes desafios tecnológicos para produção do pré-sal brasileiro geram grandes riscos ao retorno de investimentos no setor, causando postergações ao desenvolvimento de novas áreas de produção e à expansão da demanda de gás. O objetivo deste trabalho é apresentar uma visão ampla do mercado brasileiro de gás natural, baseada em cenários possíveis e desafios futuros à expansão da utilização do gás no país, desenvolvidos a partir da análise de levantamento de dados de produção e consumo e do atual estágio da evolução da indústria gasífera brasileira. Este trabalho apresenta também um conjunto de proposições com o objetivo de mitigar as dificuldades citadas e alavancar o desenvolvimento do mercado de gás no Brasil.

Palavras-chave: Gás natural. Tecnologias embarcadas. Produtos do gás natural. Gás natural liquefeito. Gás natural comprimido. Hidrato de gás natural. Pré-sal.

ABSTRACT

The developed world experience shows that the economical growth of a country always requires a great availability of the domestic energy production capacity, at competitive and attractive market prices. The stability of commercial relationships, defined by a transparent and objective regulation, the diversity of supply sources and state policies that motivate the sustainable development of the consuming market are essential requirements to attract new investors to the energy sector. In spite of the recent increment of the natural gas share in the national energy matrix and the world's perspective of increasing the use of this fuel, some challenges still interpose to the effective growth of the participation of the natural gas in the national energy market. Critical items for the expansion of the utilization of the natural gas in Brazil, such as the allocation of large investments in production infrastructure, transport and distribution, the exploration of the main hydrocarbon reserves, the reduction of the uncertainties regarding the demand behavior of natural gas in industrial and thermoelectric markets, allied to the great technological challenges for production of the Brazilian Pre-salt impose great risks to investment returns in the sector, causing postponements to the development of new production areas and the increase in the demand of natural gas. The objective of this work is to present a broad view of the Brazilian market of natural gas, based on current challenges to the expansion of the use of the gas in the country and potential sceneries, developed from the analysis of the surveyed data on production and consumption and also on the current state of the Brazilian gas industry. This work also presents a set of propositions aiming to mitigate the mentioned difficulties and to boost the development of the natural gas market in Brazil.

Keywords: Embarked technologies. Products of the natural gas. Liquefied natural gas. Compressed natural gas. Hidrates of natural gas. Pre-salt

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira - 2010.....	19
Figura 2 - Matriz energética mundial - 2009.....	20
Figura 3 - Reservas brasileiras provadas de gás natural - período 1964 a 2008.....	24
Figura 4 - Evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira.....	26
Figura 5 - Modelo brasileiro de comercialização de gás natural.....	29
Figura 6 - Macrofluxo da movimentação do gás natural.....	30
Figura 7 - Estrutura básica de uma rede de movimentação de gás natural.....	31
Figura 8 - Ponto de entrega de gás padrão.....	32
Figura 9 - Evolução da extensão da malha de gasodutos.....	33
Figura 10 - Mapa dos gasodutos de transporte de gás natural no Brasil.....	33
Figura 11 - Construção do gasoduto Coari-Manaus.....	35
Figura 12 - Abaixamento de trecho do gasoduto Coari-Manaus.....	35
Figura 13 - Construção do gasoduto GASCAC em trecho seco.....	37
Figura 14 - Travessia de rio em trecho do gasoduto GASCAC.....	37
Figura 15 - Traçado do gasoduto GASBOL.....	38
Figura 16 - Terminal de regaseificação de GNL da Bahia de Guanabara-RJ.....	39
Figura 17 - Terminal de regaseificação de GNL de Pecém-CE.....	39
Figura 18 - Reservas de gás natural por estado.....	42
Figura 19 - Produção percentual de gás natural por estado.....	44
Figura 20 - Modais utilizados na importação de gás natural.....	48
Figura 21 - Evolução da importação de gás natural - período 2001 a 2010.....	49
Figura 22 - Destino do gás natural nacional.....	50
Figura 23 - Utilização do gás natural por mercados.....	51
Figura 24 - Participação do gás natural no consumo de combustíveis por setor da economia.....	51
Figura 25 - Diagrama de blocos do condicionamento de gás natural.....	54
Figura 26 - Produtos gerados em uma UPGN.....	57
Figura 27 - Configuração básica de uma UPGN.....	58
Figura 28 - Esquema do processo <i>Joule-Thomson</i>	60
Figura 29 - Esquema do processo Refrigeração Simples.....	61
Figura 30 - Esquema do processo Absorção Refrigerada.....	62
Figura 31 - Esquema do processo Turbo-Expansão.....	63
Figura 32 - UPGN de Atalaia-SE - processo Absorção Refrigerada.....	64
Figura 33 - UPGN de Pilar-AL - processo Turbo-Expansão.....	64
Figura 34 - Esquema do método de elevação artificial por circulação de <i>gas lift</i>	67

Figura 35 - Consumidores de gás natural em uma unidade de produção.....	69
Figura 36 - Participação do gás natural no consumo de combustíveis por segmentos do setor industrial.....	71
Figura 37 - Esquema do Projeto Cabiúnas.....	74
Figura 38 - Esquema da produção de polietileno do pólo gás químico do Rio de Janeiro....	75
Figura 39 - Veículo europeu equipado com reator de gás de síntese.....	77
Figura 40 - Comparação entre diesel sintético do processo GTL e convencional de refinaria.....	78
Figura 41 - Processo integrado <i>Gas-to-Liquids</i>	81
Figura 42 - Produção de amônia por tipo de matéria-prima.....	82
Figura 43 - Esquema de planta de produção de amônia e uréia a partir do gás natural.....	83
Figura 44 - Fluxograma da produção de fertilizantes.....	84
Figura 45 - Importações de amônia - período 2005 a 2008.....	84
Figura 46 - Representação estrutural da molécula de uréia.....	85
Figura 47 - Importações de uréia - período 2005 a 2008.....	85
Figura 48 - Participação da produção nacional na oferta de fertilizantes nitrogenados.....	86
Figura 49 - Unidade para produção de metanol a partir do gás natural.....	88
Figura 50 - Etapas e reações do processo de produção de ferro através da redução direta...	90
Figura 51 - Esquema do processo MIDREX.....	92
Figura 52 - Veículo movido a gás natural em Nova Delhi - Índia.....	93
Figura 53 - Número acumulado de carros convertidos no Brasil.....	94
Figura 54 - Cilindros de armazenamento de GNV instalados em veículos.....	95
Figura 55 - Consumo de GNV por região brasileira.....	96
Figura 56 - Consumo de gás natural no setor residencial (GNV).....	99
Figura 57 - Mapa de concessão da distribuição de gás natural no Brasil.....	100
Figura 58 - Curva de carga diária média no Brasil.....	101
Figura 59 - Geração elétrica por tipo de usina.....	103
Figura 60 - Conjunto turbo-gerador padrão.....	105
Figura 61 - Yallourn W. Power Station em Victoria - Austrália.....	106
Figura 62 - Ciclo aberto (ciclo <i>Brayton</i>).....	107
Figura 63 - Ciclo combinado (ciclo <i>Brayton</i> + ciclo).....	109
Figura 64 - Exemplo de sistema de cogeração.....	111
Figura 65 - Exemplo de sistema de cogeração em adição ao ciclo combinado.....	112
Figura 66 - Mapa das reservas do pré-sal.....	115
Figura 67 - Camadas atravessadas para produção do pré-sal.....	118
Figura 68 - Esquema da geologia das diferentes reservas de gás natural.....	122
Figura 69 - Esquema da tecnologia de extração de <i>shale gas</i>	123
Figura 70 - Localização de reservas estimadas de <i>shale gas</i>	126
Figura 71 - Conjunto rotativo de um turbo-expansor.....	135

Figura 72 - Etapas básicas do ciclo de refrigeração a propano.....	136
Figura 73 - Esquema do diagrama de fases $P \times H$ do propano.....	136
Figura 74 - Processo de refrigeração por refrigerante misto pré-resfriado a propano.....	137
Figura 75 - Ciclo de refrigeração por expansão de nitrogênio.....	138
Figura 76 - Modelo do leito de peneira molecular.....	139
Figura 77 - Esquema do sistema de regeneração das peneiras moleculares.....	140
Figura 78 - Cadeia de valor do GNLE.....	141
Figura 79 - Tanque esférico utilizado para transporte de GNL.....	142
Figura 80 - Tanque tipo membrana utilizado para transporte de GNL.....	142
Figura 81 - Braço de carregamento de GNL no banco de testes dinâmicos da FMC.....	143
Figura 82 - Navio de transporte de GNL com 5 tanques esféricos (MOSS).....	143
Figura 83 - Navio de transporte de GNL com tanques de membranas duplas.....	143
Figura 84 - Cadeia de valor de GNCE.....	144
Figura 85 - Tubo sendo enrolado na estrutura <i>carrosel</i> (tecnologia Coselle).....	146
Figura 86 - Sistema de armazenamento de gás natural a alta pressão Coselle.....	146
Figura 87 - Aplicação da tecnologia Coselle em navio de transporte de GNC.....	146
Figura 88 - Esquema de um navio GNCE de tecnologia GTM.....	148
Figura 89 - Comportamento do fator de compressibilidade em função da temperatura.....	149
Figura 90 - Módulo tanque da tecnologia VOTRANS.....	149
Figura 91 - Esquema de uma planta de GTL Embarcada.....	152
Figura 92 - Reator de reforma a vapor utilizando a tecnologia de micro-canais.....	155
Figura 93 - Reator <i>Fischer-Tropsch</i> utilizando a tecnologia de micro-canais.....	155
Figura 94 - Ilustração do conceito FPSO para utilização de GTLE da <i>Statoil</i>	156
Figura 95 - Disposição de uma planta embarcada de GTL.....	157
Figura 96 - Esquema de funcionamento dos bancos de reatores da <i>CompactGTL</i>	158
Figura 97 - Ilustração do espaço necessário para uma planta de 1.000 bl/d de capacidade.....	159
Figura 98 - Cadeia produtiva do GTWE.....	160
Figura 99 - Esquema de uma planta de GTW embarcada.....	160
Figura 100 - Cortes concêntricos em cabos de transmissão submarina.....	162
Figura 101 - Comparação ilustrativa da eficiência de armazenamento de GNA e GNC em um reservatório.....	167
Figura 102 - Cadeia de valor do GNAE.....	167
Figura 103 - Esquema de uma planta embarcada para produção de GNA.....	168
Figura 104 - Representação do hidrato de metano.....	170
Figura 105 - Amostra de hidrato de metano em combustão.....	170
Figura 106 - Amostra de hidrato coletado de receptor de <i>pig</i> da plataforma P-36.....	170
Figura 107 - Diagrama de fases do hidrato de metano.....	171
Figura 108 - Cadeia de valor do HGNE.....	172
Figura 109 - Processo <i>Gas-in-Ice</i> proposto por Gudmundsson.....	173

Figura 110 - Hidrato de gás natural na forma de <i>pellets</i>	174
Figura 111 - Planta de produção de HGN na forma de <i>pellets</i>	174
Figura 112 - Reaproveitamento do gás a partir da decomposição do hidrato.....	175
Figura 113 - Sistema integrado proposto para aproveitamento de HGN.....	176
Figura 114 - Capacidade de produção de gás natural <i>versus</i> distância.....	176
Figura 115 - Impacto da distância nos custos dos modais de transporte de gás natural.....	177
Figura 116 - Solução de transporte de GNC da empresa <i>GALILEO</i>	193
Figura 117 - Balanço Produção <i>versus</i> Consumo de GLP.....	199
Figura 118 - Dispêndio com a compra de GLP.....	199
Figura 119 - Produção de GLP das UPGN existentes.....	200
Figura 120 - Produção de C5+ das UPGN.....	203
Figura 121 - Projeção da demanda <i>versus</i> oferta de nafta até 2020.....	206
Figura 122 - Proposta de unidade multi-propósito operada com a fração C5+.....	208
Figura 123 - Modelo ideal proposto para aproveitamento de gás natural.....	210
Figura 124 - Moléculas de hidrocarbonetos formadores do gás natural.....	226
Figura 125 - Modelo geral do processo de degradação da matéria orgânica sedimentar.....	231
Figura 126 - Modelo de reservatório de gás associado.....	233
Figura 127 - Modelo de reservatório de gás não-associado.....	233

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Equações de equilíbrio da formação do gás de síntese (a) e (b).....	76
Quadro 2 - Principais reações de produção de hidrocarbonetos (a) e (b).....	79
Quadro 3 - Reações secundárias da produção de hidrocarbonetos (a), (b) e (c).....	79
Quadro 4 - Modelo de Anderson-Schulz-Flory.....	80
Quadro 5 - Reação de formação da amônia.....	82
Quadro 6 - Reação de formação da uréia.....	85
Quadro 7 - Reações de formação do metanol (a) e (b).....	87
Quadro 8 - Reação de formação do metano.....	230

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Participação do gás natural na matriz energética brasileira ano a ano.....	25
Tabela 2 -	Maiores reservas provadas de gás natural.....	41
Tabela 3 -	Reservas provadas de gás natural por estado.....	41
Tabela 4 -	Maiores produtores de gás natural.....	43
Tabela 5 -	Produção de gás natural por estado.....	44
Tabela 6 -	Maiores consumidores de gás natural.....	46
Tabela 7 -	Vendas de gás natural por estado.....	47
Tabela 8 -	Importação de gás natural por procedência.....	48
Tabela 9 -	Especificação do gás natural.....	55
Tabela 10 -	Principais UPGN em operação no Brasil.....	65
Tabela 11 -	Principais produtos químicos derivados do metano.....	89
Tabela 12 -	Redução de emissões de poluentes.....	92
Tabela 13 -	Maiores frotas de veículos operando com GNV.....	93
Tabela 14 -	Principais reservas mundiais de <i>shale gas</i>	125
Tabela 15 -	Densidade de energia (MJ/litro) para combustíveis usados em transporte.....	168
Tabela 16 -	Pesos atribuídos aos fatores críticos.....	185
Tabela 17 -	Tabela de pontuação dos fatores críticos.....	185
Tabela 18 -	Tabela de notas para o cenário 1.....	187
Tabela 19 -	Tabela de notas para o cenário 2.....	187
Tabela 20 -	Principais hidrocarbonetos constituintes do gás natural.....	227
Tabela 21 -	Principais não-hidrocarbonetos presentes no gás natural.....	230
Tabela 22 -	Composições típicas de gás natural produzido no Brasil.....	234
Tabela 23 -	Equivalência energética.....	239
Tabela 24 -	Prioridade de utilização do gás natural.....	240

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGAS	Associação brasileira das empresas distribuidoras de gás canalizado
ANEEL	Agencia nacional de energia elétrica
ANP	Agencia nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis
API	American petroleum institute
AR	Absorção refrigerada
ATR	Autothemat reforming
BEN	Balanço econômico nacional
BOE	Barris de óleo equivalente
BTEX	Fração benzeno, tolueno, etil-benzeno e xileno
C2+	Fração de hidrocarbonetos líquidos a partir do etano e mais pesados
C3MR	Propane pre-cooled mixed refrigerant
C5+	Fração de hidrocarbonetos líquidos a partir do pentano e mais pesados
CCAT	Corrente contínua em alta tensão
CCGT	Combined cycle gas turbine
CENPES	Centro de pesquisa da Petrobras
CLC	Continuos on line control
CNTP	Condições normais de temperatura e pressão
COMPERJ	Complexo petroquímico do Rio de Janeiro
COPPE	Coordenação dos programas de pós-graduação em engenharia
COSELLE	Tecnologia de transporte de gás natural comprimido em carretéis
COV	Compostos orgânicos voláteis
DME	Dimetil-éter
DRI	Direct reduced iron
ECOMP	Estação de compressão de gás natural
FAFEN	Fábrica de fertilizantes nitrogenados
FCC	Fluid catalytic cracking
FPSO	Floating productiton, storage and offloading
FT	Fhischer-Tropsch
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GASCAB II	Gasoduto Cabiúnas-Barra do Furado
GASCAC	Gasoduto Cacimbas-Catú
GASCAV	Gasoduto Cabiúnas-Vitória
GASENE	Gasoduto de integração sudeste-nordeste
GASVIT	Gasoduto Cacimbas-Vitória

GLP	Gás liquefeito de petróleo (mistura de propano e butano na fase líquida)
GN	Gás natural
GNAE	Gás natural adsorvido embarcado
GNCE	Gás natural comprimido embarcado
GNLE	Gás natural liquefeito embarcado
GNR	Gás natural residencial
GNV	Gás natural veicular
Grau API	Escala desenvolvida pelo American petroleum institute para medir a densidade relativa de líquidos
GTLE	Gas-to-liquid embarcado
GTM	Gas transport module
GTSE	Gas-to-solid embarcado
GTWE	Gas-to-wire embarcado
HGNE	Hidrato de gás natural embarcado
HVDC	High voltage direct current
IEA	International energy agency
IUPAC	International union of pure applied chemistry
JPSE	Journal of petroleum science and engineering
JT	Joule-Thomson
KPMG	Companhia de prestação de serviços de auditoria, gestão estratégica e assessoria financeira
LGN	Líquido de gás natural
MDIC	Ministério do desenvolvimento, indústria e comércio exterior
MEG	Monoetilenoglicol
MF	Ministério da fazenda
MLA	Marine loading arms
MME	Ministério de minas e energia
MMSCF	Million standard cubic feet (unidade inglesa de medição de volume)
MP	Material particulado
MTBE	Metil-terc-butil-éter (substância anti-detonante)
NPK	Fertilizantes básicos nitrogenados, fosfatados e potássicos
NTT	Núcleo de transferência de tecnologia
OFFSHORE	Localizado no mar
ONSHORE	Localizado no continente
OSDUC II	Oleoduto Duque de Caxias-Cabiúnas
PAC	Programa de aceleração do crescimento
PE	Ponto de entrega de gás natural
PETROBRAS	Petróleo brasileiro SA

PEX	Tubos de polietileno reticulado
PPT	Programa prioritário de termelétricidade
PROSAL	Programa tecnológico para o desenvolvimento da produção dos reservatórios do pré-sal
PUF	Polyurethane foam
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REMAN	Refinaria de Manaus
RLAM	Refinaria Landulpho Alves
RS	Refrigeração simples
SECEX	Secretaria de comércio exterior
SMR	Steam methane reforming
SPFTS	Slurry phase Fischer-Tropsch synthesis
SSPD	Slurry phase distillate
SYNCRUDE	Óleo sintético (produzido a partir do gás natural)
SYNGAS	Gás de síntese
TE	Turbo-expansão
TEP	Tonelada equivalente de petróleo
TLD	Teste de longa duração
UFL	Unidade de fracionamento de líquidos
ULSD	Ultra low sulfur diesel
UPGN	Unidade de processamento de gás natural
URL	Unidade de recuperação de líquidos
UTE	Usina termelétrica
VOTRANS	Volume optimized transport and storage
XLPE	Cross linked polyethylene

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	18
1	EVOLUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	24
1.1	Historico do gás natural no Brasil	24
1.2	Modelo definido para comercialização de gás natural no Brasil	27
1.2.1	<u>A movimentação de gás natural no Brasil</u>	30
1.3	Infraestrutura existente para transporte de gás natural	32
1.3.1	<u>Infraestrutura da Malha Norte</u>	34
1.3.2	<u>Infra estrutura da Malha Nordeste</u>	35
1.3.3	<u>Infraestrutura da Malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste</u>	36
2	MERCADO MUNDIAL E BRASILEIRO DE GÁS NATURAL	40
2.1	Reservas de gás natural	40
2.2	Produção de gás natural	42
2.3	Consumo de gás natural	45
2.4	Importação brasileira de gás natural	47
2.5	Balanco do gás natural no Brasil	49
3	ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL PRODUZIDO	52
3.1	Condicionamento de gás natural	52
3.2	Processamento de gás natural	54
3.2.1	<u>A especificação do gás natural para comercialização do produto</u>	55
3.2.2	<u>Produtos gerados a partir do gás natural</u>	56
3.2.3	<u>Configuração básica de uma unidade de processamento de gás natural</u>	57
3.2.4	<u>Tipos de unidades de processamento de gás natural</u>	58
3.2.5	<u>Processos termodinâmicos utilizados</u>	59
3.2.6	<u>Unidades de processamento de gás natural no Brasil</u>	64
4	UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL	66
4.1	Utilização de gás natural nas unidades marítimas de produção	66
4.2	Utilização de gás natural como combustível industrial	70
4.3	Utilização de gás natural como matéria-prima na indústria química	71
4.3.1	<u>Produção de resinas plásticas</u>	72
4.3.2	<u>O Projeto Cabiúnas</u>	73
4.3.3	<u>Produção de gás de síntese</u>	76
4.3.4	<u>Processo <i>Ficher-Tropsch</i> (FT)</u>	77
4.3.5	<u>Produção de amônia</u>	81
4.3.6	<u>Produção de metanol</u>	86

4.3.7	<u>Produção de químicos diversos</u>	88
4.4	Utilização de gás natural na indústria siderúrgica	89
4.5	Utilização de Gás Natural Veicular (GNV)	91
4.6	Utilização de Gás Natural Residencial (GNR)	96
4.7	Utilização de gás natural para geração termelétrica	101
4.7.1	<u>Turbinas a gás</u>	104
4.7.2	<u>Usinas termelétricas</u>	105
4.7.3	<u>O ciclo aberto</u>	106
4.7.4	<u>O ciclo combinado</u>	107
4.7.5	<u>Processos de cogeração</u>	109
5	DESENVOLVIMENTO DE NOVAS FRONTEIRAS PARA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL	113
5.1	Desenvolvimento das reservas gasíferas do pré-sal brasileiro	113
5.1.1	<u>Histórico do desenvolvimento das reservas do pré-sal</u>	116
5.1.2	<u>Desafios da produção do pré-sal</u>	117
5.2	Desenvolvimento da produção de gás não convencional	120
5.2.1	<u>Desenvolvimento da tecnologia de extração de <i>shale gas</i></u>	121
5.2.2	<u>Reservas mundiais de <i>shale gas</i></u>	124
5.2.3	<u>O <i>shale gas</i> no Brasil</u>	126
5.2.4	<u>Impactos no mercado de gás natural convencional</u>	127
5.2.5	<u>Desafios para o futuro do <i>shale gas</i></u>	128
6	TECNOLOGIAS EMBARCADAS PARA ESCOAMENTO E APROVEITAMENTO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL <i>OFFSHORE</i>	131
6.1	Gás Natural Liquefeito Embarcado - GNLE	134
6.1.1	<u>Processos de refrigeração de gás natural</u>	134
6.1.2	<u>Sistema de desidratação de gás natural</u>	138
6.1.3	<u>Cadeia de valor do GNLE</u>	140
6.1.4	<u>Transporte de GNL</u>	141
6.2	Gás Natural Compromido Embarcado - GNCE	144
6.2.1	<u>Tecnologia Coselle</u>	145
6.2.2	<u>Tecnologia GTM (<i>Gas Transport Module</i>)</u>	147
6.2.3	<u>Tecnologia VOTRANS (<i>Volume Optimized Transport and Storage</i>)</u>	148
6.3	<i>Gas-to-Liquid</i> Embarcado - GTLE	150
6.3.1	<u>Utilização do reator de processo de micro-canais</u>	153
6.3.2	<u>Tecnologia GTL Velocys</u>	154
6.3.3	<u>Projeto <i>Statoil</i> para aplicação da tecnologia GTLE</u>	156
6.3.4	<u>Projeto da <i>CompactGTL</i> para aplicação da tecnologia GTLE</u>	157
6.4	<i>Gas-to-Wire</i> Embarcado - GTWE	159
6.5	Gás Natural Adsorvido Embarcado - GNAE	163

6.5.1	<u>Fundamentos da adsorção de gases</u>	164
6.5.2	<u>O adsorvente utilizado</u>	165
6.5.3	<u>Transporte do gás natural adsorvido</u>	166
6.5.4	<u>A cadeia de valor do GNAE</u>	167
6.5.5	<u>Desafios da tecnologia GNAE</u>	168
6.6	<i>Gas-to-Solid Embarcado - GTSE (HGNE)</i>	169
6.6.1	<u>Transporte de Hidrato de Gás Natural (HGN)</u>	172
6.7	Comparação das tecnologias alternativas com a utilização convencional de gasodutos	176
7	CONSIDERAÇÕES SOBRE O TRANSPORTE ALTERNATIVO DE GÁS NATURAL OFFSHORE	178
7.1	Definição dos fatores críticos para avaliação das alternativas	179
7.2	Atribuição de pesos aos fatores críticos definidos	184
7.3	Definição da pontuação dos fatores críticos	185
7.4	Estabelecimento de cenários para utilização das tecnologias alternativas	185
7.5	Atribuição de notas aos fatores críticos em função dos cenários	186
7.6	Análise das notas obtidas pelas tecnologias	187
8	DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A EXPANSÃO DA UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL	189
8.1	Análise do mercado atual	189
8.2	A cultura da <i>eletrotermia</i>	190
8.3	O conceito do gasoduto <i>virtual</i>	192
8.4	A interiorização do gás natural	193
8.5	Conversão das usinas termelétricas a óleo para utilização de gás natural	194
8.6	Espansão das redes de distribuição de gás natural residencial	194
8.7	Incentivo da utilização de gás natural para produção de fertilizantes	195
8.8	Ampliação da utilização de gás natural como matéria-prima	197
8.9	Segregação de etano do gás natural para uso gás químico	197
8.10	Maximização da produção de GLP nas UPGN	198
8.11	Utilização mais nobre da fração C5+ gerada pelo gás natural	201
8.12	Modelo ideal proposto para aumento do valor agregado dos produtos do gás natural	209
9	CONCLUSÕES	211
	REFERÊNCIAS	217
	APÊNDICE - Conceitos fundamentais sobre o gás natural	225

INTRODUÇÃO

Ao mesmo tempo em que o mundo busca por mais e mais energia, para manter o crescimento econômico em níveis adequados, há uma consciência mundial crescente de que essas fontes de energia devam ser cada vez mais “limpas” e, com isso, reduzir o aquecimento global, através da redução de emissões de gases do *efeito estufa*, que contribuem para o aumento da temperatura do meio ambiente. Neste contexto, rodeado de questões relevantes para o futuro da humanidade, a utilização do gás natural tem se mostrado muito atraente como uma fonte alternativa de energia aos tradicionais derivados líquidos de petróleo.

O cenário mundial atual é bastante promissor em relação ao aumento da participação do gás natural na matriz energética de vários países potencialmente consumidores (IEA, 2012). É exatamente neste ambiente que o gás natural se apresenta como um combustível alternativo altamente competitivo, em relação aos combustíveis líquidos tradicionais de origem fóssil, tanto por questões econômicas, como principalmente na atualidade, por questões ambientais.

Em comparação com outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta menores taxas de emissão de gases do *efeito estufa* como o CO₂, NO_x e SO_x, de forma que o seu uso massificado pode contribuir para a redução da degradação ambiental. Devido a esta qualidade, a utilização do gás natural tem apresentado índices significativos de crescimento em praticamente todas as regiões do mundo, cada vez mais reforçando sua aptidão de ser uma importante alternativa energética de uso em larga escala, principalmente para países em busca de desenvolvimento econômico sustentado.

Acompanhando esta tendência mundial, vários setores da indústria brasileira de base têm conseguido níveis de eficiência superiores em seus processos produtivos, em função da utilização do gás natural como combustível, principalmente devido à sua maior pureza e comportamento térmico de mais fácil controle (MME, 2011).

Projetos estruturados, atualmente em implantação, com o propósito de diversificação das fontes de suprimento de gás como os Terminais de recebimento de Gás Natural Liquefeito (GNL) e a utilização do gás natural na geração de energia elétrica para complementar a demanda energética nacional, estão contribuindo significativamente para garantir o crescimento duradouro e sustentável do mercado brasileiro desse combustível (MME, 2011).

Grandes investimentos estão sendo aplicados em todos os elos da cadeia de gás natural. Da prospecção à distribuição, passando pelas etapas de produção, processamento e transporte de gás, todos os segmentos do negócio estão recebendo recursos financeiros significativos, visando garantir de forma continuada o abastecimento e crescimento do mercado brasileiro de gás natural (VAZ et al., 2008).

A importância do gás natural para a matriz energética brasileira

O gás natural é a fonte de energia que apresenta o maior crescimento nos últimos anos. Na década de 90, o gás natural tinha uma participação de apenas 3% na matriz energética brasileira, sendo que, nos dias atuais, o gás natural aparece contribuindo com 10% de toda a oferta nacional de energia (MME, 2011). Esse crescimento ocorreu por influência da importação do gás boliviano, a partir de 1999, fazendo com que o governo federal motivasse o seu uso através de preços mais baixos do que seus concorrentes energéticos, a fim de alavancar um mercado ainda bastante incipiente. Outro motivo de alavancagem importante foi a crise energética de 2001, que fez com que o governo federal lançasse o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, com a implantação de várias usinas termelétricas movidas a gás natural (VALLE et al., 2008).

A atual matriz energética brasileira é formada por 46% de fontes renováveis, sendo 14% devido à energia hidráulica e 17,8% a derivados da cana. Os 54% restantes correspondem às fontes fósseis e outras não renováveis. Em comparação com o restante do mundo desenvolvido, este valor pode ser considerado baixo, conforme pode ser visto na Figura 1.

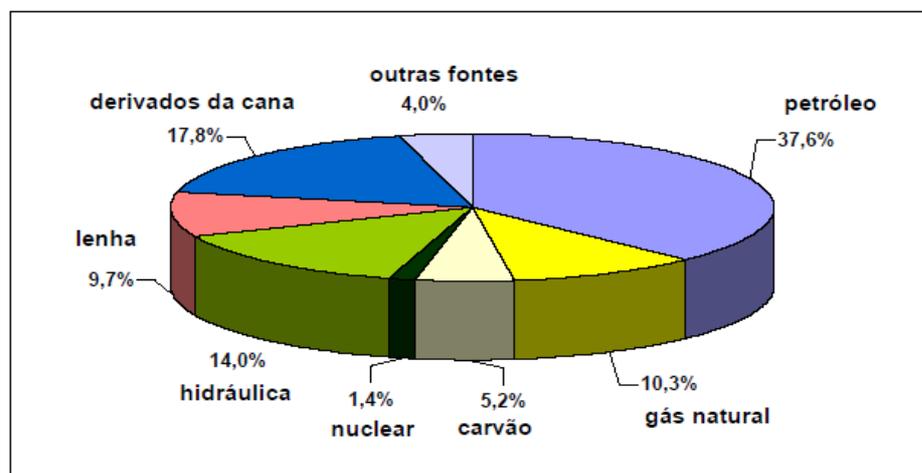


Figura 1 - Matriz energética brasileira – 2010.
Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2011.

A comparação direta entre as matrizes energéticas do Brasil e mundial permite constatar as principais diferenças na composição de atendimento às demandas energéticas brasileiras, em relação ao restante do mundo. Como um fato positivo, o percentual de atendimento à demanda energética brasileira com fontes renováveis é maior do que o dobro da taxa média mundial. A Figura 2 permite evidenciar essa comparação direta.

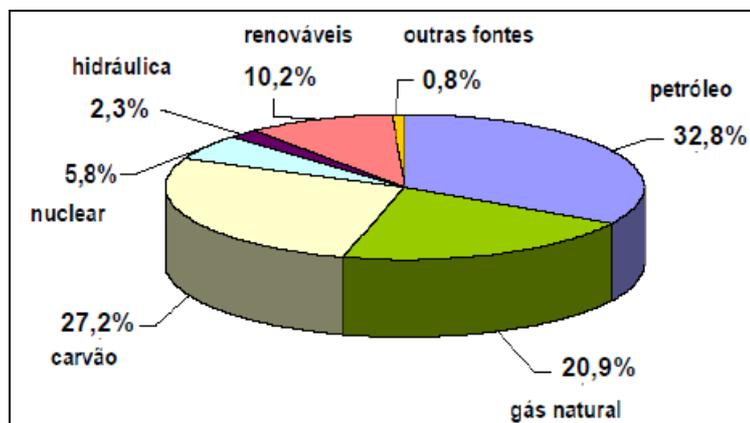


Figura 2 - Matriz energética mundial – 2009.

Fonte: International Energy Agency - Key World Energy Statistics, 2011.

O gás natural participa cada vez mais na matriz energética brasileira, servindo atualmente como uma espécie de “seguro contra falta de chuvas”, criando alternativa de geração elétrica. A implantação dos Terminais de GNL no país e o aumento da produção interna de gás em vários pontos de produção visam buscar uma maior diversidade na oferta do produto e dar maior robustez ao mercado de gás brasileiro. Vários outros projetos de massificação da utilização de gás natural têm sido amplamente discutidos em fóruns governamentais e acadêmicos, todos buscando uma maior utilização do gás e os conseqüentes benefícios gerados por esse versátil combustível.

A grande flexibilidade técnica que o gás natural permite no seu uso, podendo substituir de forma econômica qualquer combustível de origem fóssil ou biomassa em aplicações industriais, domiciliares e até mesmo em geração elétrica transmite ao gás uma característica singular de substituto universal na cesta básica de combustíveis disponíveis no país.

Existe uma grande expectativa no uso do gás natural como combustível “verde”, o qual permitirá a redução dos níveis de gases nocivos ao meio ambiente na atmosfera presente nos principais centros urbanos mundiais. O gás aparece neste contexto como uma espécie de salva guarda contra os perigosos problemas de saúde que a poluição ambiental pode trazer para as populações das grandes cidades. Tão importante se mostra o gás na conjuntura atual

mundial e brasileira que o mesmo tem merecido a publicação de importantes estudos e trabalhos técnicos ao redor de todo o mundo.

Objetivo e estrutura da dissertação

Este trabalho vem apresentar a perspectiva de utilização do gás natural no Brasil dentro de uma visão estratégica mercadológica e uma abordagem ampla sobre os aspectos técnicos vinculados ao uso desse combustível no país. Assim sendo, a relevância desse trabalho está na apresentação de forma didática e organizada dos principais aspectos sobre o papel do gás natural no atual cenário energético brasileiro e sua possível contribuição para o desenvolvimento econômico e social do país.

A introdução apresenta a discussão sobre a importância do gás natural na matriz energética brasileira, comparando-a com a matriz energética mundial e buscando evidenciar a participação distinta do gás natural em cada delas. Também apresenta o objetivo e a estrutura escolhida para este trabalho, visando o completo entendimento das questões apresentadas e a relevância dessas para a expansão do mercado de gás natural no Brasil.

O capítulo 1 apresenta a contextualização do gás natural no Brasil, através de um breve histórico sobre a evolução da utilização do gás natural e o desenvolvimento do mercado brasileiro até os dias atuais. Apresenta também o modelo de comercialização de gás escolhido pelo país para gerenciar as relações entre todos os atores da cadeia de gás natural. Ainda neste capítulo é apresentado um panorama geral da infraestrutura existente para movimentação do produto entre os sites produtores e consumidores nacionais.

O capítulo 2 apresenta os principais números do mercado mundial e brasileiro de gás natural, como reservas, produção, importação e consumo, com o propósito de comparar a posição brasileira com a situação mundial em relação à utilização deste combustível. Os números apresentados no balanço entre produção e consumo permitem dimensionar adequadamente a importância já adquirida por este combustível no cenário nacional de suprimento energético.

O capítulo 3 apresenta as instalações industriais usadas para tratamento e especificação do gás natural nacional para comercialização, com uma descrição pormenorizada das tecnologias atualmente empregadas, assim como seus pontos fortes e restrições operacionais. Também são apresentados os produtos gerados a partir do

processamento do gás natural e os processos termodinâmicos utilizados nos projetos das Unidades de Processamento de Gás Natural.

O capítulo 4 busca conceituar as principais formas de utilização do gás natural pelos segmentos consumidores, apresentando um panorama amplo sobre as possibilidades de uso do gás, desde o uso como simples fonte de energia térmica até as formas mais proveitosas e complexas de utilização do produto, como os sistemas de cogeração e uso como matéria-prima pela indústria de transformação química.

O capítulo 5 apresenta o *status* atual sobre o desenvolvimento das novas reservas brasileiras de gás natural. Informações sobre os desafios técnicos a serem vencidos para permitir a produção de gás do pré-sal brasileiro e futuramente, das reservas de *shale gas* são apresentadas, de forma dar uma visão sobre a garantia de continuidade de abastecimento do mercado nacional.

O capítulo 6 apresenta as principais tecnologias alternativas disponíveis para escoamento da produção de gás *offshore* e de campos isolados, em substituição aos onerosos gasodutos convencionais. Basicamente, o capítulo busca apresentar opções de transporte de gás que viabilizem economicamente o aproveitamento de campos distantes do litoral ou isolados no continente, os quais, de outra forma, poderiam jamais serem aproveitados, face ao alto custo do transporte convencional por gasodutos.

O capítulo 7 apresenta uma análise e considerações sobre o transporte alternativo de gás natural, buscando comparar as tecnologias descritas no capítulo anterior e apresentar propostas sobre a melhor aplicação de cada uma delas, em consonância com o esforço nacional de aumento da produção de gás natural.

O capítulo 8 apresenta de forma didática, os principais desafios e oportunidades para a expansão da utilização do gás natural no Brasil, com base nas informações apresentadas nos capítulos anteriores. Neste capítulo, são apresentadas proposições técnicas que podem contribuir de forma efetiva para a ampliação dos negócios em torno do gás e elevar o mercado de gás brasileiro a um mais alto nível em termos de volume e consolidação,

O capítulo 9 apresenta algumas considerações conclusivas sobre a utilização do gás natural no Brasil, com o objetivo de concluir a visão transmitida por este trabalho. Este capítulo apresenta também a proposição de alguns temas para reflexão e trabalhos futuros.

O capítulo 10 apresenta as principais conclusões do trabalho, com foco principalmente nas ações que podem alavancar a utilização de gás natural no país.

No Apêndice A, são apresentados os principais conceitos fundamentais sobre o gás natural, visando consolidar o entendimento sobre as principais características técnicas do gás natural e também permitir uma visão atualizada sobre a importância desse combustível para a matriz energética nacional.

Todos os volumes de gás apresentados neste trabalho estão referenciados à Condição Normal de Temperatura e Pressão (CNTP).

1 EVOLUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

1.1 Histórico do gás natural no Brasil

Historicamente, a utilização do gás natural no Brasil começou no nordeste brasileiro ainda na década de 40, com as descobertas de óleo e gás na Bahia. Neste início, a produção, bastante tímida, era praticamente toda destinada às indústrias localizadas no Recôncavo Baiano, principalmente para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landulpho Alves (RLAM) e o pólo petroquímico de Camaçari (SANTOS, 2002). No final da década de 50, a produção da região era de 1 milhão de m³/d e, após uma década, este número chegava aos 3,3 milhões de m³/d.

Com a descoberta da Bacia de Campos na costa do estado do Rio de Janeiro, já na década de 70, as reservas provadas brasileiras evoluíram rapidamente, principalmente devido às descobertas dos importantes campos de Albacora, Marlim e Roncador. Além dos reservatórios da Bacia de Campos, a descoberta do campo de Urucu na Bacia do Solimões acrescentou significativos valores de petróleo e gás natural às reservas nacionais. O campo de Urucu é atualmente o maior campo terrestre de produção de gás do país, apesar da maior parte do gás produzido não ter ainda um aproveitamento econômico, haja vista que, por falta de mercado consumidor, a maior parte da produção local é reinjetada para uso futuro (BORGES, 2009). A Figura 3 apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural brasileiras no período de 1964 a 2008, evidenciando o expressivo acréscimo nas reservas nacionais, a partir da década de 80, principalmente em função das descobertas na Bacia de Campos.

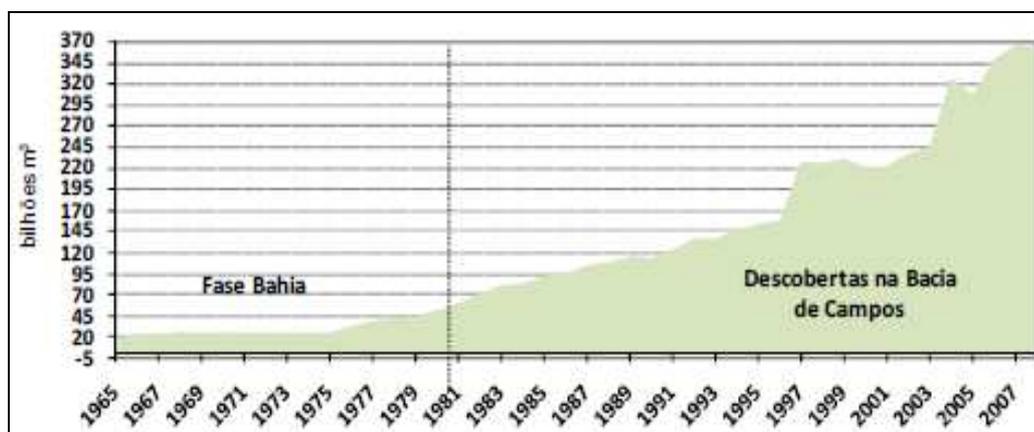


Figura 3 - Reservas brasileiras provadas de gás natural - período 1964 a 2008.

Fonte: ANP, 2009.

Ainda na década de 80, com o aumento da produção nacional de petróleo e gás natural e com a construção da rede de gasodutos que liga a Bacia de Campos ao Rio de Janeiro e São Paulo, o gás natural foi finalmente disponibilizado para consumo residencial e industrial na região sudeste. Da mesma forma, no nordeste do país o gasoduto ligando a cidade de Guamaré a Cabo foi concluído, possibilitando assim a distribuição de gás natural nos estados de Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte, proporcionando uma elevação da participação do gás natural na matriz energética brasileira de inexpressivos 0,51% em 1974 para 2,79% em 1997, conforme pode ser visto na Tabela 1 (MONTES, 2000).

Tabela 1- Participação do gás natural na matriz energética brasileira ano a ano.

Ano	Petróleo (10 ⁶ tep) ¹	Gás Natural (10 ⁶ tep)	carvão (10 ⁶ tep)	Urânio U308 (10 ⁶ tep)	Energia Hidráulica (10 ⁶ tep)	Outras Primárias (10 ⁶ tep)	Total Primária (10 ⁶ tep)	Participa ção GN (%)
1974	39.991	502	2.517	0	19.047	37.070	99.127	0,51%
1975	44.213	557	3.018	0	20.963	37.202	105.953	0,53%
1976	47.028	621	3.449	0	24.045	36.551	111.694	0,56%
1977	48.141	747	4.196	0	27.109	37.316	117.509	0,64%
1978	53.672	903	4.602	0	29.796	37.140	126.113	0,72%
1979	55.855	946	5.076	0	33.808	38.872	134.557	0,70%
1980	54.590	1.065	5.517	0	37.383	40.772	139.327	0,76%
1981	52.740	1.018	5.688	0	37.922	41.069	138.437	0,74%
1982	52.115	1.365	5.934	1.154	40.928	41.743	143.239	0,95%
1983	51.159	1.859	6.646	0	43.928	46.090	149.682	1,24%
1984	54.394	2.347	8.303	0	48.312	50.672	164.028	1,43%
1985	54.852	2.873	9.881	0	51.729	52.653	171.988	1,67%
1986	58.371	3.361	10.069	0	52.902	50.887	175.590	1,91%
1987	59.757	3.803	10.115	814	53.824	54.405	182.718	2,08%
1988	59.709	3.951	10.043	353	57.737	52.643	184.436	2,14%
1989	59.771	4.155	9.907	0	59.360	52.484	185.677	2,24%
1990	59.264	4.230	9.533	0	59.945	48.221	181.193	2,33%
1991	58.191	4.248	10.232	1.154	63.157	48.204	185.186	2,29%
1992	59.678	4.483	9.896	0	64.769	47.014	185.840	2,41%
1993	60.360	4.805	10.165	432	68.169	46.302	190.233	2,53%
1994	61.812	5.000	10.210	1.348	70.384	48.851	197.605	2,53%
1995	61.827	5.289	10.680	756	73.632	47.074	199.258	2,65%
1996	67.802	5.798	11.219	0	77.073	47.534	209.426	2,77%
1997	71.570	6.336	11.373	7.184	80.902	49.896	227.261	2,79%

Fonte: Adaptado de MONTES, 2000.

¹ tep: Tonelada Equivalente e Petróleo.

Ainda assim, o crescimento do mercado brasileiro de gás natural foi bastante modesto até meados da década de 90. Este cenário somente se modificou com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999, com capacidade de transportar até 30 milhões de m³ de gás por dia, quando foi possível um aumento expressivo na oferta nacional de gás natural. Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados, permitiram um rápido aumento no consumo, principalmente no

setor industrial. Este forte aumento de consumo foi ainda mais acelerado após a crise de abastecimento elétrico vivido pelo Brasil entre 2001 e 2002 (crise comumente denominada pela mídia como “O apagão”), quando então o governo federal definiu um aumento da geração termelétrica a gás na matriz energética brasileira (VALLE et al., 2008).

Dessa forma, o Programa Prioritário de Termelétricidade criado pelo governo federal desencadeou a construção imediata de várias termelétricas movidas a gás natural em todo território nacional, criando, uma nova e grande demanda para o gás natural. Como consequência direta, este fator contribuiu para o gás natural superar o patamar de 10% de participação na matriz energética nacional no ano de 2008 (VALLE et al., 2008).

A Figura 4 apresenta a evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira na última década.

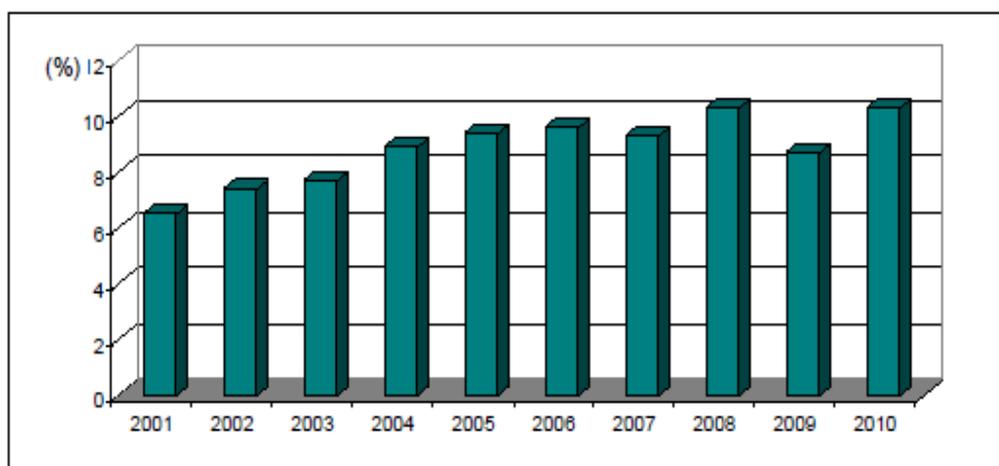


Figura 4 - Evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira.
Fonte: Balanço Energético Nacional – MME, 2011.

Nos últimos anos, as descobertas de campos de gás não associado nas bacias de Santos e do Espírito Santo permitiram um aumento significativo nas reservas brasileiras de gás natural. Observa-se que as reservas de gás no mar estão crescendo muito mais do que reservas em terra. Existe uma grande perspectiva de que os campos do pré-sal recém descobertos ao longo da costa brasileira tenham reservas de petróleo e gás ainda maiores do que as acumulações já anunciadas dos campos de gás de Mexilhão, em São Paulo, Peroá e Congoá, no Espírito Santo.

1.2 Modelo definido para comercialização de gás natural no Brasil

A movimentação e comercialização de gás natural no Brasil obedecem a um modelo definido com o propósito de garantir a competitividade entre os atores da cadeia de gás natural e dessa forma, os melhores preços para o consumidor final. Para o entendimento do modelo, algumas definições conceituais precisam ser bem compreendidas:

- Gás Natural Produzido: é o gás *in natura*, conforme produzido e separado nas unidades de produção;

- Gás Natural Processado: é o gás natural produzido que passa por uma unidade de processamento de gás natural para ser especificado e posteriormente entregue a um consumidor final;

- Gás associado: é o gás produzido de reservatórios que têm o petróleo como principal foco de produção (o gás é produzido junto com o petróleo);

- Gás não associado: é o gás produzido de reservatórios que não possuem reservas de petróleo (o gás é produzido sem a presença de petróleo);

- Área de Produção de Gás Natural: local onde o gás é produzido através da operação de uma unidade de produção, seja em terra ou no mar;

- Condicionamento de Gás Natural: são operações da engenharia química aplicadas ao gás produzido e destinadas a dar condições técnicas para que o gás natural possa escoar de forma segura das áreas de produção até os centros de processamento de gás natural;

- Gasodutos de Transferência: são gasodutos utilizados para escoamento de gás natural ainda não especificado para venda ao consumidor final. Normalmente utilizados para escoar o gás das áreas de produção até as unidades de processamento de gás. Conforme definido na Resolução nº16, esses gasodutos são chamados *Gasodutos de Propósito Específico* e não são acessíveis a outros produtores;

- Processamento de Gás Natural: são operações da engenharia química aplicadas ao gás produzido e destinadas a especificar o gás natural, de acordo com as especificações definidas na Resolução nº16, de forma que o gás possa ser comercializado em todo o território nacional;

- Gasodutos de Transporte: são gasodutos utilizados para escoamento de gás natural processado e especificado para venda ao consumidor final. Normalmente utilizados para escoar o gás das áreas de produção até as unidades de processamento de gás. Conforme definido na Resolução nº16, esses gasodutos são chamados *Gasodutos de Propósito Geral* e são acessíveis a outros carregadores, mesmo que não tenham investido na construção dos gasodutos, por via do mecanismo legal existente chamado *Open Access*. A aplicação desse mecanismo é regulada pela ANP e pode ser solicitado por qualquer carregador operando no Brasil, para um gasoduto que esteja escoando uma vazão de gás natural abaixo da sua capacidade nominal;

- Gasodutos de Distribuição: são gasodutos utilizados pelas companhias de distribuição de gás para atendimento no varejo dos consumidores finais de gás natural. Normalmente são tubulações construídas dentro das cidades, em locais de alta densidade populacional;

- Redes de Distribuição de Gás Natural: são segmentos de gasodutos de distribuição de gás natural interligadas, muitas vezes permitindo o suprimento dos consumidores de uma determinada região por mais de um ponto de alimentação de gás da rede.

Também é de fundamental importância para o entendimento do modelo que a atuação de cada um dos atores participantes da cadeia de gás natural brasileira seja bem definida. Abaixo são apresentadas as definições definidas na Resolução nº16 da ANP, atualmente vigente.

- Agente Produtor: pessoa jurídica legalmente constituída que possui a concessão federal para explorar e produzir gás natural em um determinado campo produtor;

- Agente Carregador: pessoa jurídica legalmente constituída que detém o controle do gás natural, contrata o transportador para o serviço de transporte e negocia a venda deste produto às companhias distribuidoras estaduais;

- Agente Transportador: pessoa jurídica legalmente constituída e autorizada pela ANP para operar as instalações de transporte de gás natural (gasodutos, estações de compressão, pontos de entrega, estações de controle e redução de pressão, entre outros);

- Agente Processador: pessoa jurídica legalmente constituída e autorizada pela ANP a processar o gás natural em unidades de processamento de gás natural (UPGN) especialmente construídas para este propósito;

- Agente Distribuidor: pessoa jurídica legalmente constituída que tem a concessão do estado onde atua, para comercializar o gás natural junto aos consumidores finais;

- Agente Regulador Federal: Representa os interesses do país na comercialização do gás e exerce a função de controle no relacionamento entre os produtores, carregadores, processadores e transportadores de gás natural no Brasil, conforme definido no modelo atual. Esta tarefa é atualmente exercida pela ANP;

- Agente Regulador Estadual: Representa os interesses de cada estado brasileiro na venda de gás ao consumidor final em cada estado, controlando as atividades do distribuidor estadual de gás. Cada estado da federação tem a delegação de constituir, através de concessão estadual, um ou mais agentes distribuidores, para atuação em todo o estado. A tarefa de regular a distribuição de gás nos estados brasileiros é das agencias estaduais criadas para esta função.

A Figura 5 apresenta o modelo de comercialização de gás natural utilizado no país, onde podem ser identificados todos os atores participantes da cadeia produtiva do gás natural.

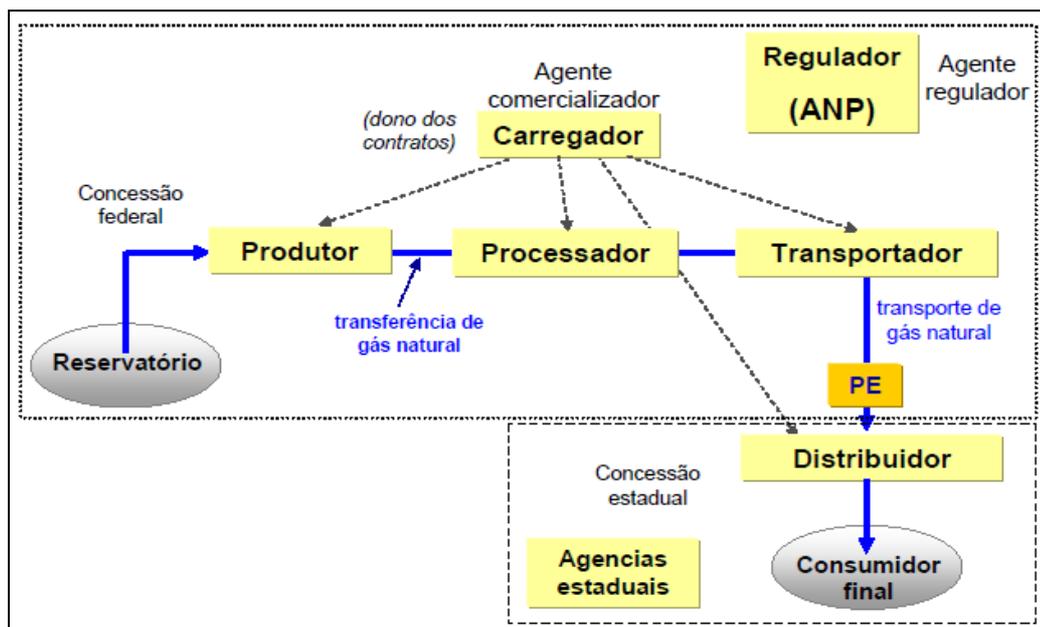


Figura 5 – Modelo brasileiro de comercialização de gás natural.

Fonte: Adaptado de VAZ et al., 2008.

1.2.1 A movimentação de gás natural no Brasil

O gás natural movimentado no Brasil a partir de sua fonte de produção até a entrega ao consumidor final, passa pela transferência de custódia entre os vários atores da cadeia de gás, como o produtor, processador, transportador e distribuidor de gás. Conforme o modelo vigente, a atuação dos atores da cadeia de gás é fiscalizada pelos órgãos reguladores na esfera federal pela ANP e nas esferas estaduais pelas Agencias Reguladoras Estaduais.

A etapa final da chegada do gás aos pontos de consumo, marcada pela passagem da custódia do transportador para o distribuidor no Ponto de Entrega de Gás (PE), indica o início da etapa final da cadeia do gás natural, chamada de distribuição do gás natural, a qual é concluída com a entrega efetiva do gás ao cliente final para consumo.

Cabe às companhias estaduais de distribuição, dentro de cada estado, executar a tarefa de entrega do gás ao cliente final, seja do ramo industrial, residencial, comercial, automotivo ou de produção de energia elétrica (usinas termelétricas). A valoração do gás natural só se completa quando o consumo do gás efetivamente ocorre nas instalações do consumidor final, conforme conceito apresentado por Vaz et al. (2008).

A Figura 6 apresenta o caminho do gás do reservatório até a sua utilização pelo consumidor final, passando por todas as etapas da cadeia de gás natural estabelecidas no modelo brasileiro de comercialização do produto.

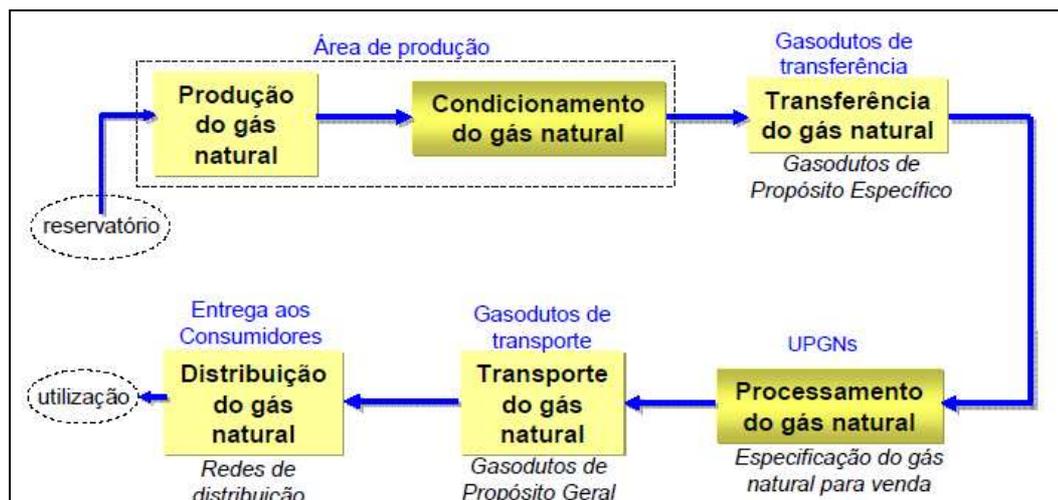


Figura 6 – Macrofluxo da movimentação do gás natural.

Fonte: Adaptado de VAZ et al., 2008.

As redes de movimentação de gás são compostas por sistemas e equipamentos que permitem o escoamento e entrega de gás, desde o local de produção até o cliente final. Fazem parte da rede de movimentação os gasodutos de transporte e transferência de gás, as estações de compressão, e de transferência de custódia de gás. A Figura 7 apresenta um esquema genérico de uma rede de movimentação de gás com os equipamentos mais comumente encontrados.

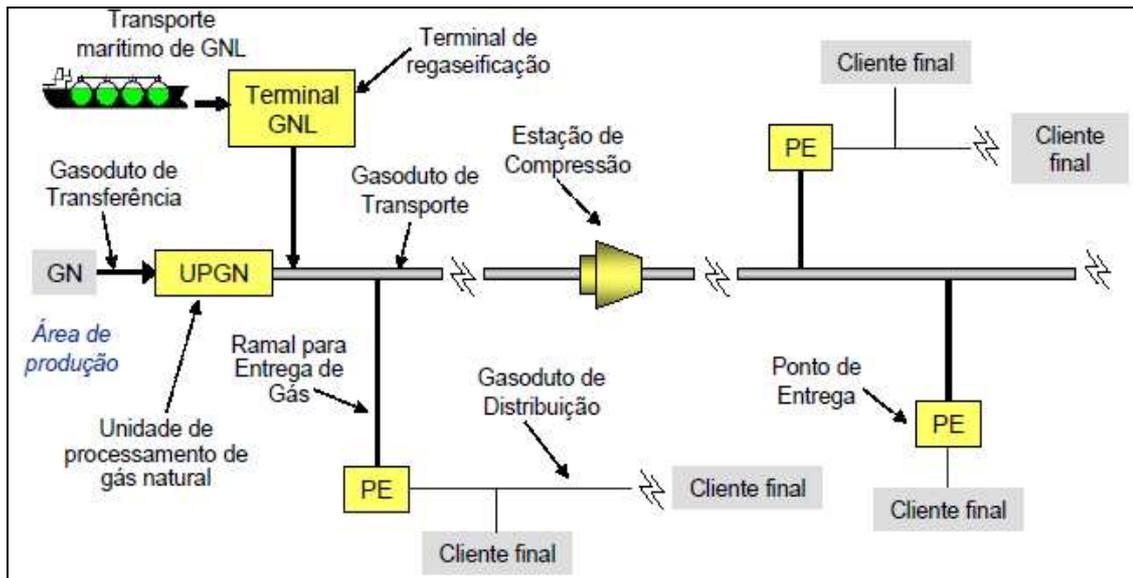


Figura 7 – Estrutura Básica de uma rede de movimentação de gás natural.

As Estações de Transferência de Custódia, mais comumente chamadas de Pontos de Entrega de Gás (PE) definem a fronteira de responsabilidade entre transportador e distribuidor de gás. Representa o local onde uma rede de distribuição recebe gás de uma companhia transportadora para distribuição aos clientes finais do gás.

Em geral, os pontos de entrega são construídos de forma modular e compostos basicamente por sistemas de filtragem, aquecimento, regulagem de pressão e medição de vazão de gás. A necessidade de cada módulo depende das condições de processo, que normalmente são informadas no projeto de cada ponto de entrega (VAZ et al., 2008).

O projeto também deve contemplar a instalação de uma junta de isolamento elétrico do tipo monobloco a montante e outra a jusante do ponto de entrega, para garantir que não haja interferência no sistema de proteção catódica da tubulação do gasoduto de transporte (VAZ et al., 2008).

A Figura 8 apresenta um esquema de um ponto de entrega de gás padrão, com os seus vários módulos de equipamentos.

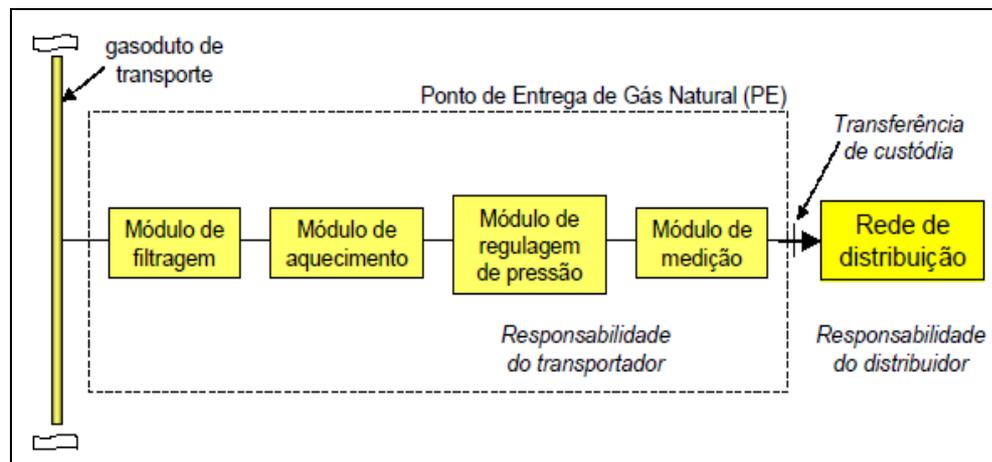


Figura 8 – Ponto de entrega de gás padrão.
Fonte: Adaptado de VAZ et al., 2008.

1.3 Infraestrutura existente para transporte de gás natural

A infraestrutura brasileira para transporte de gás natural ainda é bastante incipiente, porém tem apresentado expansões significativas nos últimos anos. A extensão total da malha de gasodutos atingiu 9.736 km em 2011. Este valor inclui as malhas de gasodutos regionais, assim como a extensão brasileira do gasoduto Bolívia-Brasil. A companhia transportadora de gás da PETROBRAS (TRANSPETRO) opera 126 Pontos de Entrega de gás (PE) para companhias distribuidoras estaduais de gás e 12 Estações de Compressão de Gás Natural (ECOMP) em todo o território nacional. Também foram incorporados recentemente à malha de transporte de gás, dois Terminais de revaporização de gás, que operam complementando o abastecimento do mercado interno sempre que há déficit do produto.

A Figura 9 apresenta a evolução da extensão total de gasodutos de transporte de gás nos últimos anos, evidenciando um incremento mais forte a partir de 2008, com estabilização em 2011. A tendência é que esta extensão não sofra grandes ampliações a curto ou médio prazo.

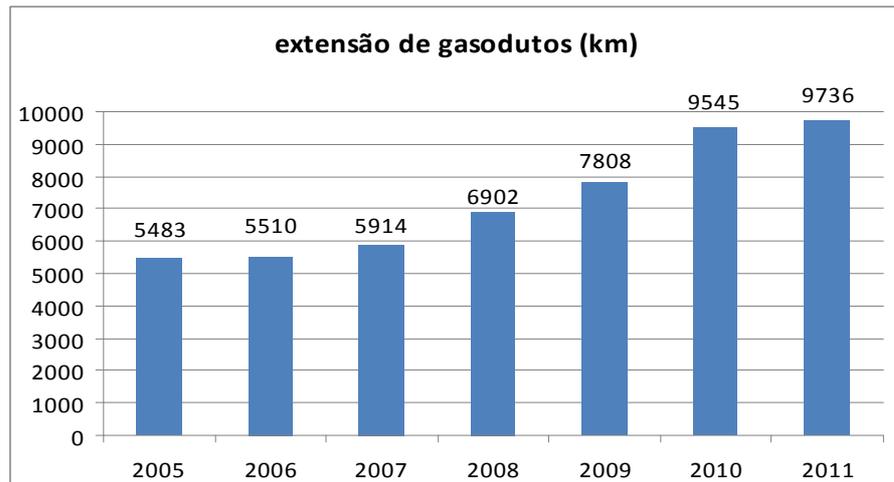


Figura 9 - Evolução da extensão da malha de gasodutos.
Fonte: PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011.

A Figura 10 apresenta um mapa produzido pela PETROBRAS com os dutos de transporte de gás natural em operação no país e disponibilizado no banco de imagens da companhia.



Figura 10 – Mapa dos gasodutos de transporte de gás natural no Brasil.
Fonte: PETROBRAS, 2010.

O sistema de transporte brasileiro está dividido em três grandes sistemas regionais, que são a Malha Norte, a Malha Nordeste e a Malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Até 2009 esses sistemas eram completamente desconectados, não permitindo escoamento de gás entre regiões com excesso e déficit do produto. A partir de 2010, com a inauguração do gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste, conhecido como GASENE, foi possível interligar as redes de transporte de gás dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo aos estados do nordeste, permitindo assim o escoamento de gás entre essas regiões. A região norte, devido a sua localização distante dos outros centros, permanece isolada da rede de transporte de gás brasileira (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

1.3.1 Infraestrutura da Malha Norte

A malha Norte de gasodutos entrou em operação em novembro de 2009, com o início da entrega de gás natural à Companhia Distribuidora de Gás do estado do Amazonas CIGAS. Nesta data, o gás produzido em Urucu (campo de produção de gás da PETROBRAS) passou a ser transportado através do gasoduto Urucu-Coari-Manaus para fornecimento à Refinaria de Manaus (REMAN). Com 661 km de extensão, este gasoduto, construído em plena floresta amazônica, possui trechos com diâmetros de 18 e 20 polegadas (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

Atualmente, além da refinaria de Manaus, há entrega de gás para as Usinas Termelétricas (UTE) de Tambaqui e Jaraqui, além de alguns postos de abastecimento de GNV em Manaus. Existe previsão em médio prazo para fornecimento de gás para as termelétricas de Aparecida, Mauá, Manauara e Gera.

Existem ramais derivados do duto para entrega futura de gás aos municípios amazonenses de Anori, Codajás, Anamã, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba. O gasoduto possui também duas Estações de Compressão (ECOMP), instaladas próximas às cidades de Coari e Juaruna.

As Figuras 11 e 12 apresentam situações comuns durante a construção do gasoduto Coari-Manaus, em regiões bastante inóspitas do estado do Amazonas, onde o solo alagado e o difícil acesso causaram grandes dificuldades para as equipes de construção.

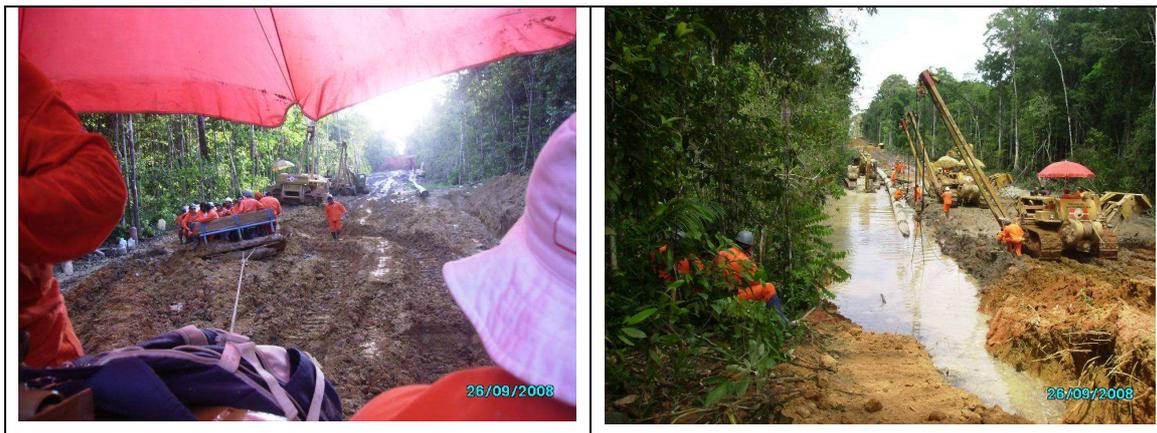


Figura 11 – Construção do gasoduto Coari-Manaus, 2008.

Figura 12 – Abaixamento de trecho do gasoduto Coari-Manaus, 2008.

Fonte: Acervo de fotos da PETROBRAS.

1.3.2 Infraestrutura da Malha Nordeste

A malha Nordeste de gasodutos é subdividida em duas malhas distintas: a Nordeste Meridional e a Nordeste Setentrional. A malha Meridional é estabelecida nos estados da Bahia e Sergipe, da qual fazem parte os Gasodutos Santiago–Camaçari, Catu-Itaporanga, Candeias–Camaçari, Candeias–Aratu, Sergipe–Bahia e Cacimbas-Catu.

A malha Setentrional vai do estado de Alagoas até o Ceará, atravessando os estados de Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte. Fazem parte desta malha os Gasodutos Atalaia-Itaporanga, Itaporanga-Pilar, Alagoas–Pernambuco, Rio Grande do Norte–Pernambuco e Rio Grande do Norte–Ceará, e o gasoduto Pilar-Ipojuca (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

O principal fornecedor de gás das malhas Meridional e Setentrional é a PETROBRAS, representada nestas regiões pelas Unidades Operacionais de produção da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte. Além do fornecimento da PETROBRAS, há o fornecimento de gás natural do campo de Manati, através de um consórcio formado originalmente pelas empresas PETROBRAS, Queiroz Galvão e *Norse Enegy*.

Sete companhias distribuidoras de gás, seis termelétricas, duas fábricas de fertilizante e duas refinarias são abastecidas com gás natural através da malha nordeste de gasodutos (meridional e setentrional).

O fornecimento de gás para o mercado é complementado desde o início de 2009 pelo gás natural liquefeito proveniente do Terminal de Pecém, no Ceará e a partir de 2010 com gás

proveniente do sudeste, principalmente do estado do Espírito Santo, através do gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

1.3.3 Infraestrutura da Malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste

A malha Sul/Sudeste/Centro-oeste é um conjunto interligado de gasodutos que abrange os estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Integram esta malha os Gasodutos Cabiúnas-Duque de Caxias, Duque de Caxias-Betim, Duque de Caxias-Volta Redonda, Volta Redonda-São Paulo, São Paulo-Cubatão, Campinas-Japeri, Japeri-REDUC, Cacimbas-Vitória, Cabiúnas-Vitória, Lagoa Parda-Vitória, Bolívia-Brasil e Paulínia-Jacutinga (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

Segundo a PETROBRAS, esta malha recebe gás natural das unidades de produção da companhia, localizadas nos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, as quais são responsáveis por grande parcela do total de gás nacional produzido e disponibilizado no sudeste, o complemento necessário é importado da Bolívia e, mais atualmente, também suprido pelo gás liquefeito proveniente do Terminal da Baía da Guanabara, no Rio de Janeiro.

A partir de 2010, a malha Sul/Sudeste/Centro-oeste foi interligada com a malha Nordeste, através do gasoduto GASENE, o qual veio permitir movimentações de gás entre as malhas, otimizando a produção nacional e dando mais robustez ao sistema de abastecimento de gás (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

Segundo a PETROBRAS, o projeto GASENE visa a interligação das malhas de gasodutos, levando o excedente de gás natural disponível no sudeste para o nordeste, onde há déficit na oferta desse combustível. O gasoduto completo tem mais de 1.300 km de extensão e recebeu mais de US\$5,0 bilhões em investimentos.

O projeto foi implantado em três partes distintas, sendo a primeira o trecho entre Cabiúnas e Vitória (GASCAV), com cerca de 300 km de extensão e 28 polegadas de diâmetro e a segunda parte se iniciando em Vitória e prosseguindo até Cacimbas (GASVIT), com 117 km de extensão e 26 polegadas de diâmetro. O GASVIT conta com duas estações de compressão (Aracruz e Piúma) para a garantia do atendimento às vazões de gás natural programadas (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

Com extensão de 950 km e diâmetro de 28 polegadas, a terceira e maior parte do GASENE, o gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC) passa por cinco municípios no Espírito Santo e quarenta e seis na Bahia. Sua conclusão representou um acréscimo de 20 milhões de m^3/d na oferta de gás natural para a região nordeste do país, viabilizando a transferência de gás natural produzido nas bacias do sudeste para atender aos estados do nordeste e vice-versa. O projeto do GASCAC prevê a instalação futura de cinco estações de compressão (São Mateus, Alcobaça, Itapebi, Itajuípe e Valença) além da estação já existente de Prado. Também é prevista a instalação futura de pontos de entrega de gás às distribuidoras estaduais nos municípios de Mucuri, Eunápolis e Itabuna (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

As Figuras 13 e 14 apresentam fotos da atividade de construção do gasoduto GASCAC.



Figura 13 – Construção do gasoduto GASCAC em trecho seco.

Figura 14 – Travessia de rio em trecho do gasoduto GASCAC.

Fonte: Acervo de fotos da PETROBRAS.

O gasoduto mais extenso utilizado pelo Brasil é o Bolívia-Brasil (GASBOL), que se estende por 2.953 km no território nacional, a partir de Corumbá, atravessando os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O gasoduto tem ainda 557 km de extensão no território boliviano e atualmente tem capacidade para transportar 30 milhões de m^3/d de gás natural. Todo o gás até então consumido nos estados da região sul do país é proveniente da Bolívia e movimentado por este duto. O duto foi construído pela PETROBRAS e entrou em operação em fevereiro de 1999, quando então finalmente o país passou a dispor de suprimento de gás natural em quantidade significativa, atingindo assim uma escala economicamente competitiva para utilização do gás natural (MONTES, 2000).

A Figura 15 apresenta o esquema do traçado do gasoduto GASBOL, desde sua origem na região de Santa Cruz, na Bolívia, até a sua chegada em Canoas, no estado brasileiro do Rio Grande do Sul.



Figura 15 – Traçado do gasoduto GASBOL.
Fonte: GASNET, 2011.

O contrato de fornecimento de gás boliviano tem validade até 2019, com possibilidade de renovação, caso seja do interesse entre as partes (produtor e consumidor). O contrato prevê o fornecimento de até 30 milhões de m^3/d , com uma cláusula de *take or pay* que obriga o importador a pagar no mínimo 80% da quantidade máxima do contrato (24 milhões de m^3/d), mesmo não utilizando todo o gás. A companhia Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) é a responsável pela operação do trecho brasileiro desse gasoduto (TBG, 2011).

Os Terminais flexíveis de revaporização recebem GNL importado para complementar a demanda de gás natural, principalmente em momentos de escassez de chuvas, quando o despacho térmico aumenta, fazendo com que várias termelétricas a gás entrem em operação, aumentando significativamente o consumo de gás natural. Os Terminais brasileiros possuem um projeto de engenharia pioneiro no mundo, onde um navio dotado de uma planta de revaporização de GNL no convés permanece parado em um porto abrigado e recebe produto de um segundo navio. Um navio de transporte de GNL encosta ao lado do navio fixo e transfere através de mangotes especiais, o produto na fase líquida para os tanques do navio de revaporização (navio fixo), o qual revaporiza o GNL e escoo o gás para a malha existente de gasodutos de transporte para abastecimento dos consumidores.

Atualmente existem dois Terminais de recebimento de GNL em operação no Brasil (um no Rio de Janeiro e outro no Ceará) e um terceiro está sendo construído em Salvador, na Bahia de Todos os Santos.

Conforme planejamento da PETROBRAS, o Terminal do Rio de Janeiro deverá ser ampliado em breve, para ampliar a capacidade de recebimento de GNL na região sudeste, com o objetivo de aumentar a segurança do despacho das termelétricas da região.

As Figuras 16 e 17 apresentam fotos dos dois Terminais de recebimento e revaporização de GNL atualmente em operação no Brasil.



Figura 16 – Terminal de regaseificação de GNL da Bahia de Guanabara-RJ.

Figura 17 – Terminal de regaseificação de GNL de Pecém-CE.

Fonte: Acervo de fotos da PETROBRAS.

2 MERCADO MUNDIAL E BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

2.1 Reservas de gás natural

Entende-se como Reservas os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperáveis, a partir de uma data de referência. A estimativa desses valores incorpora certo grau de incerteza quanto às informações de geociências, engenharia e de natureza econômica e, em função disso, as reservas podem ser classificadas conforme abaixo (ANP, 2009):

- Reservas Provadas - são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;
- Reservas Prováveis - são 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 - são 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.

Em 2010, as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 187 trilhões de m³, registrando um crescimento de 0,3% em comparação com o ano anterior. Os países que concentraram a maior parte das reservas do mundo foram Rússia, Irã e Catar, os quais responderam respectivamente por 24%, 16% e 14% do total das reservas mundiais provadas (ANP, 2011).

No ano de 2010, as Américas Central e do Sul foram as únicas regiões do mundo a registrar declínio nas reservas provadas de gás natural (0,8%), devido às reduções das reservas de gás da Bolívia, Trinidad e Tobago e Argentina (respectivamente -59,6%, -10,6% e -8,5%). Em sentido contrário estiveram Brasil e Venezuela, com aumentos de 15,2% e 7,4% em suas reservas provadas de gás (ANP, 2011).

A Tabela 2 apresenta os dez países possuidores das maiores reservas mundiais de gás natural e permite a comparação com os dados brasileiros.

Tabela 2 - Maiores reservas provadas de gás natural.

Pos.	País	Reserva
1	Rússia	47.570
2	Irã	29.610
3	Catar	25.470
4	Turquemenistão	7.504
5	Arábia Saudita	7.461
6	Estados Unidos	6.928
7	Emirados Árabes Unidos	6.071
8	Nigéria	5.246
9	Venezuela	4.983
10	Argélia	4.502
34	Brasil	423

Fontes: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011 (Brasil).
CIA World Factbook - Indexmundi.com, 2010 (dados dos demais países).

As reservas provadas brasileiras totalizaram 423 bilhões de m³, representando 0,2% das reservas mundiais e situando o país na 34ª posição na lista de países detentores de reservas (ANP, 2011). A distribuição das reservas provadas por estados brasileiros é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 - Reservas provadas de gás natural por estado.

Estado	Reservas provadas (m ³ * 10 ⁶)		
	terra	mar	total
Amazonas	55.878		55.878
Ceará		652	652
Rio Grande do Norte	1.418	8.676	10.094
Alagoas	2.391	1.085	3.476
Sergipe	1.039	2.588	3.627
Bahia	7.356	26.161	33.517
Espírito Santo	587	44.025	44.612
Rio de Janeiro		220.506	220.506
São Paulo		49.373	49.373
Paraná	134	904	1.038
Santa Catarina		230	230
TOTAIS:	68.803	354.200	423.003

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro – ANP, 2011.

O estado do Rio de Janeiro detém as maiores reservas de gás (52% do total), seguido pelos estados do Amazonas, São Paulo e Espírito Santo. Com o desenvolvimento dos campos da nova fronteira do pré-sal, a tendência é de aumento do percentual de participação dos

estados costeiros do sudeste (RJ, SP e ES). A Figura 18 apresenta a distribuição percentual das reservas brasileiras de gás natural por estado.

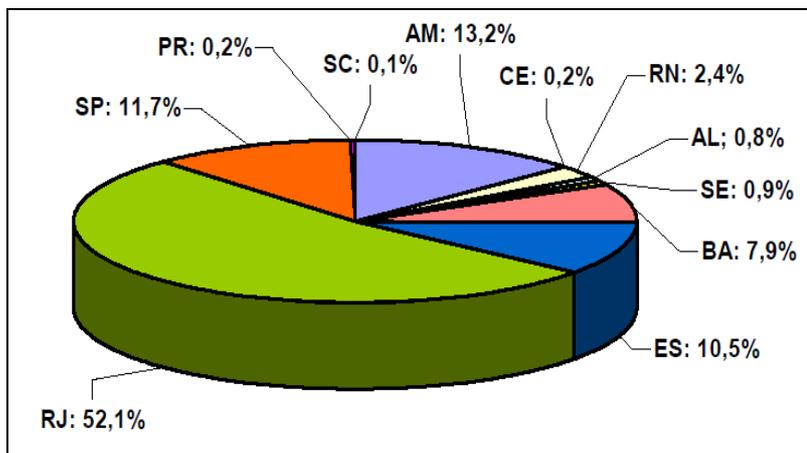


Figura 18 - Reservas de gás natural por estado.
Fonte: Balanço Energético Nacional – MME, 2011.

As reservas totais brasileiras de gás natural (incluem reservas ainda não totalmente certificadas, conforme padrões técnicos internacionais) atingiram em 2010 o valor de 825 bilhões de m³, sendo que 86% destas reservas estão localizadas no mar e apenas 14% em terra (MME, 2011).

2.2 Produção de gás natural

Em 2010, a produção mundial de gás natural alcançou 3,2 trilhões de m³, apresentando alta de 7% em relação a 2009. Todas as regiões produtoras registraram aumento em suas produções. O Oriente Médio exibiu a maior taxa de crescimento (13%), atingindo o volume de 460 bilhões de m³ produzidos no ano, sendo esta alta propiciada principalmente pela produção do Iêmen. Europa e ex-União Soviética apresentaram a maior produção de gás, atingindo um trilhão de m³ de gás produzido, ou 33% do total mundial. As Américas Central e do Sul registraram alta de 6% em sua produção, equivalente a 161 bilhões de m³, propiciada pelos incrementos de produção do Peru (108%), Brasil (23%) e Bolívia (17%) (ANP, 2011).

O Brasil, com uma produção anual de 14,4 bilhões de m³ (sendo este valor, o gás efetivamente comercializado, sem considerar gás reinjetado, queimado e consumido nas áreas de produção, refino, e conversão em LGN), ocupa atualmente a 35ª posição entre os maiores produtores mundiais. Este volume excedeu em 8,5% a produção de 2009 (ANP, 2011). A Tabela 4 apresenta a produção diária de gás natural dos principais países produtores mundiais e permite a comparação com os dados da produção brasileira.

Tabela 4 - Maiores produtores de gás natural.

Pos.	País	Produção (m ³ /d * 10 ⁶)
1	Estados Unidos	1.626
2	Rússia	1.599
3	Irã	548
4	Canadá	442
5	Noruega	284
6	Argélia	237
7	Indonésia	235
8	China	227
9	Holanda	218
10	Arábia Saudita	211
35	Brasil	40

Fontes: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011 (Brasil).

CIA World Factbook - Indexmundi.com, 2010 (dados dos demais países).

É importante enfatizar que o volume de gás natural produzido não é disponibilizado para venda em sua totalidade, uma vez que parte do volume extraído dos reservatórios tem destinação diferente da venda ao consumidor final, como abaixo:

Consumo próprio - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;

Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;

Reinjeção - parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios;

Fração LGN (Líquidos de Gás Natural) - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento.

Da produção brasileira total de gás (considerando gás nacional comercializado, reinjetado, queimado, consumido nas áreas de produção e refino e convertido em LGN nas Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN) atingiu 22,9 bilhões, sendo que os campos marítimos foram responsáveis por 16,9 bilhões de m³ ou 73,7% da produção total, com alta de 12%. Em contrapartida, a produção *onshore* apresentou decréscimo de 0,4%, em relação à produção de 2009. A produção de gás natural não associado subiu 35% em 2010, chegando a 5,6 bilhões de m³, enquanto a de gás associado aumentou 2%, atingindo a marca de 17,3 bilhões de m³. Em campos contendo gás natural não associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, o que minimiza a queima e reduz as perdas (ANP, 2011).

A produção de gás natural por estados é apresentada na Tabela 5, a qual apresenta valores totais de gás produzido por estado produtor, considerando os valores reinjetados, queimados, utilizados nas unidades de produção e refino (chamado consumo próprio) e convertidos em LGN (ANP, 2011).

Tabela 5 - Produção de gás natural por estado.

Estado	Produção ¹ anual de gás natural (milhões de metros cúbicos)		
	terra	mar	total
Amazonas	3.858		3.858
Ceará	1	42	43
Rio Grande do Norte	270	419	689
Alagoas	565	108	673
Sergipe	95	1.007	1.102
Bahia	1.138	2.261	3.399
Espírito Santo	99	2.602	2.701
Rio de Janeiro		10.132	10.132
São Paulo		342	342
TOTAIS:	6.024	16.914	22.938

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

¹ Inclui gás queimado, reinjetado, consumo próprio e convertido em LGN.

Apesar da queda de 3,5%, o Rio de Janeiro continua sendo o maior produtor, atingindo 10,1 bilhões de m³, sendo responsável por 44% da produção nacional. O segundo maior produtor é o Amazonas, responsável por 3,9 bilhões de m³ ou 16,8% da produção nacional.

A Figura 19 apresenta a distribuição percentual da produção de gás natural por estado Brasileiro.

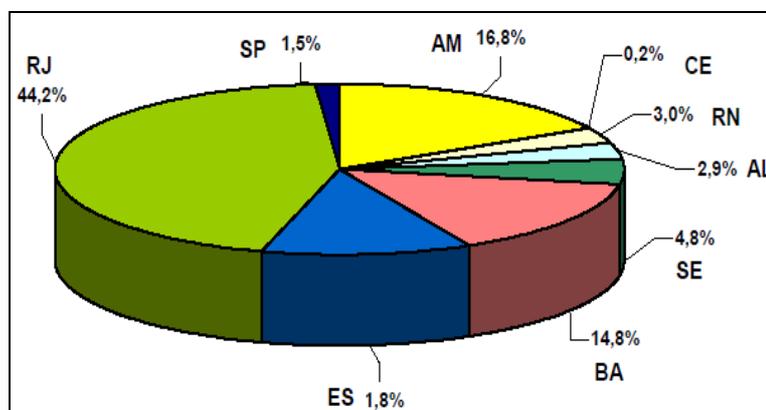


Figura 19 - Produção percentual de gás natural por estado.

Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2011.

A relação reservas/produção (R/P) de gás natural subiu de 15,9 anos em 2001 para 18,4 anos em 2010, evidenciando o sucesso da prospecção brasileira por novos campos de produção. Em média, este índice cresceu a uma taxa de 1,7% ao ano no período (MME, 2011).

2.3 Consumo de gás natural

Em 2010, o consumo mundial de gás natural registrou um crescimento recorde de 7,4%, o maior desde 1984, chegando próximo da marca de 3,2 trilhões de m³. Este número foi impulsionado pelas altas de consumo exibidas em todas as regiões do mundo. O maior aumento relativo foi verificado na região Ásia-Pacífico, de 12%, cujo consumo beirou os 568 bilhões de m³. Este resultado foi influenciado pela grande ampliação da demanda em países em desenvolvimento como China, Coreia do Sul, Hong Kong, Índia, Tailândia e Taiwan. Em valores absolutos, o maior crescimento no consumo foi registrado na Europa e na ex-União Soviética, de 77 bilhões de m³ ou 7%. Em ordem de importância, esta é a região que mais consome gás natural no mundo (1,1 trilhões de m³ ou 36% do total mundial, conforme ANP, 2011).

Nas Américas Central e do Sul, o aumento do consumo foi de 9%, propiciado, entre outros, pelo incremento de 34% no consumo brasileiro, alcançando o valor de 26,5 bilhões de m³ em 2010, sendo que este total de gás consumido foi atingido com gás nacional e importado. Com este resultado, o Brasil ocupa a 32ª posição entre os consumidores de gás natural, com uma participação de 0,8% do mercado mundial.

A Tabela 6 apresenta os países com maior consumo diário de gás natural e permite a comparação com os dados brasileiros (ANP, 2011).

Tabela 6 - Maiores consumidores de gás natural.

Pos.	País	Consumo (m ³ /d * 10 ⁶)
1	Estados Unidos	1.772
2	Rússia	1.204
3	Irã	384
4	Alemanha	264
5	Japão	259
6	Canadá	259
7	Reino Unido	240
8	China	239
9	Itália	214
10	Arábia Saudita	211
32	Brasil ¹	73

Fontes: ¹ Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011 (Brasil).
CIA World Factbook - Indexmundi.com, 2010 (demais países).

Vale ressaltar que o valor apresentado do consumo de gás natural brasileiro é o consumo total e inclui queima, reinjeção, consumo próprio (unidades de produção e refinarias) e conversão em Líquido de Gás Natural (LGN), para posterior separação de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e Gasolina Natural (C5+).

Impulsionadas pelo consumo das usinas (aumento do despacho térmico), e pela recuperação do consumo do segmento industrial, as vendas de gás natural apresentaram forte alta em 2010 (34%), em comparação com 2009, passando de 14 bilhões de m³ para 19 bilhões de m³. A região sudeste continuou sendo a que mais consome gás natural no Brasil. As vendas de gás nesta região alcançaram 13 bilhões de m³, evidenciando um aumento de 37% no ano. Este valor representou 68% de todo o volume de gás natural comercializado no país. Já a região Centro-Oeste foi a que registrou o maior aumento relativo nas vendas (256%), influenciada pelas vendas de gás no Mato Grosso do Sul. Por estados, os maiores volumes de gás natural foram vendidos em São Paulo (5,8 bilhões de m³), Rio de Janeiro (5,4 bilhões de m³) e Bahia (2,1 bilhões de m³), conforme ANP, 2011.

A Tabela 7 apresenta a venda de gás natural por estado brasileiro no ano de 2010. Nesta, pode ser verificado que a venda de gás nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro juntos, corresponde a 57% do total das vendas nacionais.

Tabela 7 - Vendas de gás natural por estado.

Estado (Ano: 2010)	Vendas de gás natural (m ³ * 10 ⁶)	média diária (m ³ * 10 ⁶ /d)	(%)
Amazonas	46	0,13	0,2
Ceará	507	1,41	2,6
Rio Grande do Norte	142	0,40	0,7
Paraíba	133	0,37	0,7
Pernambuco	854	2,37	4,4
Alagoas	174	0,48	0,9
Sergipe	490	1,36	2,5
Bahia	2.128	5,91	11,0
Minas Gerais	945	2,63	4,9
Espírito Santo	808	2,24	4,2
Rio de Janeiro	5.350	14,86	27,6
São Paulo	5.814	16,15	30,0
Paraná	351	0,98	1,8
Santa Catarina	642	1,78	3,3
Rio Grande do Sul	549	1,53	2,8
Mato Grosso do Sul	189	0,53	1,0
Outros	242	0,67	1,3
TOTAIS:	19.367	53,80	100,0

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

2.4 Importação brasileira de gás natural

As importações brasileiras de gás natural, necessárias para atender o consumo interno, aumentaram 48% frente a 2009, totalizando 12,6 bilhões de m³, dos quais 9,8 bilhões de m³ ou 78% se originaram da Bolívia. O volume restante foi importado na fase líquida (Gás Natural Liquefeito – GNL), utilizando o modal de transporte por navios, de origem em sua maioria, de Trinidad e Tobago, Nigéria e Qatar.

Vale ressaltar que o gás natural importado na forma de GNL tem o objetivo principal de complementar as necessidades de geração termelétrica, não atendida completamente pelo gás de origem nacional (ANP, 2011). A Figura 20 evidencia o percentual utilizado de cada modal de transporte, para importação do gás natural.

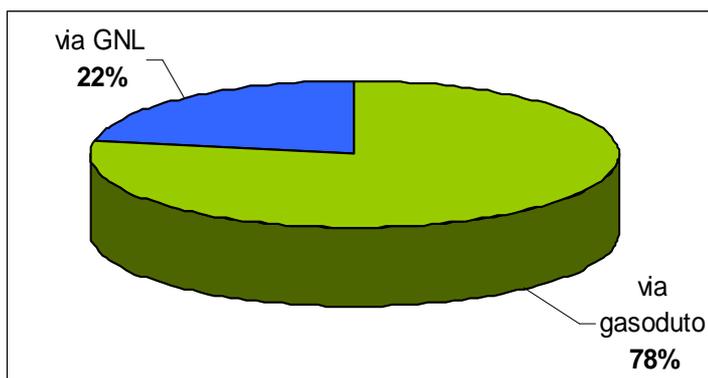


Figura 20 - Modais utilizados na importação de gás natural.
Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

Em 2010, a importação de gás via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) ficou abaixo da vazão máxima de transporte do duto, atingindo o valor de 27,3 milhões de m³/d (ANP, 2011). A Tabela 8 apresenta os volumes importados de gás natural em 2010, por país de procedência.

Tabela 8 - Importação de gás natural por procedência.

(Ano: 2010) País de origem	Importação total (m ³ * 10 ⁶)	Importação média diária (m ³ * 10 ⁶ /d)
Bolívia	9.820	
Total modal gasoduto: ¹	9.820	27,28
Trinidad e Tobago	880	
Nigéria	869	
Catar	635	
Peru	154	
Guiné Equatorial	89	
Estados Unidos	88	
Bélgica	80	
Abu Dhabi	32	
Total modal GNL: ²	2.827	7,85
Total geral:	12.647	35,13

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

¹ Importação de gás natural via GASBOL;

² Importação de LGN via navios (volume medido relativo à fase gasosa).

O dispêndio com a importação de gás natural via Gasoduto Bolívia-Brasil foi de US\$ 2,3 bilhões, sendo 45% maior do que o valor gasto em 2009. O dispêndio com a compra de GNL foi de US\$ 820 milhões, evidenciando um aumento de 700% em relação a 2009 (ANP, 2011).

A evolução da importação brasileira de gás natural na última década pode ser avaliada na Figura 21. Com exceção da queda causada pela crise econômica mundial em 2009, pode ser verificado que a importação de gás tem aumentado de forma consistente, de acordo com o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro.

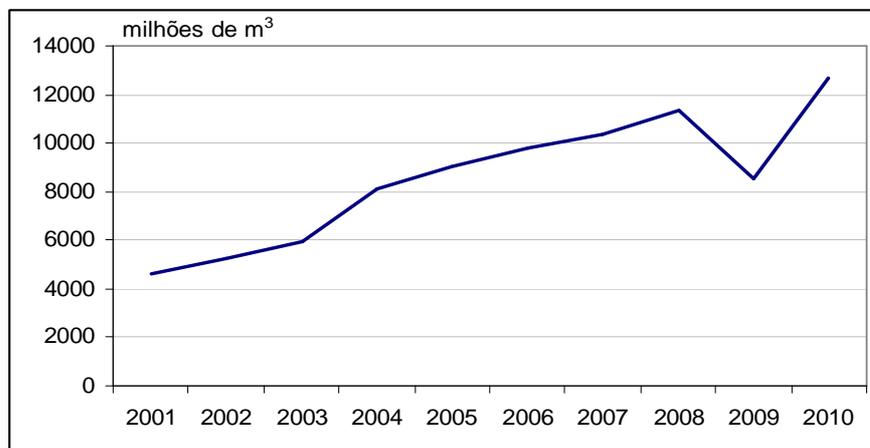


Figura 21 – Evolução da importação de gás natural – período 2001 a 2010.
Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

2.5 Balanço do gás natural no Brasil

No balanço do gás natural, a oferta interna é suprida pela soma dos valores da importação e da produção nacional. Em 2010, a oferta interna de gás natural foi de 28,5 bilhões de m³, sendo que deste total, 67% destinaram-se às vendas para as companhias distribuidoras de gás e 28% ao consumo próprio total (utilizados em áreas de produção e refino, reinjetados, queimados ou perdidos), enquanto cerca de 5% foram absorvidos como LGN (Líquido de Gás Natural) nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) da PETROBRAS (ANP, 2011).

O consumo próprio total de gás natural, considerando as áreas de produção, movimentação de gás e refinarias de petróleo atingiu 8,0 bilhões de m³, registrando um aumento de 31% em comparação com 2009. Um total de 2,4 bilhões de m³ foram queimados ou perdidos nas unidades de produção e 4,4 bilhões de m³ foram reinjetados por falta de consumo ou de infraestrutura para exportação. Em comparação a 2009, o volume de queimas e perdas caiu 29% (PETROBRAS, 2011).

Quase 73% do total de gás consumido corresponderam ao consumo próprio em áreas de produção, movimentação de gás e refinarias da região sudeste. A Figura 22 apresenta a destinação percentual do gás natural nacional em 2010.

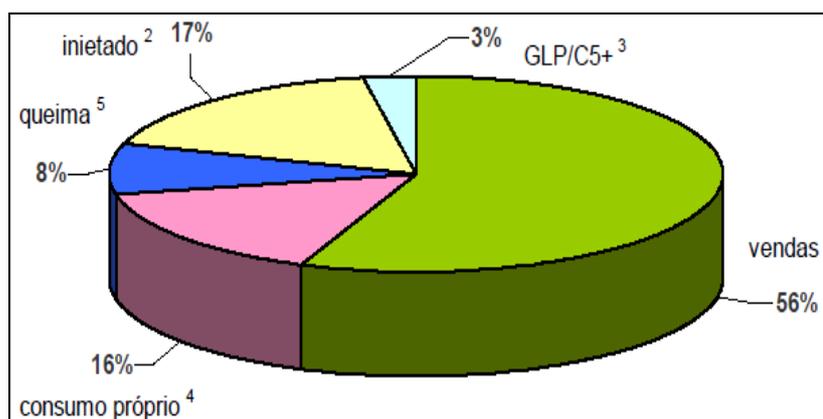


Figura 22 - Destino do gás natural nacional.

Fonte: PETROBRAS, 2011.

- ¹ Vendas de gás natural para as companhias distribuidoras estaduais;
- ² Reinjetado por falta de consumo;
- ³ Gás convertido em líquidos nas UPGN;
- ⁴ Gás consumido nas unidades de produção e refinarias do país;
- ⁵ Gás queimado ou perdido por falta de infraestrutura para exportação.

Vale ressaltar que a queima de gás por falta de infraestrutura para exportação ocorre principalmente em novos campos de produção, onde os gasodutos, compressores instalações de tratamento de gás ainda não tiveram sua instalação concluída

A alavancagem propiciada pela a crise energética de 2001, que motivou o governo federal a lançar o Programa Prioritário de Termelétricidade gerou uma modificação significativa no consumo percentual por setores da economia brasileira (VALLE et al., 2008).

A implantação de várias termelétricas movidas a gás natural fez com que o consumo de gás do setor energético saltasse de valores insignificantes na década de 90 para cerca de 20% no final da década passada. Em 2010 o consumo médio de gás natural no setor elétrico atingiu 22,1 milhões de m³/d, significativamente maior que o patamar de 8,0 milhões de m³/d, registrado em 2009, em função principalmente do aumento da demanda por eletricidade no país, além das condições hidrológicas desfavoráveis no ano, gerando um expressivo aumento de 180% na geração térmica a gás natural (PETROBRAS, 2011).

A Figura 23 apresenta o percentual de utilização do total do gás natural ofertado no país pelos distintos mercados e permite avaliar o crescimento expressivo da geração termelétrica, considerando que há pouco mais de uma década, esta aplicação era incipiente e atualmente responde por 25% do consumo total de gás.

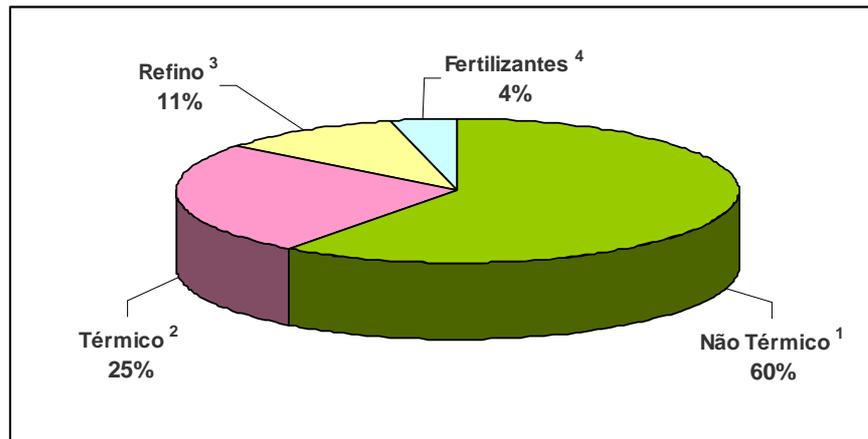


Figura 23 - Utilização do gás natural por mercados.

Fonte: PETROBRAS, 2011.

- ¹ Mercado não térmico: industrial, residencial e automotivo;
² Mercado térmico: uso específico para geração de eletricidade em termelétricas a gás;
³ Refino: uso nas refinarias para produção de calor, energia elétrica e vapor;
⁴ Fertilizantes: uso nas unidades de produção de fertilizantes da Petrobras (FAFEN).

O consumo industrial também apresentou resultados positivos na década passada, principalmente a indústria química e de mineração, esta última, principalmente a partir de 2009. Em 2010 a demanda industrial por gás natural aumentou 29% em relação ao ano anterior, em função da recuperação de diversos setores econômicos. Os maiores aumentos na demanda por este energético foram observados na siderurgia e na pelotização (MME, 2011).

A Figura 24 permite acompanhar a evolução da participação do gás natural no consumo total de combustíveis por setor da economia Brasileira na década passada. Neste fica evidente que, embora o consumo total industrial ainda seja baixo, em relação a países mais desenvolvidos, este vem crescendo de forma constante desde o início da década passada.

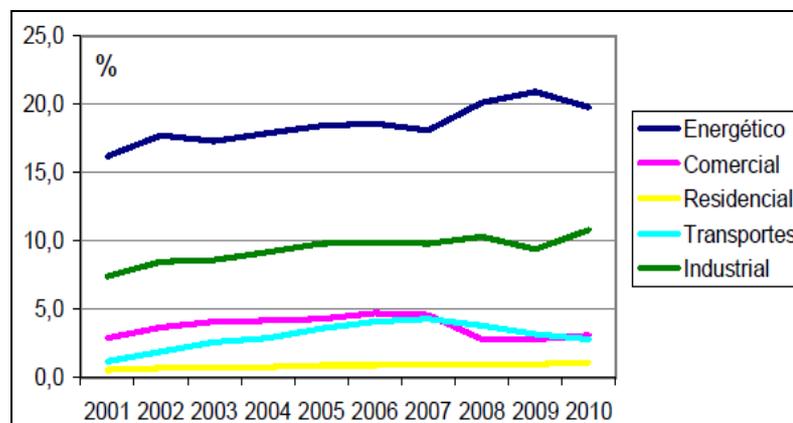


Figura 24 - Participação do gás natural no consumo de combustíveis por setor da economia.

Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2011.

3 ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL PRODUZIDO

O gás natural produzido, seja no ambiente *onshore* ou *offshore*, não pode ser movimentado ou consumido na forma *in natura*. O mesmo precisa ser tratado previamente, para adequar o produto às especificações vigentes.

Existem duas especificações a serem atendidas em momentos distintos pelo gás natural, a primeira se refere a garantir a qualidade do gás para transferência entre o sistema de produção e o de processamento de gás, e a segunda se refere ao atendimento à legislação em vigor que estabelece os requisitos da qualidade do gás para comercialização. (VAZ et al., 2008).

A especificação para transferência do gás é atendida pelo tratamento primário. Esta etapa de purificação é comumente chamada de Condicionamento de Gás Natural e tem como objetivo principal evitar problemas como formação de hidratos, corrosão, ação de compostos agressivos capazes de aumentar as taxas de corrosão da tubulação (como H₂S, CO₂ e H₂O) e acidentes durante o escoamento e manipulação do produto. A segunda especificação mais rigorosa é atendida pelo processamento do gás natural em unidades industriais responsáveis pela etapa de especificação do gás para a comercialização do produto.

As Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) processam o gás produzido, de forma a enquadrá-lo de acordo com as especificações definidas pelo órgão regulador da atividade (ANP), garantindo assim, o atendimento à legislação e a utilização segura do produto (VAZ et al., 2008).

3.1 Condicionamento de gás natural

A especificação definida no projeto do sistema de condicionamento de gás de uma unidade de produção depende somente dos requisitos técnicos definidos para transferência entre a unidade produtora e a unidade de processamento que receberá o gás (UPGN).

O condicionamento do gás natural visa o seu enquadramento às características necessárias (qualidade requerida) para que sua transferência ocorra ao mercado consumidor, sem comprometer a integridade das instalações de produção e dos gasodutos. Essas características são determinadas pelo projetista da instalação de produção, e é conhecida como especificação técnica do projeto. Entre as principais características consideradas em uma especificação técnica tem-se:

- Ponto de orvalho de hidrocarbonetos;
- Ponto de orvalho da água ou teor de umidade;
- Teor de gás sulfídrico (H₂S);
- Teor de dióxido de carbono (CO₂).

Tecnicamente, condicionamento de gás natural é um termo genérico que abrange vários processos unitários de separação físicos e químicos, pertencentes a um sistema global de tratamento primário da produção. Tais processos têm a função de transformar a matéria-prima produzida nos campos de produção em correntes especificadas de acordo com padrões técnicos definidos, que permitam o escoamento do gás produzido até as unidades de processamento de gás natural localizadas no continente ou sua manipulação e transformação no próprio *site* de produção (VAZ et al., 2008).

O condicionamento de gás natural além de especificar o produto para escoamento via gasoduto e manipulação para transformação (tecnologias alternativas), também é responsável por garantir a qualidade de todo o gás consumido na unidade de produção para suprimento de equipamentos como fornos, turbo-compressores, turbo-geradores, desaeradores, flotadores, vasos de tocha, regeneradores e outros.

Basicamente, o gás produzido é separado da água livre e do óleo no separador trifásico de produção e em seguida passa em um vaso separador (chamado depurador). O gás isento de partículas sólidas e líquidas segue para as etapas de separação de compostos que interferem na especificação do produto, como o mercúrio, gás sulfídrico (H₂S) e dióxido de carbono (CO₂).

Após a retirada desses compostos químicos, o gás é comprimido, desidratado e tem seu tratamento primário completado com a injeção de alguns produtos químicos, como inibidores de corrosão e inibidores de formação de hidratos. A partir desse ponto, o gás está especificado para transferência por gasodutos (exportação), consumo interno, uso como *gas lift* (processo de elevação artificial da produção), gás de injeção (para aumento de pressão do reservatório) ou aplicação de tecnologias alternativas para manipulação do gás na própria unidade de produção para transformação do gás em outros produtos (VAZ et al., 2008).

A Figura 25 apresenta o diagrama de blocos do processo geral de condicionamento de gás natural normalmente aplicado no ambiente de produção *offshore*.

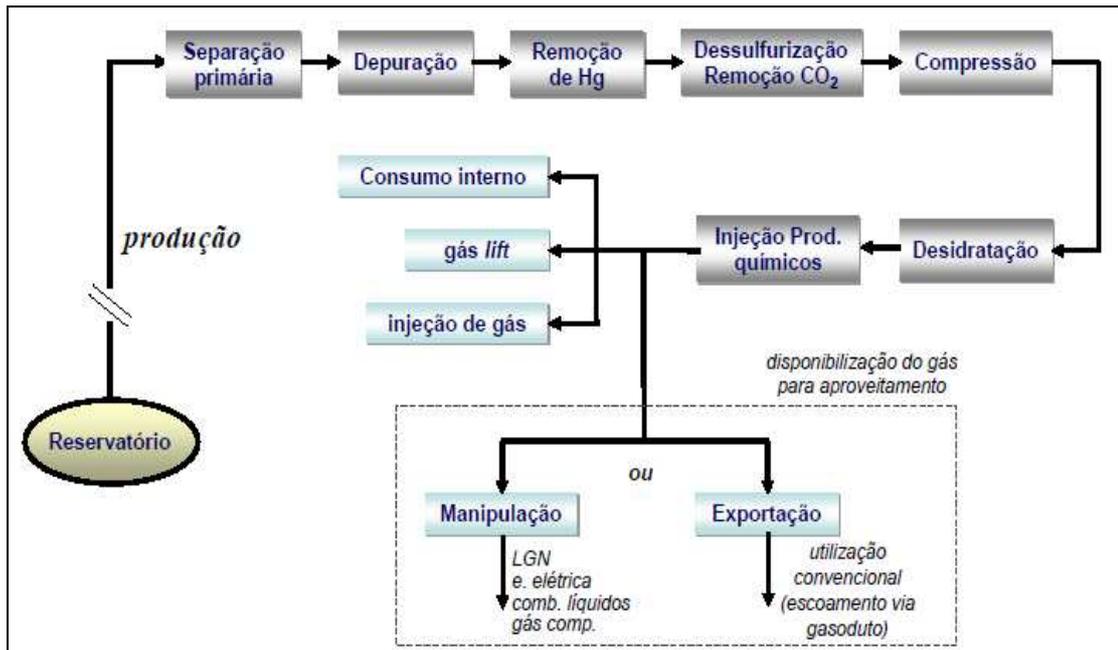


Figura 25 - Diagrama de blocos do condicionamento de gás natural.

3.2 Processamento de gás natural

O objetivo do processamento de gás natural é especificar o gás produzido e permitir a sua comercialização em todo o território nacional. A atividade de processamento de gás compreende um conjunto de operações unitárias da engenharia química, conduzidas para separar os componentes presentes no gás em produtos com especificação definida e controlada, para que possam ser utilizados em aplicações específicas, com alto desempenho, permitindo a incorporação de maior valor agregado aos produtos gerados.

Segundo VAZ et al. (2008), podemos dizer que, de modo semelhante à destilação de petróleo conduzida em uma refinaria, onde o óleo é fracionado em produtos com especificação definida, uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) fraciona o gás em produtos especificados de acordo com a legislação vigente, para atendimento às diversas aplicações requeridas pelo mercado.

As operações conduzidas em uma unidade de processamento permitem separar os compostos não-hidrocarbonetos que interferem na qualidade do gás, assim como os componentes hidrocarbonetos mais pesados, os quais são segregados para a produção de combustíveis líquidos de alto valor agregado, como Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e nafta leve (fração C5+). Dessa forma, o gás oriundo de uma unidade de processamento de gás natural, é um gás especificado para uso em todo o território nacional.

3.2.1 A especificação do gás natural para comercialização do produto

A especificação vigente para a comercialização do gás natural em todo o território nacional está definida na Resolução n° 16 da ANP, de 17 de junho de 2008. Esta Resolução possui como anexo o Regulamento Técnico n° 2, o qual define os limites das propriedades físico-químicas que caracterizam o gás e os métodos de análises de cada item da especificação que o gás deve atender (VAZ et al., 2008). A Tabela 9 compilada da Resolução n° 16, apresenta os principais itens da especificação vigente a serem observados nas operações de comercialização do gás natural.

Cabe ressaltar que a Resolução n°16 se aplica somente ao gás processado e pronto para a comercialização, não sendo mandatória para gás produzido, ou seja, gás ainda não disponível para comercialização.

Tabela 9 - Especificação do gás natural.

Característica	Unidade	Limites			
		tipo	Norte	Nordeste	Sul/Sudeste/ Centro-Oeste
PCS ¹	kJ/ m ³	faixa	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	
índice de Wobbe ^{2,3}	kJ/m ³	faixa	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	
metano	% molar	mín	68,0	85,0	
etano	% molar	máx	12,0	12,0	
propano	% molar	máx	3,0	6,0	
C4+	% molar	máx	1,5	3,0	
Inertes (N ₂ + CO ₂)	% molar	máx	18,0	8,0	6,0
CO ₂	% molar	máx	3,0	3,0	
enxofre total	mg/m ³	máx	70	70	
H ₂ S	mg/m ³	máx	10	13	10
Pto orvalho água	°C	máx	-39	-39	-45
Pto orvalho Hc	°C	máx	15	15	0

Fonte: Adaptado da Resolução ANP n° 16, 2008.

¹ Poder calorífico superior;

² Define a quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão através de um bico injetor;

³ Vide Apêndice A.

3.2.2 Produtos gerados a partir do gás natural

O processamento do gás natural gera um gás especificado para consumo em qualquer equipamento térmico industrial ou motor à combustão que operem com gás, assim como equipamentos de uso domiciliar. Outro produto de grande importância obtido a partir do gás natural é o GLP. Esse produto possui um alto valor agregado pela venda, sendo o combustível de maior utilização no país, no âmbito domiciliar.

Como o mercado de GLP ainda é parcialmente atendido por importação, qualquer aumento de produção interna deste combustível gera uma economia direta de divisas. Nesse cenário, o processamento de gás natural tem uma relevante importância estratégica, pois cerca de 24% da produção nacional de GLP é oriunda das unidades de processamento de gás natural atualmente em operação (PETROBRAS, 2011).

Além do GLP, o fracionamento do Líquido de Gás Natural (LGN) gera uma fração mais pesada denominada gasolina natural, ou fração C5+. Esta fração, por não possuir uma especificação bem definida, não tem ainda uma aplicação direta para o consumidor final. O principal destino dado atualmente a esta fração produzida é a injeção em correntes de petróleo em praticamente todos os pontos de processamento de gás existentes.

O produto do gás natural de uso mais recente é o etano petroquímico, o qual é fornecido como matéria-prima para a indústria de fabricação de resinas poliméricas como polietilenos de várias densidades. O etano é separado do gás natural em UPGN que utilizam o processo Turbo-Expansão (VAZ et al., 2008). A Figura 26 apresenta um esquema das etapas de separação de compostos que interferem na especificação final do produto, o fracionamento do gás natural em uma UPGN e os possíveis produtos obtidos.

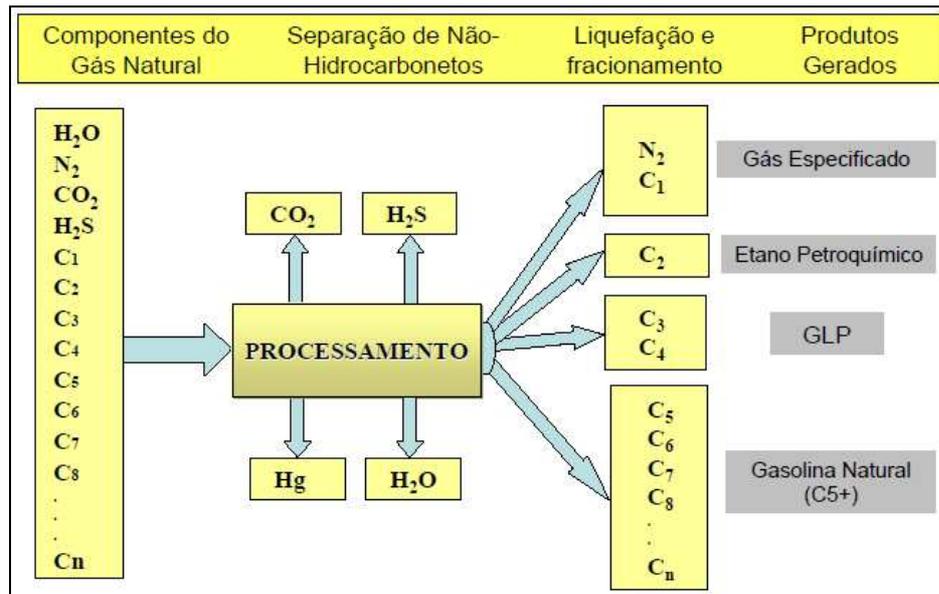


Figura 26 – Produtos gerados em uma UPGN.

Fonte: VAZ et al., 2008.

3.2.3 Configuração básica de uma unidade de processamento de gás natural

Uma unidade de processamento de gás natural é composta basicamente por três áreas distintas e alguns sistemas auxiliares para geração de facilidades industriais. Segundo Vaz et al. (2008), a configuração comum a todos os processos industriais utilizados em projetos de UPGN pode ser apresentada da seguinte forma:

- Área fria: responsável pela liquefação dos componentes mais pesados do gás natural, gerando uma fração líquida de alto valor agregado. A área fria de uma unidade de processamento de gás opera com baixas temperaturas e altas pressões, condições que favorecem a condensação dos componentes mais pesados do gás natural;
- Área quente: responsável pelo fracionamento do líquido de gás natural gerado na área fria em produtos finais com especificação definida. Opera com temperaturas mais altas e pressões mais baixas do que a área fria;
- Área de tratamento de carga e produtos: conjunto de sistemas responsáveis pela remoção de compostos críticos à especificação do gás natural (carga da unidade) e dos produtos gerados, garantindo a qualidade requerida de todas as correntes de produtos gerados. Os principais sistemas de tratamento de carga e produtos de uma UPGN são os sistemas de remoção de CO₂ e compostos sulfurados, remoção de mercúrio e sistemas de desidratação de gás.

- Sistemas auxiliares: conjunto de sistemas responsáveis pela geração das facilidades necessárias para a operação da unidade, como sistemas elétricos, ar de serviço instrumentos, água de resfriamento, sistemas de tocha e de drenagens. A Figura 27 apresenta um esquema da configuração básica de uma UPGN, dividida em seus principais sistemas.

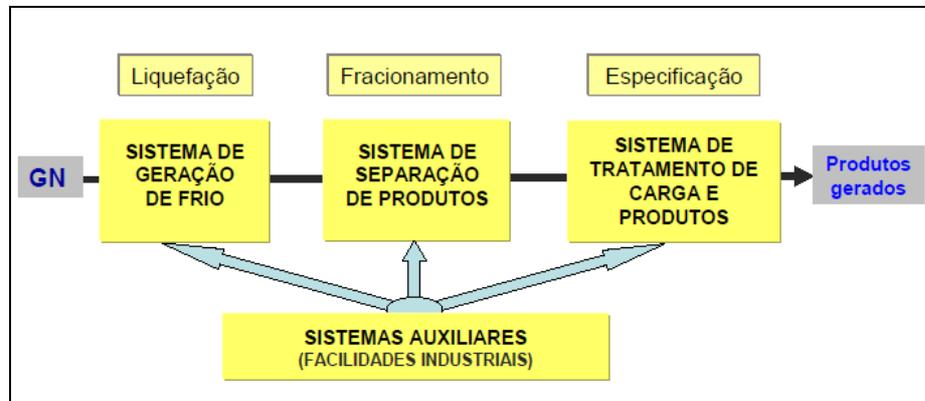


Figura 27 - Configuração básica de uma UPGN.

3.2.4 Tipos de unidades de processamento de gás natural

A obtenção das baixas temperaturas necessárias à liquefação dos componentes pesados do gás natural é o item de maior importância em no projeto de uma UPGN. O processo termodinâmico escolhido para este objetivo define o tipo de unidade utilizada em um determinado projeto. Existem quatro principais processos industriais atualmente utilizados mundialmente em projetos de unidades de processamento de gás natural (VAZ et al., 2008):

- Efeito *Joule-Thomson* (JT);
- Refrigeração Simples (RS);
- Absorção Refrigerada (AR);
- Turbo-Expansão (TE).

A escolha de determinado processo para uso em uma UPGN é função de fatores técnicos, ligados às características do reservatório a ser explorado, e também de fatores econômicos definidos pelo mercado. Itens como qualidade requerida do gás processado, curva de produção do reservatório, vazão de gás natural disponível, duração das reservas de gás, produtos requeridos pelo mercado local, proximidade dos centros consumidores e tempo pretendido de retorno do capital investido são os principais fatores que normalmente norteiam a decisão de escolha do processo termodinâmico a ser aplicado em um determinado projeto de UPGN (VAZ et al., 2008).

A análise dos fatores acima, vinculada ao conhecimento do mercado consumidor e à visão estratégica da companhia detentora da concessão de produção permite determinar o melhor plano de exploração e comercialização das reservas de gás de um determinado campo produtor, bem como orientar a escolha do processo mais adequado a ser utilizado no processamento do gás produzido.

É importante citar que a escolha de um determinado processo pode ser fortemente influenciada pela disponibilidade ou falta de um determinado tipo de equipamento ou material no mercado. Prazos de entrega costumam ser o caminho crítico para conclusão de um empreendimento e projetos na área de exploração de gás natural não fogem a essa regra (VAZ et al., 2008).

3.2.5 Processos termodinâmicos utilizados

O processo *Joule-Thomson* é o mais simples e barato dos sistemas atualmente utilizados para processamento de gás, porém é também o de uso mais restrito, devido às suas limitações técnicas. Este processo não garante a especificação para venda do gás processado para qualquer composição de gás, sendo normalmente utilizado apenas em projetos em que a composição do gás natural a ser tratado já esteja bem próxima da especificação pretendida ou em projetos de aproveitamento de gás de campos pequenos, isolados e de baixa vazão de gás produzido.

O fundamento termodinâmico associado a esse processo é a liquefação dos componentes mais pesados do gás natural, devido à redução de temperatura proporcionada pela expansão isentálpica (processo a entalpia constante) em uma válvula de controle de pressão. As principais características desse processo são basicamente o baixo custo e uma baixa eficiência de desempenho na liquefação e separação das frações pesadas do gás natural (VAZ et al., 2008). A Figura 28 apresenta um esquema do processo *Joule-Thomson*, com os principais equipamentos utilizados.

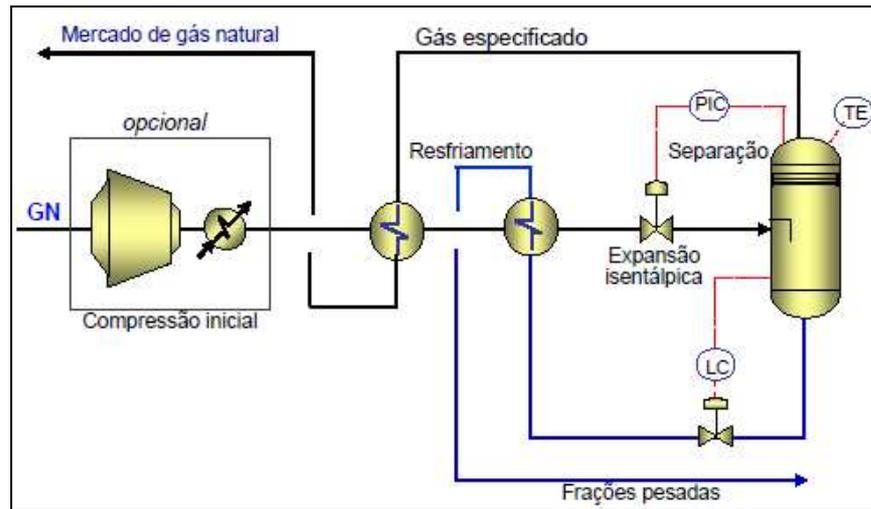


Figura 28 - Esquema do processo *Joule-Thomson*.
Fonte: VAZ et al., 2008.

O processo Refrigeração Simples é considerado um processo simples e de médio investimento, podendo gerar gás especificado para venda, embora esse processo também possua algumas limitações técnicas, principalmente no que diz respeito ao teor residual de propano no gás processado. Se o objetivo do projeto for maximizar a produção de GLP, deverá ser considerada a possibilidade de utilização de um processo mais eficiente.

O sistema mais complexo deste processo é o ciclo de refrigeração a propano, o qual utiliza compressores de propano e permutadores de troca térmica para refrigeração e liquefação das frações mais pesadas do gás natural.

Esse tipo de unidade tem como objetivo principal especificar o gás processado, sem grandes compromissos com a especificação do líquido gerado ou com a maximização da fração líquida produzida. O fundamento termodinâmico desse processo é a liquefação das frações mais pesadas do gás natural por redução de temperatura proporcionada pela troca térmica do gás com um fluido refrigerante (VAZ et al., 2008).

Utiliza-se propano como fluido refrigerante em um ciclo de refrigeração convencional. O propano é produzido a partir do próprio gás natural processado na unidade, por meio do fracionamento de uma porção do líquido de gás natural obtido no resfriamento do gás.

Devido à utilização de baixas temperaturas, o gás natural precisa ser desidratado antes de ser submetido às trocas térmicas nos permutadores de aproveitamento de energia da unidade. Utiliza-se a injeção de monoetilenoglicol (MEG), que funciona como agente desidratante em um ciclo fechado. O agente desidratante é regenerado em um sistema auxiliar

composto por uma torre retificadora, que elimina o vapor d'água absorvido pelo MEG do gás natural (VAZ et al., 2008). A Figura 29 apresenta um esquema do processo Refrigeração Simples, com os principais sistemas e equipamentos utilizados.

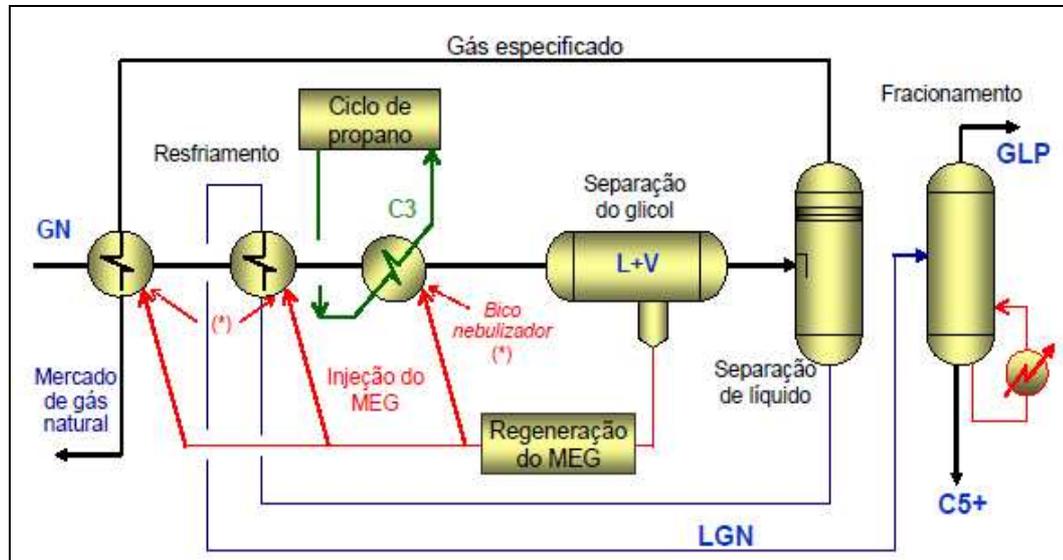


Figura 29 - Esquema do processo Refrigeração Simples.
Fonte: VAZ et al., 2008.

O processo Absorção Refrigerada possui alto rendimento na recuperação de propano do gás natural. Por ter um nível maior de complexidade, este processo possui um custo razoavelmente maior que os anteriores. Dessa forma, para garantir o retorno do investimento realizado, o projeto precisa ser dimensionado para uma capacidade nominal de carga mínima que garanta ganho de escala e a viabilização do projeto.

O fundamento termodinâmico deste processo é a combinação da refrigeração a propano com o efeito da absorção de frações pesadas do gás natural, por meio do uso de um solvente adequado, nesse caso, uma fração de petróleo na faixa da aguarrás. Dessa forma, o líquido de gás natural obtido na unidade é parte proveniente da liquefação de frações pesadas do gás natural por meio da redução de temperatura proporcionada por um ciclo de propano e parte proveniente da absorção de componentes pesados pelo contato em contracorrente do gás natural com a aguarrás em uma torre absorvedora (VAZ et al., 2008).

O gás natural precisa ser desidratado antes de ser resfriado para evitar a formação de hidratos que causam obstruções nas tubulações e equipamentos da unidade. Um sistema de injeção de MEG garante a adequada desidratação do gás natural. A Figura 30 apresenta um esquema do processo Absorção Refrigerada, com os principais sistemas e equipamentos utilizados.

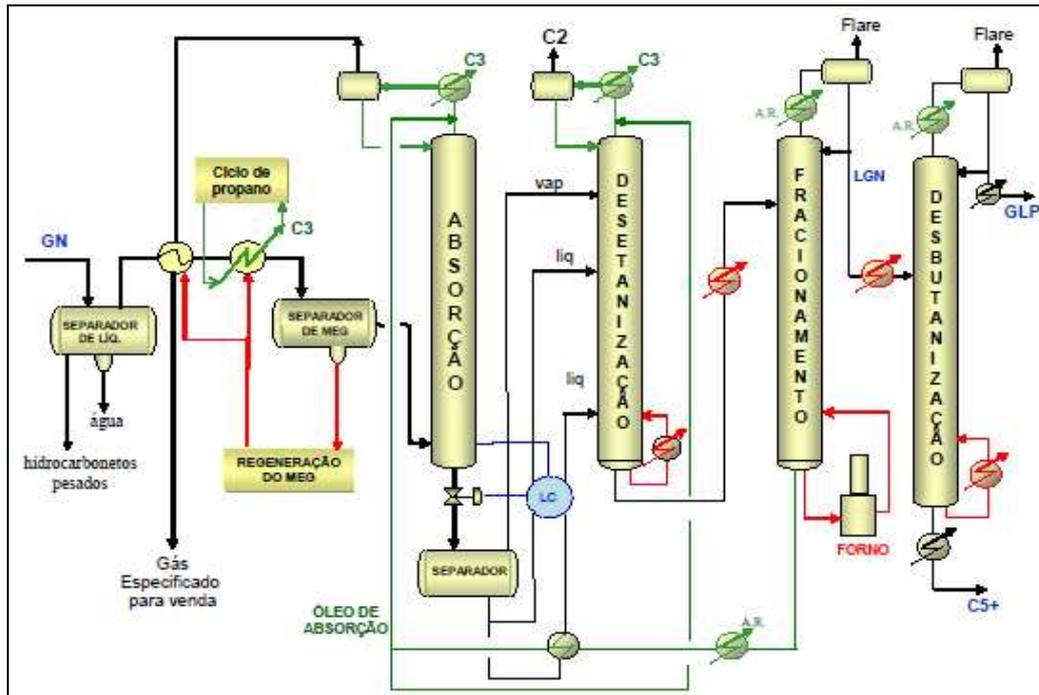


Figura 30 - Esquema do processo Absorção Refrigerada.

Fonte: VAZ et al., 2008.

O processo Turbo-Expansão é o mais eficiente dos processos utilizados no processamento de gás natural. Possui excelente rendimento na recuperação de propano, sendo capaz de praticamente zerar o teor desse componente no gás processado. Também é o único processo capaz de gerar etano para uso petroquímico, tendo um alto rendimento na recuperação desse componente. O gás processado gerado por este processo é constituído basicamente por metano.

Possui um custo mais alto do que os processos anteriores descritos, necessitando de capacidade nominal elevada para garantir o retorno do investimento. Unidades que utilizam este processo precisam ter capacidade nominal igual ou acima de 2 milhões de m^3/d , para que se tenha retorno garantido do investimento realizado.

O fundamento termodinâmico deste processo é a liquefação dos componentes mais pesados do gás natural pela expansão isentrópica (entropia constante) do gás natural em um conjunto turbo-expansor, o qual gera trabalho, que é utilizado para acionar um compressor auxiliar (*booster*) do sistema principal de compressão da unidade (VAZ et al., 2008).

Em função da alta eficiência do processo de expansão isentrópica com a realização de trabalho, a temperatura do sistema de liquefação desse tipo de unidade pode atingir valores

abaixo de $-95\text{ }^{\circ}\text{C}$. Projetos de aproveitamento de gás com alto teor de pesados (acima de 8% em volume) podem receber ainda uma etapa de refrigeração a propano para pré-resfriar o gás e propiciar a liquefação das frações mais pesadas antes da passagem pelo turbo-expansor. (VAZ et al., 2008).

A Figura 31 apresenta um esquema do processo Turbo-Expansão, com os principais sistemas e equipamentos utilizados.

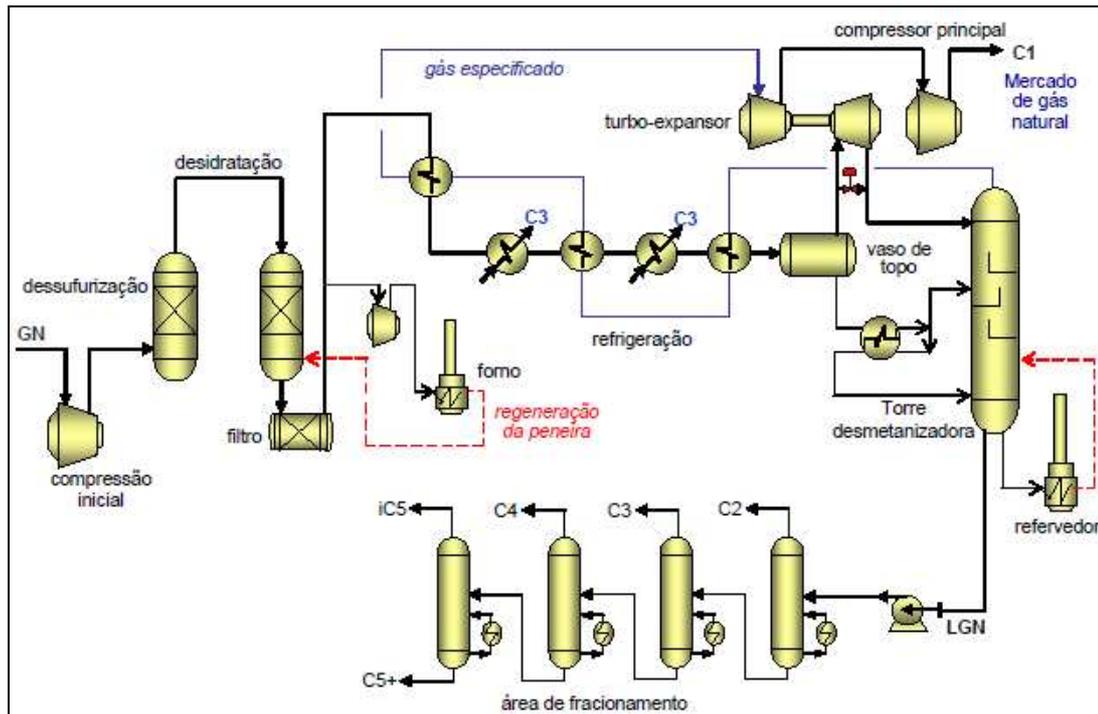


Figura 31 - Esquema do processo Turbo-Expansão.
Fonte: VAZ et al., 2008.

Das várias unidades de processamento de gás natural atualmente instaladas e em operação no país, as mais recentes utilizam o processo combinado *Joule-Thomson* e Refrigeração Simples, atendendo ao principal objetivo de especificar grandes volumes de gás natural para comercialização. São de projeto mais simples e de mais rápida construção. As unidades mais antigas apresentam projetos que utilizam os processos Absorção Refrigerada e Turbo-Expansão.

As Figuras 32 e 33 apresentam fotos de UPGN brasileiras que utilizam os processos termodinâmicos de Absorção Refrigerada e Turbo-Expansão.



Figura 32 – UPGN de Atalaia-SE - processo Absorção Refrigerada.

Figura 33 – UPGN de Pilar- AL - processo Turbo-Expansão.

Fonte: Acervo de fotos da PETROBRAS, 2008.

3.2.6 Unidades de processamento de gás natural no Brasil

Em 2010, o processamento de gás natural no Brasil foi realizado por um total de 36 unidades que, juntas, somaram cerca de 74 milhões de m^3/d de capacidade nominal, após um incremento de 16% em relação a 2009, quando a capacidade era de 64 milhões de m^3/d . O volume total processado no ano foi de 15,6 bilhões de m^3 ou 42,7 milhões de m^3/d , correspondente a 57,8% da capacidade total. Na comparação com 2009, o volume de gás natural processado registrou um aumento de 10% (ANP, 2011).

As unidades de Urucu, no Amazonas, concentraram 9,7 milhões de m^3/d ou 13% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,5 bilhões de m^3 ou 22,5% do volume total de gás natural processado no país em 2010. As unidades de Cabiúnas, no Rio de Janeiro, concentraram 12,4 milhões de m^3/d ou 16,8% da capacidade nacional instalada e responderam por 3,5 bilhões de m^3 ou 32,8% do volume total processado (ANP, 2011).

Como resultado do processamento de gás natural, as UPGN nacionais produziram 2,5 milhões de m^3 de GLP, 924 mil m^3 de C5+ (gasolina natural), 268 milhões de m^3 de etano, 686 milhões de m^3 de propano e 14,4 bilhões de m^3 de gás especificado para comercialização. O destaque foi para a produção das unidades de Cabiúnas, que responderam, respectivamente, por 35,1% da produção de GLP, 42,6% da produção de C5+, e 31,2% da produção de gás especificado, e das unidades de Urucu, cuja produção de GLP, C5+ e gás especificado foi de 33,3%, 13% e 22,7%, nesta ordem (ANP, 2011).

A Tabela 10 apresenta a lista das principais UPGN atualmente em operação no território nacional (ANP, 2011). Não fazem parte dessa lista, as unidades de processamento de condensado de gás natural que, embora colaborem para a produção de gás, GLP e C5+, processam líquido de gás natural (LGN) condensado durante a movimentação do produto nos gasodutos bifásicos do sistema de produção.

Tabela 10 – Principais UPGN em operação no Brasil.

UNIDADE	UF	capacidade¹ (m³/d * 10³)	Processo Termodinâmico	n^o Módulo
URUCU I	AM	600	absorção refrigerada	
URUCU II	AM	6000	turbo-expansão	
URUCU III	AM	3000	turbo-expansão	
LUBNOR	CE	350	absorção refrigerada	
GUAMARÉ I	RN	2000	absorção refrigerada	
GUAMARÉ II	RN	2000	turbo-expansão	
GUAMARÉ III	RN	1500	turbo-expansão	
PILAR	AL	1800	turbo-expansão	
ATALAIA	SE	2000	absorção refrigerada	
CARMÓPOLIS	SE	350	refrigeração simples	
CATU I	BA	1400	absorção refrigerada	
CATU II	BA	2500	turbo-expansão	
CANDEIAS	BA	2000	absorção refrigerada	
MANATI	BA	6000	JT + refrigeração	
UPGN GOLFINHO	ES	3 x 3500	turbo-expansão	3
UPGN PEROÁ-CANGOÁ	ES	5500	JT + refrigeração	
UPGN UBÁ UTGSUL	ES	2500	JT + refrigeração	
UPGN CABIÚNAS	RJ	600	absorção refrigerada	
URGN CABIÚNAS	RJ	3500	refrigeração simples	
URL CABIÚNAS	RJ	3 x 5400	turbo-expansão	3
REDUC I	RJ	2400	absorção refrigerada	
REDUC II	RJ	2400	turbo-expansão	
CARAGUATATUBA	SP	2 x 7500	JT + refrigeração	2
UGN RPBC	SP	2300	refrigeração simples	

Fonte: Adaptada do Anuário Estatístico Brasileiro - ANP, 2011.

¹ Capacidade nominal de gás natural.

4 UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural é um combustível extremamente versátil, podendo ser utilizado em praticamente todos os setores da atividade humana, seja no transporte, na indústria, nas residências ou no comércio. Na produção de petróleo, o gás natural tem utilização como fluido de recuperação secundária, como combustível para acionamento de turbo-compressores e turbo-geradores e em diversos sistemas auxiliares de produção, como desidratação de gás e injeção de água.

Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz. Também pode servir como matéria-prima nos setores químicos e petroquímicos, principalmente para a produção de metanol e de fertilizantes (produção de amônia e uréia). É usado ainda como redutor siderúrgico na fabricação de aço e na mineração em geral, substituindo outros combustíveis.

Em residências, o gás natural gera economia significativa, substituindo a energia elétrica de alimentação de equipamentos e nos transportes pode ser utilizado na substituição de combustíveis convencionais como gasolina e diesel.

O gás natural proporciona uma combustão limpa, isenta de agentes poluidores, ideais para processos que exigem a queima de combustível em contato direto com o produto final produzido, como acontece nas indústrias de fabricação de cerâmica e vidro.

4.1 Utilização de gás natural nas unidades marítimas de produção

O gás natural é largamente utilizado nas unidades de produção de petróleo, principalmente nas unidades marítimas, onde é responsável pela geração de toda a energia elétrica necessária para a operação dos equipamentos e sobrevivência dos trabalhadores embarcados, a partir do emprego de geradores alimentados por gás natural.

O gás natural também é responsável pelo principal método de elevação artificial da produção de petróleo no Brasil. O sistema de *gas lift* (circulação de gás na coluna de produção) permite o aumento da produção de petróleo, devido à redução da densidade aparente da coluna de produção (VAZ et al., 2008). A Figura 34 apresenta um esquema da utilização desse método de elevação artificial.

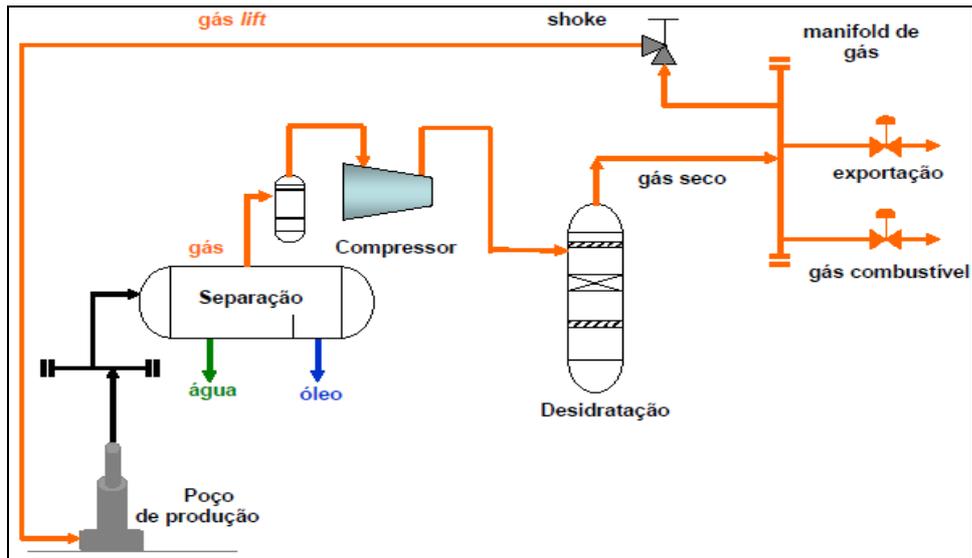


Figura 34 - Esquema do método de elevação artificial por circulação de gas Lift.

O gás também é utilizado para injeção em reservatórios, com o objetivo de elevar ou recuperar a pressão do mesmo. Esta elevação de pressão possibilita o aumento da vazão produzida e também da recuperação final de fluidos dos reservatórios (VAZ et al., 2008).

Vários equipamentos e sistemas de produção embarcados utilizam o gás natural em sua operação, seja para gerar força motriz por combustão ou outro benefício específico, conforme abaixo apresentado:

- Turbo-compressores: Utilizado como combustível na turbina de acionamento do compressor, gerando força motriz para a compressão do gás produzido, permitindo assim a sua exportação para o continente ou seu uso na unidade produtora como *gas lift* e gás de injeção;
- Turbo-geradores: Utilizado como combustível na turbina de acionamento dos geradores, gerando força motriz para a geração e suprimento de energia elétrica de toda a unidade de produção;
- Flotadores: Utilizado para eliminar partículas de óleo da água produzida (o óleo é separado através do borbulhamento de gás na água), para permitir o seu descarte no mar;
- Fornos: Utilizado como combustível nos fornos de complementação do aquecimento do petróleo produzido, visando facilitar a etapa de separação óleo-água nos separadores trifásicos;

- Torre regeneradora de Glicol: Utilizado para concentração do agente desidratante (Trietilenoglicol – TEG) do sistema de desidratação do gás natural. Através de borbulhamento do gás no refervedor da torre regeneradora (sem elevar a pressão do equipamento), consegue-se a redução da pressão parcial da água presente na solução do agente desidratante, favorecendo a sua vaporização. Com maior retirada de água, a concentração de TEG na solução aumenta, aumentando como consequência, o seu poder desidratante;
- Torre desaeradora: Utilizado para remover oxigênio da água injetada nos poços, para reposição dos fluidos dos reservatórios e manutenção da pressão dos mesmos. O princípio é semelhante ao da concentração do TEG. Devido ao borbulhamento de gás na água (mantendo a pressão constante), ocorre redução da pressão parcial do oxigênio, facilitando a sua remoção;
- Vaso de expansão de água quente: Utilizado para prover uma atmosfera isenta de oxigênio no interior do vaso de expansão de água quente. Esse sistema é responsável pelo aquecimento primário dos fluidos produzidos dos reservatórios que chegam à superfície das unidades marítimas de produção;
- Sistema de tocha: Utilizado por manter os pilotos da tocha acesos e também a atmosfera inerte dos equipamentos do sistema (gás de purga), garantindo assim a operação segura da unidade de produção.

A Figura 35 apresenta um esquema com os diversos consumidores de gás natural em uma unidade de produção marítima.

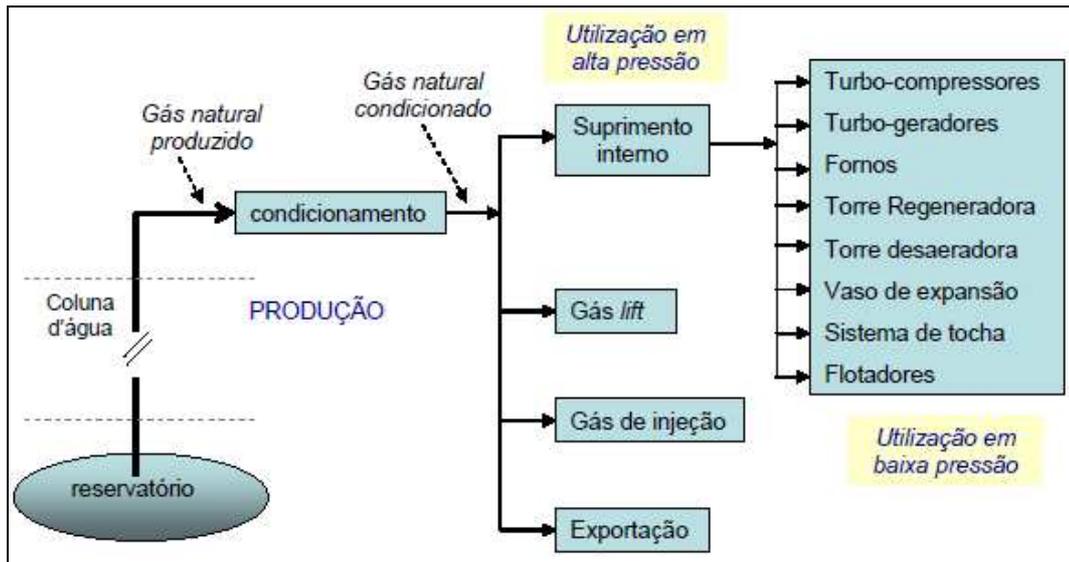


Figura 35 – Consumidores de gás natural em uma unidade de produção.

O consumo de gás natural nas unidades de produção de petróleo do Brasil para atender a demanda dos equipamentos acima descritos atingiu a média de 10,2 milhões de m³/d em 2010 (PETROBRAS, 2011), sendo que, mais de 90% deste consumo, aconteceu nas unidades marítimas de produção da Bacia de Campos, na região sudeste.

É válido citar que este gás consumido no ambiente de produção (unidades marítimas de produção) é o gás produzido e condicionado, portanto sem a obrigatoriedade de atendimento à especificação vigente determinada pela Resolução n°16 da ANP para comercialização de gás, como é o caso do gás processado.

Uma visão mais atual sobre o consumo de gás produzido em unidades de produção insere o conceito de uso de compostos não-hidrocarbonetos como o CO₂ e N₂, em substituição ao metano atualmente utilizado em alguns processos, como exemplo, na unidade de regeneração de glicol, flotação de água produzida para descarte, desoxigenação de água para injeção, sistema de injeção de gás para aumento da pressão de reservatórios, entre outros. Esta substituição reduziria a emissão de metano para a atmosfera e liberaria mais metano para o mercado consumidor de gás natural (MAIA, 2007).

Maia (2007) vai mais além e defende a idéia que mesmo a corrente de gás combustível para acionamento de turbo-geradores elétricos, turbo-compressores e fornos das unidades de produção poderia receber certa quantidade de compostos não-hidrocarbonetos do gás natural produzido sem ser necessária nenhuma modificação nos equipamentos empregados. Esta adição traria tanto mais benefício quanto mais pesado for o gás combustível utilizado em

determinada unidade de produção, por aproveitamento da capacidade de diluição desses compostos não-hidrocarbonetos.

4.2 Utilização de gás natural como combustível industrial

De uma forma geral todos os segmentos industriais utilizam o gás natural como combustível para suprimento de energia térmica em processos produtivos. A composição química do gás natural, com a predominância do metano e com reduzidos teores de gases inertes (CO_2 e N_2), compostos sulfurosos e hidrocarbonetos pesados, faz do mesmo um excelente combustível de uso industrial. Com poder calorífico de 37.680 KJ/m^3 a 47.730 KJ/m^3 , o gás natural é utilizado com elevada eficiência em caldeiras, fornos, turbinas, evaporadores, motores a combustão interna e outros equipamentos térmicos. (LOURENÇO, 2003).

Outras grandes vantagens do gás natural utilizado como combustível é que o mesmo não necessita de formações de estoque por parte do consumidor final, sua utilização é bastante disseminada e praticamente pode substituir qualquer tipo de combustível fóssil em qualquer aplicação (com a observação das devidas adequações necessárias).

Quando comparado ao óleo combustível, a queima do gás natural se faz com mais facilidade. Com o gás, utiliza-se menor excesso de ar na queima, não é necessário o uso de vapor para atomização do óleo, o controle da relação ar/combustível é mais preciso e a mistura com o ar é mais eficiente e uniforme. Essas características resultam em temperaturas mais estáveis, facilitando o controle de temperatura do produto a ser aquecido. Também o fato do gás natural tem no máximo quatro componentes significativos (metano, etano, propano e butanos), permite a manutenção de um fluxo de energia mais constante nos queimadores, pois a faixa de poder calorífico do combustível é bem estreita, ao contrário do óleo combustível, que pode chegar a mais de mil componentes, gerando grandes variações de poder calorífico por volume de combustível queimado.

Esta característica de queima estável confere ao gás natural uma vantagem de utilização muito significativa, principalmente em indústrias sensíveis ao controle de temperatura do processo, como por exemplo, indústrias ceramistas, de alimentos e farmacêuticas (LOURENÇO, 2003).

Nos fornos de forjaria de metais não ferrosos, a economia de energia proporcionada pela substituição do óleo combustível pelo gás natural pode chegar a 16%. (BRATFISCH, 1998). Já na indústria siderúrgica, o gás natural normalmente é utilizado como complemento energético ao coque siderúrgico, elevando a produtividade dos alto-fornos. O gás natural também contribui para melhorar a qualidade dos produtos siderúrgicos acabados, quando utilizado para uniformizar temperaturas das peças processadas.

A Figura 36 apresenta a evolução na participação do gás natural no consumo total de combustíveis dos segmentos mais importantes da indústria em geral na década passada. Neste é possível evidenciar que os segmentos industriais químico, têxtil e cerâmico lideram a utilização do gás natural. Também é bastante evidente a forte aceleração do uso do gás pelo segmento de mineração, principalmente a partir de 2009.

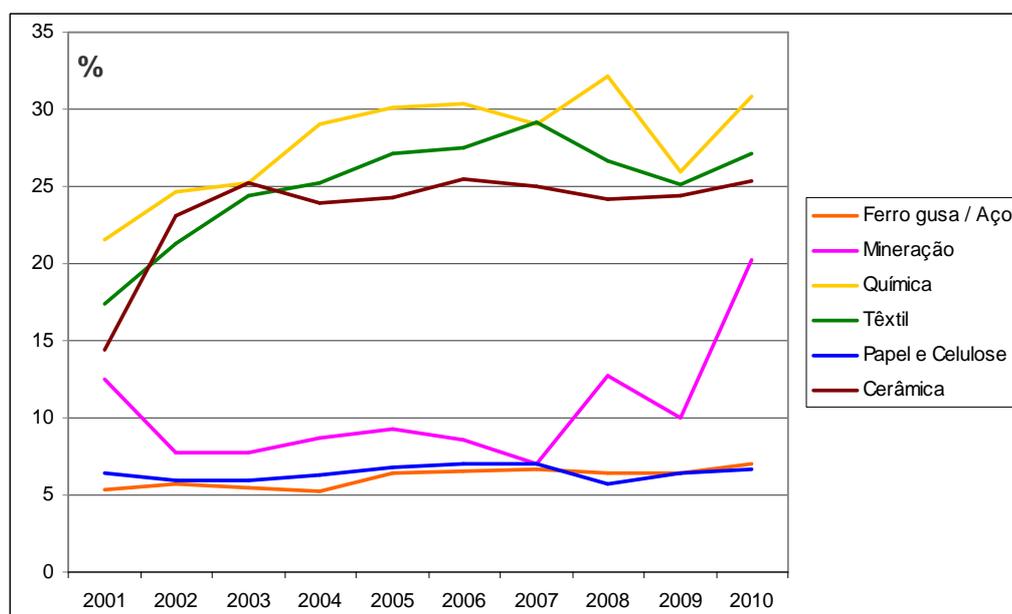


Figura 36 - Participação do gás natural no consumo de combustíveis por segmentos do setor industrial.

Fonte: Balanço Energético Nacional – MME, 2011.

4.3 Utilização de gás natural como matéria-prima na indústria química

Esta é a forma de utilização do gás natural que requer investimentos de magnitude mais elevada, porém capaz de valorizar o insumo gás natural de forma específica com boas margens, quando empregada em larga escala de produção. É a forma mais interessante de se valorizar o gás natural, por transformação em produtos de alto valor agregado no mercado.

O uso do gás natural como matéria-prima de substituição na indústria química de transformação permite o atendimento a esta perspectiva de valoração do gás natural a um nível superior ao seu uso como combustível para geração de calor. Vários produtos químicos intermediários podem ser sintetizados, direta ou indiretamente, a partir das transformações do metano. De uma forma geral, é possível dividir estes produtos em três categorias distintas (GASNET, 2004):

- Derivados diretos do metano ou de primeira geração, principalmente os clorados e o ácido cianídrico;
- Derivados de segunda e terceira gerações, principalmente baseados nos gases de síntese (metanol e amônia), como os alcoóis, acrilatos, acetaldeído, ácido acético, etileno glicol e acetato de vinila;
- Derivados de gerações superiores, com origem nos produtos dos dois grupos anteriores.

A chamada indústria de gasoquímicos é considerada a base da indústria química moderna. Gasoquímica é o termo técnico que define a produção de petroquímicos a partir do gás natural e se diferencia da produção tradicional a partir de derivados do petróleo pelo insumo básico (gás natural) e por vantagens específicas do uso do gás, como a redução expressiva de purificação de produtos acabados e dos impactos ambientais causados (o gás natural possui muito menos poluentes do que qualquer fração de petróleo). Os produtos gerados são os mesmos, eteno, propeno, buteno, resinas plásticas (polietileno e polipropileno), borrachas sintéticas, produtos nitrogenados, detergentes e produtos químicos da química orgânica em geral, porém normalmente são mais puros e exigem tratamentos de acabamento mais brandos (GASNET, 2004).

4.3.1 Produção de Resinas Plásticas

Na indústria petroquímica, o gás natural é utilizado como matéria-prima para obtenção de materiais plásticos em pólos industriais especializados em gás natural (pólo gás químico), através da reação de polimerização, que é a combinação de pequenas moléculas ou monômeros em cadeias moleculares ou polímeros de grande peso molecular. Na petroquímica, o etano separado do gás natural é o insumo básico da indústria de fabricação de polietilenos de diversas densidades.

Um pólo gás químico oferece importantes vantagens em relação a uma unidade petroquímica convencional a base de derivado de petróleo (normalmente a nafta). Havendo gás em abundância, o seu uso como matéria-prima torna-se, em geral, mais econômico e a unidade de produção tende a ser mais eficiente (maiores taxas de conversões) e mais limpa do ponto de vista ambiental.

Uma característica marcante dos mercados de resinas plásticas é que apresentam, em geral, grandes taxas de crescimento de consumo em todo mundo, demandando cada vez mais, grandes quantidades de polietileno. Já uma característica específica de plantas petroquímicas que utilizam como matéria-prima derivados de petróleo (nafta), é a grande produção de produtos secundários, normalmente de alto valor agregado, mas cujas taxas de expansão de demanda podem não ser igualmente fortes, como as das resinas plásticas. Neste sentido, a grande vantagem de um pólo gás químico é que o mesmo concentra a sua produção em polietileno, gerando poucos produtos secundários.

Na ausência de mercados maduros para esses produtos secundários, um pólo gás químico pode obter uma grande vantagem competitiva em relação aos pólos petroquímicos tradicionais.

4.3.2 O Projeto Cabiúnas

Como exemplo da utilização do gás natural em projetos estruturados da indústria petroquímica, podemos citar o Projeto Cabiúnas, que teve como objetivos principais, a ampliação da capacidade de transporte de gás natural produzido na Bacia de Campos e o fornecimento de insumos ao pólo gás químico do Rio de Janeiro. O aumento da produção de gás natural da Bacia de Campos no final da década de 90 requereu um proporcional aumento da capacidade de escoamento deste, para possibilitar o seu aproveitamento nos grandes centros consumidores da região sudeste.

Desta forma, o Projeto Cabiúnas, através de um complexo industrial de especificação de gás natural para consumo e recuperação de líquidos de gás natural para utilização na petroquímica, veio proporcionar as condições técnicas ideais para o processamento de gás natural a partir dos campos produtores da Bacia de Campos até a entrega de gás ao mercado consumidor e produtos acabados ao pólo gás químico do Rio de Janeiro (BOUCH, 2001).

O Projeto Cabiúnas é constituído basicamente por um gasoduto para escoamento do gás produzido na Bacia de Campos (GASCAB II), a ampliação do sistema de Compressão de Cabiúnas, dois módulos da Unidade de Recuperação de Líquido (URL) localizada em Cabiúnas, um duto de transferência de Líquido de Gás Natural (OSDUC II), interligando a estação de Cabiúnas à refinaria da Petrobras REDUC e uma Unidade de Fracionamento de Líquido (UFL) instalada na REDUC.

A URL é responsável pela separação do metano (fase vapor) e da fração C2+ (liquefeita por abaixamento de temperatura). A UFL é responsável por separar o etano e o propano em correntes distintas e a entrega destes para abastecimento do pólo gás químico.

A Figura 37 apresenta o esquema completo do projeto instalado para aproveitamento do gás produzido na Bacia de Campos.

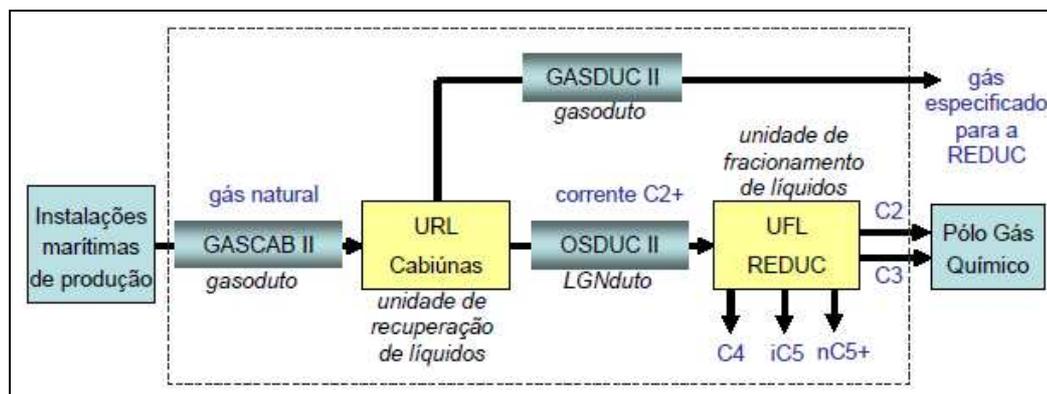


Figura 37 - Esquema do Projeto Cabiúnas.

Iniciado no ano 2000, o pólo gás químico do Rio é um projeto integrado para produção de polietilenos de diversas densidades, localizado no Município de Duque de Caxias. Este projeto foi constituído com a finalidade de aproveitar as frações de etano e propano produzidas a partir do Projeto Cabiúnas, sendo o primeiro pólo petroquímico brasileiro especializado no consumo de matéria-prima integralmente suprida por gás natural (BOUCH, 2001).

O etano e o propano separados na UFL da REDUC são entregues ao pólo em correntes separadas. A corrente de etano passa por um processo de remoção de dióxido de carbono (por prejudicar a pirólise). Já nas instalações do pólo, o etano e o propano são processados na unidade de pirólise em fornos separados para geração de eteno (existem cinco fornos, que podem operar com etano ou propano, porém separados).

Após a etapa da pirólise, os produtos gerados são separados e a corrente produzida de eteno segue para a unidade de polimerização para produção de polietilenos de diversas densidades. É relevante citar que o processo da pirólise tanto ocorre com etano como com propano, porém a eficiência de conversão é bastante distinta, sendo de 79,5% para o etano e 36,5% para o propano (IBP, 2009). Este fato gera limite de percentual de propano que pode ser entregue ao pólo, sem comprometer a produção de etilenos do mesmo. Também é fato que a pirólise de propano gera bem mais produtos secundários do que a pirólise de etano.

É válido ressaltar que a configuração do projeto caracteriza a integração entre a produção do polietileno e a produção de sua matéria-prima, o eteno, cujas plantas serão construídas no mesmo local e operadas em conjunto, propiciando menor custo de produção e maior controle da qualidade e da quantidade dos produtos.

As tecnologias adotadas para obtenção de eteno através da pirólise de matéria-prima proveniente do gás natural e para a produção de polietileno por processo de polimerização em fase gasosa representam uma solução bastante atual, ecologicamente mais limpa, com grande vantagem sobre as tecnologias atualmente utilizadas pelas indústrias petroquímicas (que utilizam nafta como matéria-prima) no Brasil (LOURENÇO, 2003).

O projeto do pólo gás químico foi concebido para receber 391.100 toneladas por ano de etano e 295.000 toneladas por ano de propano, podendo produzir 515.000 toneladas por ano de polietilenos de diversas densidades (dados colhidos pelo autor, durante o tempo em que trabalhou no projeto, no período de 2000 a 2004).

A Figura 38 apresenta um esquema das unidades de produção de polietileno do pólo gás químico do Rio de Janeiro.

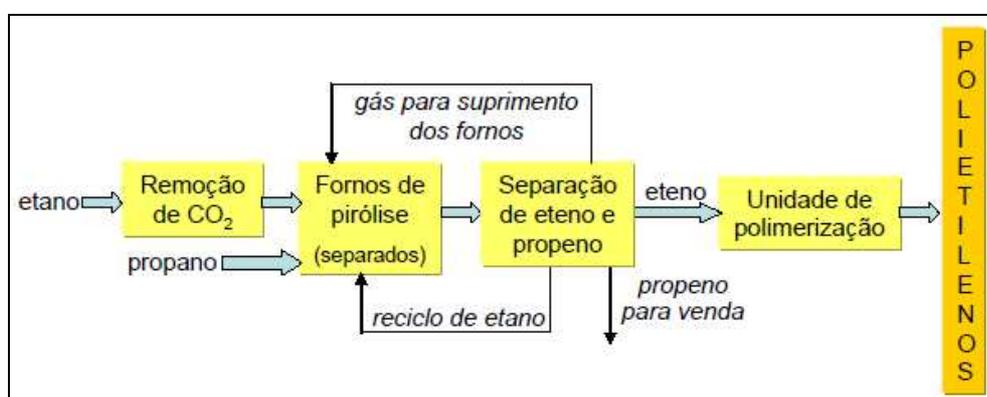


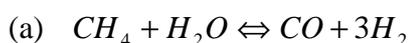
Figura 38 - Esquema da produção de polietileno do pólo gás químico do Rio de Janeiro.

É inegável a valoração excelente que o gás natural atinge com esta forma de utilização. Afinal, comercializar etano puro como matéria-prima para a indústria de transformação química, gera um valor agregado bem maior do que a venda direta desse componente como gás combustível para fins de geração de energia térmica em fornos ou outros equipamentos industriais.

4.3.3 Produção de gás de síntese

O gás de síntese é uma mistura de gases combustíveis, basicamente hidrogênio, monóxido e dióxido de carbono em equilíbrio com vapor d'água e produzidos a partir de processos de combustão incompleta de combustíveis sólidos ricos em carbono (como madeira e carvão) ou gasosos (como o gás natural) e vapor d'água a alta temperatura.

Utilizando o gás natural como matéria-prima para a reforma com vapor d'água em reatores a alta temperatura, a conversão de hidrogênio é excelente, sendo este atualmente o modo normalmente empregado para a obtenção hidrogênio em larga escala. O Quadro 1 apresenta as reações de equilíbrio na obtenção do gás de síntese, a partir do gás natural.



Quadro 1 - Equações de equilíbrio da formação do gás de síntese (a) e (b).

Fonte: SANTANA, 2006.

A mistura de hidrogênio, monóxido e dióxido de carbono é obtida da reação do gás natural com vapor d'água em tubos preenchidos por catalisadores à base de níquel ou cobalto, suportado em cerâmica isenta de sílica, em uma fornalha a alta temperatura. Como sempre existe um teor de metano não decomposto, é importante manter este teor o mais baixo possível, e elevar o teor de CO, através de utilização de excesso de vapor d'água e alta temperatura (GASNET, 2004).

O equipamento necessário para a produção do gás de síntese ou gasogênio foi desenvolvido nos anos 20, e desde então, passou a ter uma relevante importância para a história da humanidade. Durante a escassez energética ditada pelas grandes guerras, esta tecnologia foi empregada em diferentes regiões do mundo, com intuito de produzir combustível alternativo, em substituição à gasolina e ao diesel, ambos destinados ao esforço de guerra, quando foram usados muitos equipamentos embarcados nos próprios veículos,

permitindo produzir gás de síntese e alimentar diretamente os motores de automóveis e tratores. Nesta época, a matéria-prima para a produção do gás de síntese era a madeira e o carvão ou qualquer outro combustível sólido com alto teor de carbono, como resíduos vegetais.

A Figura 39 apresenta um veículo europeu da época, com seu equipamento para produção de gás de síntese.



Figura 39 - Veículo europeu equipado com reator de gás de síntese.
Fonte: Wikipédia, 2002.

O Brasil não passou incólume a este período, pois a dificuldade na importação do petróleo causou o racionamento de gasolina e o gás de síntese tornou-se então a alternativa viável para os veículos de passeio particulares, sendo o seu uso incentivado pelo governo federal.

Apesar da aplicação estratégica do gás de síntese para uso automotivo ou ainda como combustível em fornos industriais, proporcionando queima mais rápida e limpa em relação aos combustíveis sólidos, a principal importância desta versátil mistura de gases é sem dúvida a sua aplicação na indústria de transformação química, para produção de diversos compostos orgânicos. A partir da formação do gás de síntese se produz uma mistura composta apenas por hidrogênio e monóxido de carbono com diferentes composições adequadas às várias operações de síntese como a produção de metanol, alcoóis e aplicação em processos GTL (*Gas-to-Liquids*), de produção de hidrocarbonetos líquidos a partir do gás natural.

4.3.4 Processo *Fischer-Tropsch* (FT)

O processo mundialmente conhecido como *Fischer-Tropsch* é um processo químico para produção de hidrocarbonetos líquidos como gasolina, querosene, gasóleo, diesel e lubrificantes a partir do gás de síntese (mistura de monóxido de carbono e hidrogênio). Desta forma, este processo tem a possibilidade de gerar combustíveis alternativos aos tradicionais

derivados de petróleo, tendo sido empregado historicamente por países que tiveram restrições na obtenção de petróleo no mercado mundial, como por exemplo, a Alemanha (segunda guerra mundial) e a África do Sul, durante o *Apartheid* (QUEIROGA, 2010).

A principal vantagem da produção dos combustíveis líquidos derivados do gás natural pelo processo *Fischer-Tropsch* é a produção de combustíveis automotivos de rótulo *Premium*, de qualidade superior em termos do desempenho e emissões de poluentes. Dessa forma, gasolina, diesel e querosene, entre outros combustíveis líquidos produzidos a partir do gás natural através do processo *Fischer-Tropsch* possuem maior valor agregado no mercado, criando uma vantagem competitiva interessante para os processos de conversão denominados *Gas-to-Liquids* (GASNET, 2004). A Figura 40 apresenta amostras de diesel sintético e convencional de refinaria, para comparação da qualidade do produto.

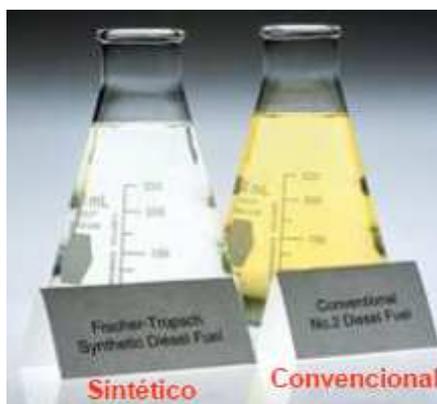


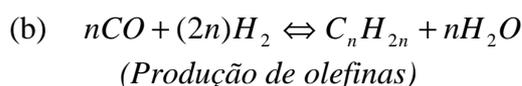
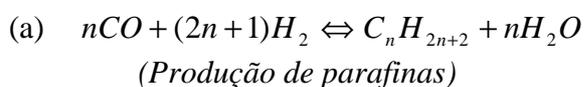
Figura 40 - Comparação entre diesel sintético do processo GTL e convencional de refinaria.
Fonte: National Renewable Energy Laboratory – NREL, 2009.

Desde a invenção do processo original de Franz Fischer e Hans Tropsch, em 1920, muitos aprimoramentos do processo foram desenvolvidos por diversos pesquisadores pelo mundo. O termo *Fischer-Tropsch* ou FT agora se aplica a uma ampla variedade de processos semelhantes baseados no aumento da cadeia de componentes orgânicos, usando como base o gás de síntese (QUEIROGA, 2010).

Por ser um país pobre em petróleo, mas rico em reservas de carvão, a Alemanha usou o processo de *Fischer-Tropsch* durante a Segunda Guerra Mundial para produzir combustíveis sintéticos alternativos (motivada pela restrição à importação de petróleo). A produção de combustíveis por esse processo representou 9% da produção de combustíveis estimada na guerra alemã e 25% de todo o combustível automotivo usado naquela época. (QUEIROGA, 2010).

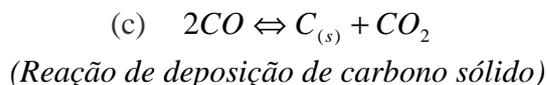
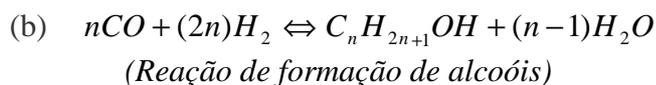
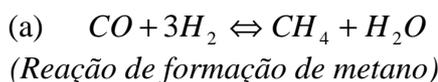
As reações fundamentais do processo *Fischer-Tropsch* são a combinação do hidrogênio com o monóxido de carbono, sob condições adequadas de temperatura e pressão e na presença de catalisadores de cobalto ou ferro. As reações são fortemente exotérmicas e possuem melhor rendimento em altas pressões (20 a 30 kgf/cm²) e temperaturas (200 a 350°C).

Temperaturas mais altas levam a reações mais rápidas e a taxas de conversão superiores, mas também tendem a favorecer a produção de metano. O aumento da pressão leva a taxas de conversão mais elevadas e também favorece a formação de alcanos de cadeia longa, ambos os quais desejáveis. O Quadro 2 apresenta as principais reações do processo de formação de hidrocarbonetos a partir do gás de síntese (GASNET, 2004).



Quadro 2 – Principais reações de produção de hidrocarbonetos (a) e (b).
Fonte: SANTANA, 2006.

As reações secundárias mais significativas do processo são as reações de formação de metano e álcool e de deposição de carbono, conforme apresentadas no Quadro 3.



Quadro 3 – Reações secundárias da produção de hidrocarbonetos (a), (b) e (c).
Fonte: SANTANA, 2006.

As reações secundárias são indesejáveis, de uma forma geral, por diminuírem a taxa de produção de hidrocarbonetos líquidos (produto principal). Porém, em aplicações específicas para produção de alcoóis, a equação que descreve a formação de alcoóis apresentada abaixo pode ser a determinante da eficiência do processo.

Tecnicamente, o processo *Fischer-Tropsch* define a ocorrência de reações de polimerização, desenvolvidas dentro de uma sequência de etapas principais, conforme abaixo, sendo que a etapa controladora é a polimerização por condensação (SANTANA, 2006).

- o Adsorção de monóxido de carbono sobre a superfície do catalisador;
- o Início da polimerização mediante a formação do radical metil (ocorre a dissociação do monóxido e hidrogenação);
- o Polimerização por condensação (adição de CO e H₂ e liberação de água);
- o Dessorção do produto hidrocarboneto.

O processo *Fischer-Tropsch* não é específico para a produção de um único hidrocarboneto com massa molar definida, mas produz várias moléculas de diferentes tamanhos de forma simultânea. Para minimizar a formação de compostos muito grandes, alguns pesquisadores têm proposto o uso de zeólitas ou outros substratos com poros de tamanho fixo, de forma a limitar a formação de hidrocarbonetos com mais de 10 átomos de carbono. Tais esforços têm tido um sucesso ainda limitado. A distribuição geral das massas molares dos produtos formados durante o processo pode ser predita aproximadamente pelo modelo de Anderson-Schulz-Flory, representado pela equação apresentada no Quadro 4.

$$f_n = (1 - a) * a^{(n-1)}$$

Quadro 4 - Modelo de Anderson-Schulz-Flory.
Fonte: RIBEIRO, 2009.

Onde f_n é a fração em peso de moléculas de hidrocarbonetos contendo "n" átomos de carbono e a é a probabilidade de crescimento da cadeia, podendo assumir valores entre 0 e 1. Em geral, o valor de a é determinado pelo catalisador e as condições específicas do processo (temperatura, pressão e relação CO/H₂ do gás de síntese).

Como o processo *Fischer-Tropsch* gera vários hidrocarbonetos de forma simultânea, é preciso uma etapa de separação ao final do processo. Ainda após a conversão e separação dos produtos gerados, existe uma etapa final de tratamento, que é a *hidroisomerização* ou adição de hidrogênio e rearranjo da estrutura molecular dos hidrocarbonetos gerados. Esta etapa permite o enquadramento dos produtos às especificações técnicas vigentes para comercialização de combustíveis no país. A Figura 41 apresenta um esquema completo do

processo da conversão indireta de gás natural em combustíveis sintéticos de alto valor agregado.

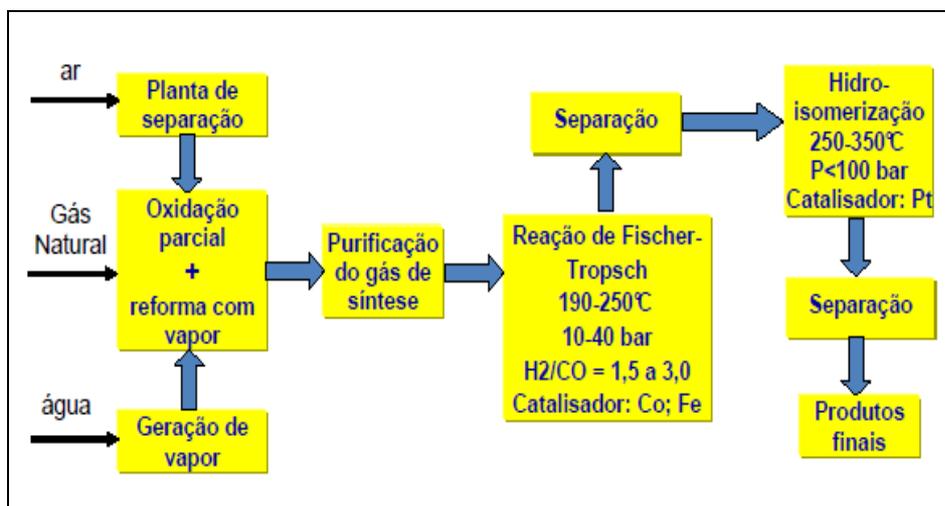


Figura 41 - Processo integrado *Gas-to-Liquids*.

Fonte: Adaptado do original GASNET, 2004.

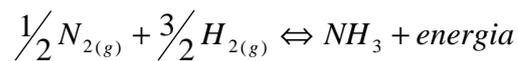
4.3.5 Produção de amônia

A produção de amônia é de grande importância para a estratégia de produção agrícola de um país, Por esse motivo, a produção de amônia tem um forte apelo motivador para as nações, auferindo aos seus produtores um forte tom de independência tecnológica e fortalecimento nas relações internacionais.

A fabricação de amônia em larga escala também utiliza o gás natural como matéria-prima. As instalações de produção desse produto tem se deslocado dos países mais desenvolvidos para os países detentores de grandes reservas de gás natural, como o Oriente Médio, reduzindo consideravelmente os custos de produção. Na fabricação de amônia, bem como de fertilizantes, o gás natural é considerado como a matéria-prima que apresenta os maiores índices de eficiência de conversão e as melhores condições tecnológicas e econômicas de produção.

A produção de amônia pode ser realizada utilizando-se gás natural como fonte de hidrogênio, e o ar como fonte de nitrogênio. A produção de gás de síntese gera o hidrogênio utilizado no processo e uma planta de destilação de ar separa o nitrogênio necessário para a reação de formação da amônia. Aproximadamente metade do gás natural utilizado neste tipo de unidade industrial tem uso como combustível para acionamento dos compressores de refrigeração da planta. A outra metade do gás se destina à caldeira e como gás de reforma,

para a produção do hidrogênio. O consumo específico de gás é de aproximadamente 900 m³ por tonelada de amônia produzida, podendo variar em função da tecnologia escolhida. É fundamental que o hidrogênio produzido na etapa da reforma seja purificado em uma seqüência de tratamentos térmicos, elevação de pressão, trocas químicas e catalíticas, para que seja atingida uma boa eficiência do processo. O Quadro 5 apresenta a reação química de formação da amônia em presença de catalisador de óxido de ferro em base de alumina (GASNET, 2004).



Quadro 5 - Reação de formação da amônia.
Fonte: CHAGAS, 2007.

Aproximadamente 67% de toda a amônia produzida no mundo tem como origem de matéria-prima o gás natural. Se for desconsiderada a produção da China, que usa como fonte de matéria-prima o carvão, a produção de amônia a partir do gás natural sobe para mais de 90% e este valor tende a aumentar significativamente, em função das gigantescas unidades de produção atualmente em instalação nos países detentores de grandes reservas de gás natural do Oriente Médio (IFA, 2007). A Figura 42 apresenta o percentual de produção de amônia por tipo de matéria-prima utilizada.

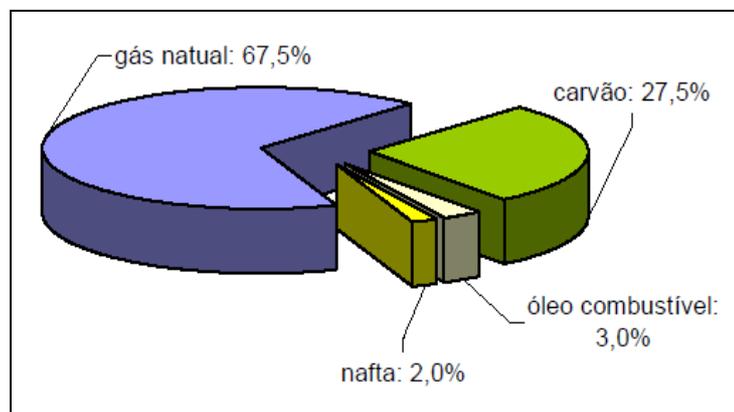


Figura 42 - Produção de amônia por tipo de matéria-prima.
Fonte: International Fertilizer Industry Association - IFA, 2007.

A Figura 43 apresenta um esquema de configuração básica de uma unidade industrial para produção de fertilizantes nitrogenados básicos (amônia e uréia), a partir do gás natural. Esta proposta utiliza a cogeração para suprir todas as necessidades elétricas e térmicas e outras facilidades industriais necessárias à produção auto-suficiente da unidade (FRANCO, 2009).

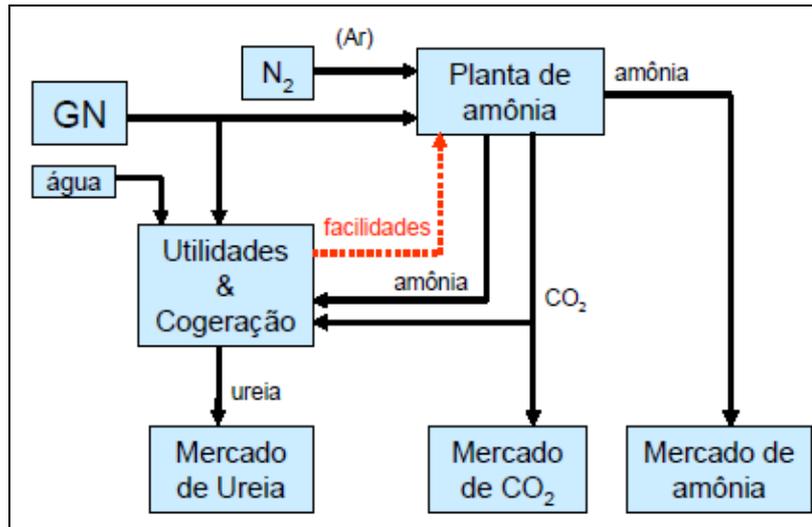


Figura 43 - Esquema de planta de produção de amônia e uréia a partir do gás natural.
 Fonte: Adaptado do estudo “Análise do Mercado de Fertilizantes”, Petrobras, 2009.

A amônia é uma das matérias primas básicas para a produção de fertilizantes. É utilizada na elaboração do produto intermediário ácido nítrico, com o qual são fabricados os fertilizantes básicos nitrogenados uréia, nitrato de amônio, sulfato de amônio, monossulfato de amônia (MAP) e dissulfato de amônia (DAP). O processo de granulação e mistura dos fertilizantes básicos nitrogenados com os fertilizantes à base de fósforo e potássio dá origem aos fertilizantes finais (conhecidos pela sigla NPK: nitrogenados, fosfatados e potássicos) para serem finalmente comercializados e utilizados na lavoura (Ministério da Fazenda/Secretaria de Acompanhamento Econômico – MF/SEAE, 2011).

A Figura 44 permite visualizar a importância da amônia como matéria-prima básica para formulação de fertilizantes, ao lado de outras matérias primas básicas.

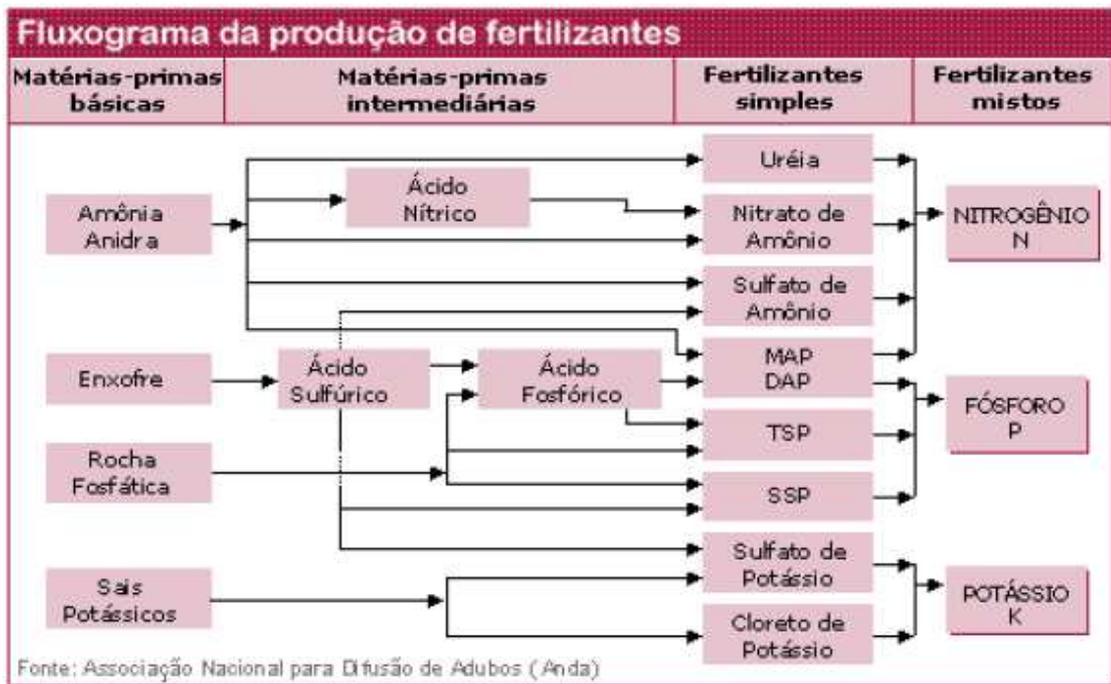


Figura 44 - Fluxograma da produção de fertilizantes.

Fonte: Associação Nacional para Difusão de Adubos - ANDA, 2011.

As importações brasileiras de amônia no período de 2005 a 2008 estão apresentadas na Figura 45.

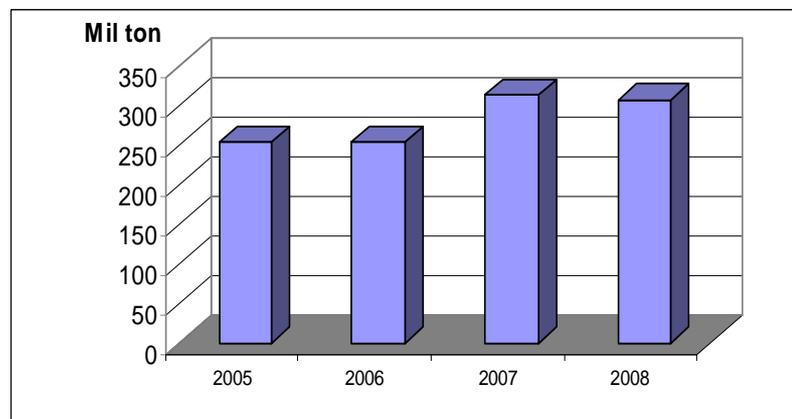


Figura 45 - Importações de amônia – Período 2005 a 2008.

Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior/ Secretaria de Comércio Exterior - MDIC/SECEX, 2009.

Em uma etapa posterior e em seqüência, a amônia produzida é convertida em uréia e outros fertilizantes nitrogenados. O Quadro 6 apresenta a reação química de formação da uréia, principal derivado da amônia, em presença do mesmo catalisador de óxido de ferro em base de alumina (óxido de alumínio).



Quadro 6 - Reação de formação da uréia.
Fonte: Wikipédia – Fertilizante nitrogenado, 2011.

A Figura 46 apresenta a representação estrutural da molécula de uréia obtida pela reação da amônia com o dióxido de carbono.

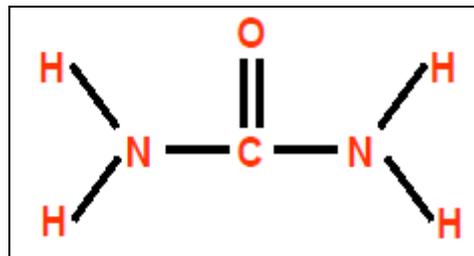


Figura 46 - Representação estrutural da molécula de uréia.

As importações de uréia no período de 2005 a 2008 estão apresentadas na Figura 47. Em 2008, o Brasil foi responsável pela importação de cerca de 5% de toda a uréia comercializada no mundo (MDIC/SECEX).

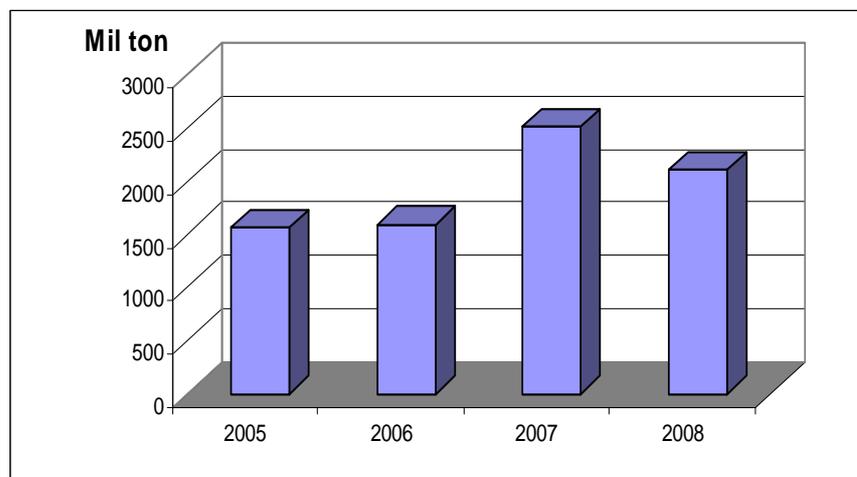


Figura 47 - Importações de uréia – período 2005 a 2008.

Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comercio Exterior/ Secretaria de Comércio Exterior - MDIC/SECEX, 2009.

A análise dos dados acima demonstra que o Brasil é fortemente dependente da importação de fertilizantes nitrogenados, sendo este, é um item muito frágil na visão estratégica nacional de tornar o país o *celeiro do mundo*. A Figura 48 apresenta a participação da produção nacional na oferta total de fertilizantes nitrogenados.

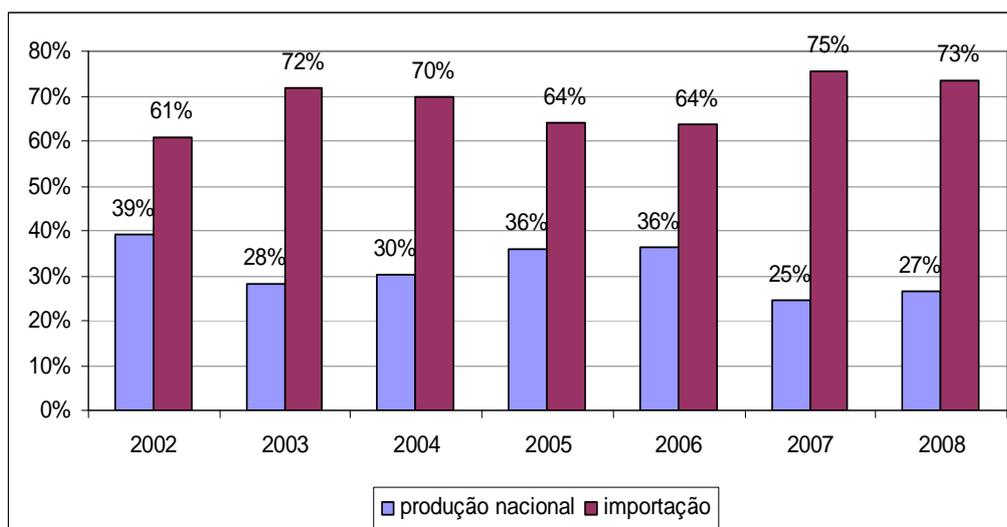


Figura 48 - Participação da produção nacional na oferta de fertilizantes nitrogenados.
Fonte: Associação Nacional para Difusão de Adubos - ANDA, 2009.

4.3.6 Produção de metanol

A produção de metanol tem também um cunho altamente estratégico para a indústria da química orgânica, uma vez que desse composto derivam em torno de uma centena de compostos da química orgânica de gerações superiores.

A produção de metanol também é baseada na reação de síntese, como no caso da amônia, a partir do gás de síntese oriundo do gás natural. Hidrogênio e monóxido de carbono se combinam em presença de vapor d'água para formar o álcool.

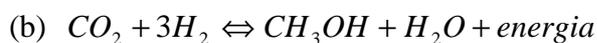
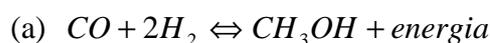
O metanol (denominação oficial IUPAC) ou álcool metílico é utilizado para diversas finalidades na indústria química, como fabricação de formaldeídos para matérias plásticas, filmes e poliésteres e solventes diversos, ácido acético e metil-terc-butil-éter, (MTBE). Este último é um poderoso agente antidetonante, por isso mesmo, muito utilizado para aumento do índice de octanagem de gasolinas. Existem outras aplicações do metanol como combustível, principalmente em substituição a outros combustíveis mais poluentes, em situações onde o impacto ambiental é fator determinante do projeto e também aplicação como agente anticongelante em adição a água. Sua obtenção a partir do gás natural é fácil em processos de baixa pressão e fabricação mais econômica em comparação a outras matérias primas (GASNET, 2004).

O metanol oferece risco de explosão, apresenta elevada agressividade ao alumínio e certas matéria plásticas, sendo seu vapor altamente tóxico. Em concentração acima de 220 ppm no ar, o metanol é capaz de causar distúrbios digestivos e da visão em seres humanos.

Como combustível automotivo, o metanol pode ser empregado puro (em categorias especiais de veículos) ou misturado à gasolina, porém os riscos de utilização são grandes, uma vez que a chama da queima do metanol não é percebida pelos olhos humanos. O seu uso em células combustíveis e em turbinas a gás tem sido testado em várias partes do mundo, apresentando até então possibilidades atraentes de utilização (GASNET, 2004).

No Brasil o metanol não apresenta nenhuma vantagem de utilização quando comparado ao álcool de cana de açúcar (Etanol), uma vez que este álcool com dois átomos de carbono tem grande produção nacional, é considerado de fonte limpa e renovável e não oferece os mesmos riscos à manipulação humana (GASNET, 2004).

O Quadro 7 apresenta as reações químicas de formação do metanol, a partir do gás de síntese, em presença de catalisador de cobre suportado em óxido de zinco e alumínio.



Quadro 7 - Reações de formação do metanol (a) e (b).

Fonte: CHEMPROCESS, by John Packer, 2010.

Uma proposta bastante interessante para a produção de metanol foi apresentada pela companhia *One Sinergy*. Esta tecnologia proposta baseia-se nas seguintes premissas de projeto:

- Pré-aquecimento da mistura: o gás natural e o vapor são misturados e parcialmente pré-aquecidos pela troca de calor com os gases de exaustão;
- Reforma a vapor / combustão: o gás natural é reformado pela reação SMR (*Steam Methane Reforming*) convencional a base de níquel, sendo o calor necessário à reação fornecido por combustão;
- Resfriamento do *syngas* / pré-aquecimento (*waste heat recovery*): o *syngas* troca calor com a mistura de ar e combustível garantindo a transferência de calor e a distribuição do fluxo.

O processo utiliza um reformador com desenho convencional que permite a troca de calor em uma configuração contracorrente. Essa característica permite o pré-aquecimento do combustível, ar e mistura de gás natural com vapor por meio da troca de calor e consequentemente do resfriamento do produto e dos gases de exaustão (BRANCO, 2008).

Uma unidade de reforma compacta para uma planta de 2.703 m³ de *syncrude* pesa 4.000 toneladas, podendo ser fabricada e enviada ao campo produtor de gás em um módulo de 7.500 toneladas. O custo de capital de uma planta de produção é aproximadamente de US\$ 23.000 por barril produzido diariamente (BRANCO, 2008). A Figura 49 apresenta um esquema da unidade proposta para síntese de metanol a partir do gás natural.

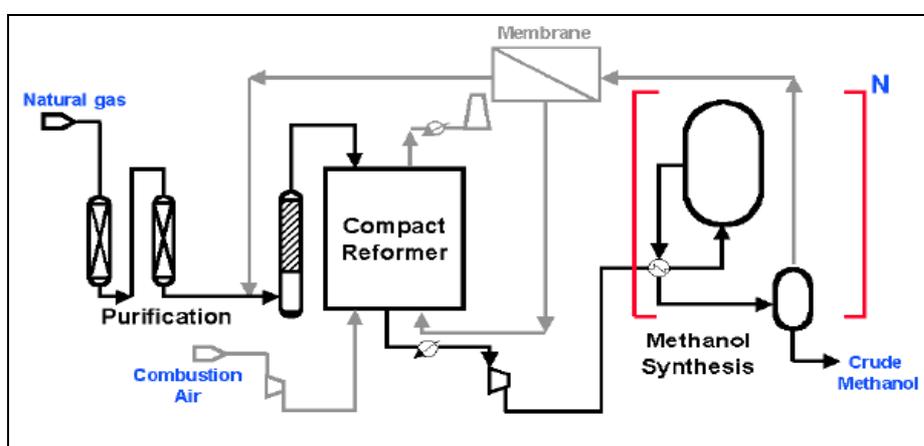


Figura 49 – Unidade para produção de metanol a partir do gás natural.
Fonte: BRANCO, 2008.

4.3.7 Produção de químicos diversos

Uma variedade de outros produtos químicos pode ser produzida a partir do uso do gás natural como insumo, tais como aromáticos, ácido nítrico, ácido sulfúrico, dissulfeto de carbono e outros (GASNET, 2004). A Tabela 5.1 apresenta apenas alguns dos produtos mais importantes, produzidos a partir do metano, com base na geração do gás de síntese. A quantidade de produtos possíveis de serem gerados a partir da síntese do metano é bem mais ampla, porém os produtos apresentados na Tabela 11 são os mais importantes para a indústria da química orgânica de base.

Tabela 11 – Principais produtos químicos derivados do metano.

1ª GERAÇÃO	2ª GERAÇÃO	3ª GERAÇÃO	4ª GERAÇÃO	5ª GERAÇÃO
gás de síntese	metanol	ácido acético	ácido fórmico	etilenoglicol
hidrogênio	oxo-álcoois	etileno	plastificantes	anidrido acético
CO	amônia	cloreto de metila	uréia	metacrilato de metila
clorometilas	ciclohexano	formaldeído	nitrato de amônia	melanina
acetileno	ácido propiônico	éter dimetílico	ácido fórmico	diclorofenol
	fosgênio	etanol	ácido oxálico	álcool polinitrílico
	sulfeto de carbonila	etileno	acetato de vinila	fenilglicina
	clorofluorcarbonos	formaldeído	acetato de metila	ácido acetilsalicílico
	fluorcarbonos	metilaminas	1,4 butanodiol	poliacetato de vinila
	metilmercaptan	estireno	anidrido acético	acetato de celulose
	acetato de vinila	etilbenzeno	éster acético	carboximetilcelulose
		ésteres		
		ácido cianídrico		
		ácido nítrico		

Fonte: Adaptada da apresentação “Gás Natural – Energia e Matéria-Prima” - 2º Seminário Internacional, 1988.

4.4 Utilização de gás natural na indústria siderúrgica

Na indústria siderúrgica o gás natural é usado na redução do minério de ferro, seja na substituição ou como complemento ao coque siderúrgico, elevando a produtividade dos altos-fornos nos processos de redução direta. O gás natural também contribui para melhorar a qualidade do produto acabado, quando utilizado para uniformizar as temperaturas nos processos de acabamento das peças produzidas. Em fornos de tratamento térmico, estufas de secagem, aquecimento de cadinhos de fundição e em equipamentos de corte de chapas, o gás natural apresenta-se como um substituto ideal para outros energéticos.

Na fabricação do ferro esponja, o gás natural é utilizado principalmente como redutor de óxido de ferro. O ferro esponja é a matéria-prima principal do processo de produção de aço. Atualmente, este processo tem tido sua utilização ampliada, em função de exigências do mercado por produtos de melhor qualidade (GASNET, 2004).

No processo de redução direta, o óxido de ferro (Fe_2O_3), em pelotas ou pedaços, é convertido em ferro de alta pureza através das reações de redução com o hidrogênio e o monóxido de Carbono oriundos do gás de síntese, como pode ser visto na Figura 50.

Redução	Carbonização	Reforma
$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{H}_2 \Rightarrow 2\text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O}$	$3\text{Fe} + 2\text{CO} \Rightarrow \text{Fe}_3\text{C} + \text{CO}_2$	$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \Rightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$
$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{CO} \Rightarrow 2\text{Fe} + 3\text{CO}_2$	$3\text{Fe} + \text{CH}_4 \Rightarrow \text{Fe}_3\text{C} + 2\text{H}_2$	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$

Figura 50 – Etapas e reações do processo de produção de ferro através da redução direta.
Fonte: GASNET, 2004.

O minério é introduzido em um reator onde, em uma zona de redução, ocorre grande aquecimento. O oxigênio é removido e substituído pelo carbono contido no gás de redução (gás de síntese), contendo hidrogênio e monóxido de carbono. Em uma zona de resfriamento, o gás resfria o ferro e eleva seu teor de carbono para valores de 3 a 4% (processo de carbonização). O gás de redução é gerado a partir do gás natural, com formação de gás de síntese. A mistura gerada é purificada quimicamente e convertida em uma mistura de 90 a 92 % de hidrogênio e monóxido de carbono em um conversor catalítico (GASNET, 2004).

A tecnologia de produção de ferro esponja com redução usando gás natural como combustível é o processo energeticamente mais eficiente. O consumo médio de gás natural é de cerca de 250 m³ por tonelada de ferro produzido (GASNET, 2004). A companhia Gerdau Usiba, localizada em Simões Filho, no estado da Bahia, usa o gás de síntese como redutor siderúrgico em seu processo de fabricação de aço.

Como exemplo, podemos citar a tecnologia MIDREX®, que é um processo de alto forno de cuba baseado em gás natural que converte os óxidos de ferro na forma de pelotas ou granulados de minério em ferro diretamente reduzido (*Direct Reduced Iron - DRI*). Neste processo, o gás natural convertido em gás de síntese é inserido no reator para reduzir o óxido de ferro diretamente na fornalha. Uma característica importante desse processo é que o ferro diretamente reduzido fundido é imediatamente transferido por meio de um sistema de transporte a quente, para a fundição. Graças a esta solução, o calor sensível do processo de redução direta é utilizado para a fundição do ferro diretamente reduzido na fornalha de arco elétrico, o que significa a redução dos custos com energia elétrica e consumo de eletrodos.

A Figura 51 apresenta um esquema simplificado do processo MIDREX® utilizado em várias plantas de produção de ferro no mundo.

pressão (220 bar) em cilindros apropriados dentro dos veículos, de forma a permitir uma autonomia maior aos veículos.

Um aspecto interessante discutido por muitos autores é que o GNV pode ter como fonte de produção o lixo orgânico processado em usinas (denominado “gás de lixo”). Produzido desta forma, o GNV pode ser considerado um combustível oriundo de fonte renovável, pois sua matéria-prima (neste caso o lixo orgânico das grandes cidades) pode ser considerada uma fonte com suprimento inesgotável. O GNV usado como combustível nas grandes cidades ainda acrescenta uma vantagem significativa ao seu uso, que é a melhoria da qualidade do ar, uma vez que a sua queima gera apenas CO_2 e H_2O . As emissões de gases poluentes, como o monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), gases sulfurosos (SO_2 e SO_3), Compostos Orgânicos Voláteis (COVs) e Material Particulado (MP) sofrem reduções significativas, se comparadas com os combustíveis líquidos tradicionais. A Tabela 12 apresenta a redução média das emissões de gases nocivos ao meio ambiente, quando comparamos a queima de GNV com óleo combustível.

Tabela 12 - Redução de emissões de poluentes.

Poluente	Redução de emissão
MP	-80,8%
SO_2	-99,0%
SO_3	-100,0%
CO	-49,4%
COV	-54,2%
NO_x	-47,2%

Fonte: Curso sobre gás natural - IBP, 2009.

A frota mundial de veículos a GNV bateu a marca de 12 milhões, um crescimento de 12% em relação ao mesmo período de 2009. Do total, 401 mil são ônibus e 218 mil, caminhões pesados, o que representa um aumento de 31% e 35%, respectivamente. A estimativa mundial de vendas anuais de GNV cresceu 20%, passando de 33,9 milhões de m^3 em 2009, para 40,8 milhões de m^3 em 2010. O número de postos de abastecimento também aumentou 13%, atingindo quase 18 mil unidades em todo o mundo. De acordo com a mesma fonte, Suécia, Irã, Tailândia e Coreia são os países que obtiveram maior aumento da frota movida a GNV em 2010 (IBP-GNV NEWS, 2011). A Figura 52 ilustra um veículo não convencional movido a gás natural.



Figura 52 - Veículo movido a gás natural em Nova Delhi - Índia.
Fonte: Wikipédia – Gás natural veicular, 2002.

Na América do Sul, o país que obteve um desempenho relevante foi a Colômbia, que registrou aumento de 17% em sua frota a GNV, passando de 291 mil em 2009, para 340 mil veículos em 2010 (PORTAL GASBRASIL, 2011). A Tabela 13 apresenta o ranking mundial dos países com as maiores frotas de veículos operando com GNV.

Tabela 13 - Maiores frotas de veículos operando com GNV.

Posição	País	Veículos (* 10 ³) unid.
1a.	Paquistão	2.590
2a.	Argentina	1.840
3a.	Irã	1.950
4a.	Brasil	1.650

Fonte: IBP-GNV NEWS, 2011.

O Brasil tem a quarta maior frota de veículos (IBP-GNV NEWS, 2011) operando com GNV do mundo, e este número só não é maior por questões técnicas e de falta de infraestrutura. Atualmente poucas cidades brasileiras dispõem de redes de distribuição de gás natural e de postos de abastecimento de GNV. O gás natural no Brasil ainda não migrou para o interior do país e este é o maior inconveniente na utilização do GNV no transporte rodoviário, função de uma rede de abastecimento muito pequena, incompatível com a dimensão territorial do país. A Figura 53 apresenta o número acumulado de carros convertidos para uso com GNV no Brasil por ano (valor acumulado anualmente).

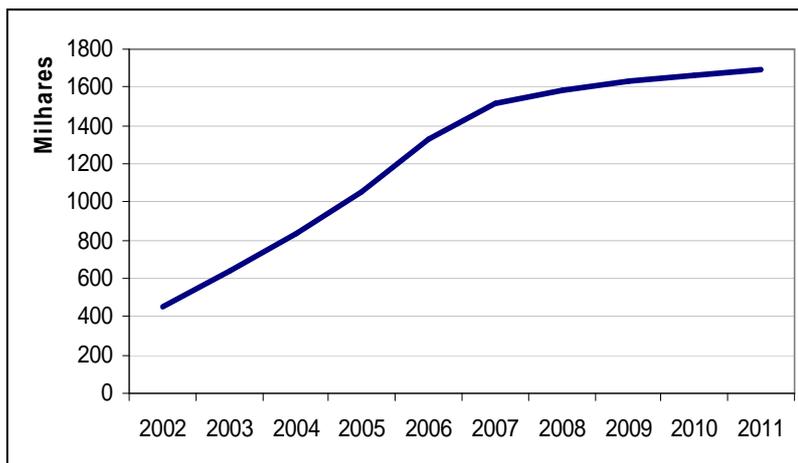


Figura 53 - Número acumulado de carros convertidos no Brasil.
Fonte: IBP-GNV NEWS, 2011.

Para a utilização do GNV os veículos precisam ser adaptados, uma vez que existem poucos modelos que já saem de fábrica com esta opção. Desta forma, a adaptação ao uso do gás é aplicada em motores concebidos para rodar com gasolina e/ou com álcool hidratado. O abastecimento dos veículos convertidos para uso do GNV é normalmente feito com o produto a alta pressão, (cerca de 220 kgf/cm²). Os postos de serviço recebem o produto através da linha de abastecimento proveniente de concessionária estadual de gás canalizado local, comprimem o GNV em instalações providas de compressores, e disponibilizam o produto para o usuário em "*dispensers*" similares às bombas de gasolina.

Na instalação do gás veicular, o carro recebe uma série de modificações, como a instalação de reservatório de alta pressão (cilindro de gás natural) para armazenar o GNV, além de uma rede de tubos de alta e baixa pressão, dispositivo regulador de pressão, variador de avanço de centelha, válvula para o abastecimento, Gerenciador de fluxo de GNV, bico injetor e mesclador, emulador de bicos, chave comutadora para alternância entre combustíveis e indicador do sistema de armazenamento de gás (manômetro). Todos esses equipamentos visam adequar o motor original (gasolina e/ou álcool) para o uso de gás natural, uma vez que a queima do GNV é mais lenta que a da gasolina e isso faz com que haja um atraso na ignição da mistura ar/GNV, comparado ao tempo de ignição da mistura ar/gasolina (GASPOINT).

A Figura 54 apresenta veículos com os respectivos cilindros de armazenamento de GNV instalados.



Figura 54 - Cilindros de armazenamento de GNV instalados em veículos.
Fonte: GASPOINT, 2011.

Os veículos convertidos mantêm as taxas de compressão originais dos projetos de seus motores, o que pode acabar por não permitir o pleno uso da qualidade antidetonante superior do GNV. Enquanto motores modernos a gasolina e álcool têm taxas de compressão de 8:1 e 12:1, respectivamente, um motor projetado para operação específica com gás natural poderia operar com taxa de compressão de 16:1, o que permitiria um rendimento bem superior aos motores existentes.

Apesar das qualidades técnicas mais vantajosas do GNV no transporte, não há dúvidas que o maior apelo para o consumidor fazer a conversão do seu veículo é o menor custo por quilometro rodado. Enquanto o preço do gás ficou menor do que o preço dos combustíveis líquidos, o mercado de conversão prosperou. No momento em que a diferença de preço entre o gás e principalmente o álcool se reduziu, as empresas de conversão tiveram problemas em arranjar clientes. Atualmente o preço do GNV está cada vez mais reduzido em relação ao álcool e gasolina e este fator, aliado à abundância do produto nos postos, certamente contribuirá para o aumento da frota nacional operando com este combustível. Há de se considerar também que um metro cúbico de GNV permite um veículo pequeno rodar, em média, quatorze quilômetros. Já um litro de álcool permite, em média, apenas sete quilômetros (GASPOINT, 2011).

A preocupação com a segurança é essencial no uso do GNV em veículos particulares, principalmente considerando a instalação de cilindro de armazenamento de gás com 220 kgf/cm² de pressão. Certamente não há espaço para amadorismos e todo o pessoal que participa da cadeia de abastecimento do produto precisa ser altamente qualificado, assim como as equipes de conversão dos motores dos veículos. Todos os acidentes críticos já

ocorridos e registrados nos postos de abastecimento foram consequência de mau uso dos equipamentos por parte dos motoristas, que, inadvertidamente, ignoraram as Normas de segurança do sistema.

Em dezembro de 2010, os veículos consumiram 5,7 milhões de m³/d. Isso representa 5,7% a mais do que no mês anterior e 4% a mais do que média anual, sinalizando que os motoristas voltaram a confiar no gás natural veicular e que o setor pode ter uma retomada do consumo (ABEGAS, 2010). A Figura 55 apresenta o consumo de GNV em 2010 no Brasil, por região geográfica, evidenciando que a região sudeste mais uma vez lidera com folga o consumo de gás natural neste segmento.

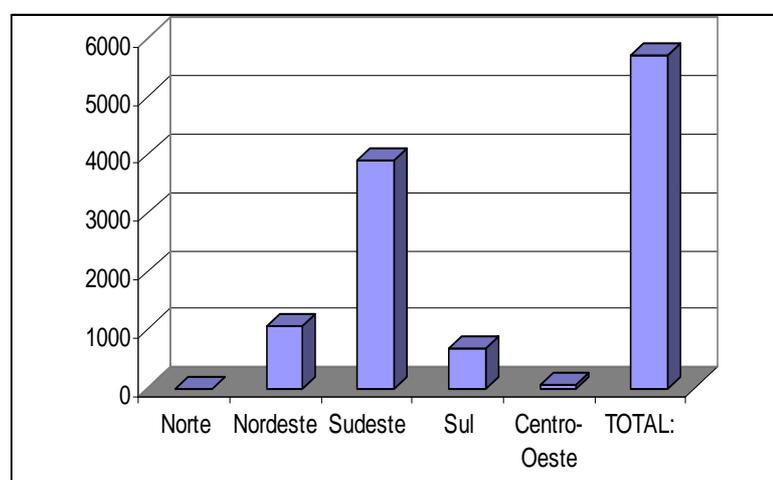


Figura 55 - Consumo de GNV por região brasileira.
Fonte: ABEGAS, 2010.

Em junho de 2011, o Brasil contava com cerca de 1.700 postos de abastecimento de GNV (ABEGAS, 2011).

4.6 Utilização de Gás Natural Residencial (GNR)

O Gás Natural Residencial é consumido nas residências (segmento residencial) e pontos comerciais (segmento comercial) com propósito de atendimento à cocção, obtenção de aquecimento de água e operação de equipamentos de escala não industrial. No entanto, há uma série de outros usos possíveis ainda pouco explorados no Brasil, como climatização de ambientes, acionamento de refrigeradores, alimentação de fornos residenciais e comerciais, aquecimento de piscinas e saunas, lavagem e secagem de roupas, uso em churrasqueiras, lareiras, entre outros. Basicamente, qualquer equipamento que necessite de combustível e seja

utilizado para gerar calor, pode ser suprido com o gás natural residencial, após a devida adequação do projeto do equipamento.

Analisando a utilização do GNR pelo aspecto ecológico e de segurança no manuseio, além de contribuir para um ambiente mais puro com ar mais limpo, o gás natural reduz panelas queimadas (com o fundo coberto de fuligem) e ainda oferece mais segurança pela dispersão rápida em caso de vazamento.

Entretanto, é no aquecimento de água e ambientes que o uso de gás natural encontra-se mais difundido, devido à grande economia e conforto proporcionados por este energético. No caso da energia elétrica, por exemplo, é possível reduzir em até 60% os gastos utilizando o gás natural para aquecimento de água destinada ao chuveiro (COPERGAS, 2011).

No uso residencial, o gás oferece conforto e praticidade. Possibilitando bem mais do que uma cocção com chama limpa e eficiente o gás pode permitir certos *luxos*, como por exemplo, uma residência ter água quente sem restrições nas torneiras da cozinha e do banheiro e sistema de climatização (quente ou frio) de ambientes de forma segura e principalmente econômica. Existem ainda projetos que utilizam o piso radiante que funciona a partir de um circuito de tubos de polietileno reticulado (PEX) embutido no piso da residência e de um sistema de regulação térmica que permite controlar a temperatura do ambiente através da circulação de água quente. No piso radiante, a superfície da residência é utilizada como elemento distribuidor de calor, eliminando os radiadores e aparelhos de ar condicionado. Isto permite manter a temperatura do piso perfeitamente distribuída por todo o ambiente, obtendo assim grande conforto (COMGAS, 2009). Devido a todas as características, arquitetos estão incluindo soluções com gás natural em seus projetos e cada vez mais as construtoras estão incorporando o uso desta fonte de energia em suas construções.

Os benefícios que o gás natural oferece para o segmento residencial são basicamente os mesmos oferecidos a outros segmentos. É inegável e a comodidade que o gás oferece pelo fornecimento canalizado. Isso traz segurança de manuseio e garantia de continuidade de suprimento. Além da tradicional vantagem do gás natural emitir menos gases nocivos ao meio ambiente e permitir um melhor controle da queima, O uso do GNR elimina a necessidade de estoque de botijões de combustível e, por consequência direta, o projeto dos sistemas térmicos e de cocção das residências tornam-se mais seguros, sem perda de espaço útil, sem custos de estocagem do combustível e com mais segurança de suprimento.

O mesmo raciocínio é extensivo ao segmento comercial, no qual a companhia lista entre os clientes os hospitais, *shopping centers*, restaurantes, lavanderias, escolas, clubes, entre outros. A facilidade e comodidade no uso geram uma vantagem competitiva bastante atraente para esse tipo de usuários, demandantes de grandes quantidades de energia térmica e bastante sensíveis à interrupção do suprimento energético.

Apesar das muitas vantagens citadas, a realidade é que a quase totalidade das residências (e pontos comerciais) brasileiras é atendida pelo combustível residencial Gás Liquefeito de Petróleo GLP. O SINDIGAS (Sindicato Nacional de Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo, 2010) estima que 95% dos domicílios no Brasil que utilizam gás para cocção, sejam supridos por GLP. Popularmente conhecido como *gás de cozinha*, o GLP é utilizado em fogões de norte a sul do país. Apenas no Rio de Janeiro e em São Paulo o número de residências atendidas por gás natural é significativo. Nos demais estados a utilização deste combustível ainda é bastante incipiente.

Dentre os vários motivos para justificar essa baixa utilização do gás natural residencial, um dos principais é que o gás ainda não foi interiorizado no país. Poucas cidades brasileiras e fortemente concentradas no litoral possuem redes de distribuição de gás. À exceção de Rio de Janeiro e São Paulo, os poucos investimentos aplicados nas malhas de distribuição de gás ainda não foram capazes de permitir a massificação do uso deste combustível. Por esse motivo, entre os diversos segmentos que utilizam o gás natural no Brasil, o residencial é o segmento que mais incentivo governamental precisa para deslançar em termos de aumento substancial de consumo.

O grande desafio para o crescimento do segmento residencial é que o consumo por cliente é baixo, em relação aos outros segmentos. Enquanto uma única indústria ou térmica pode consumir de 1 a 5 milhões de m^3/d , o consumo médio de uma residência não passa dos 100 m^3/d (COMGAS, 2001), evidenciando uma diferença sem proporções. O custo para montar uma rede de suprimento de um parque industrial, mesmo de pequeno porte, com poucos clientes, tem retorno em curto prazo, pois a vazão diária demandada é alta, diluindo todo o investimento realizado rapidamente. Por outro lado, o custo para montar uma rede de suprimento de um bairro inteiro, longe dos grandes centros urbanos é muito alto e de retorno duvidoso. Para se ter um consumo significativo de gás, que viabilize grandes ampliações da rede de abastecimento, são necessárias milhares de residências conectadas à rede consumindo gás regularmente. Sem incentivos governamentais (nível federal e estadual) e sem cláusulas

contratuais que obriguem as companhias distribuidoras a investirem certo percentual dos lucros na expansão das redes de suprimento residencial, será muito difícil atingir-se índices de crescimento de consumo de GNR significativos em horizonte próximo.

Em 2010, o segmento residencial em nível nacional cresceu 6% em relação a 2009. Embora o percentual relativo passe uma idéia de crescimento de 0,5% ao mês, o valor absoluto do consumo de GNR no Brasil ainda é muito baixo, principalmente se compararmos com os valores dos países mais desenvolvidos. (ABEGAS, 2011)

No Brasil, atualmente 27 companhias comercializam gás natural para cerca de 1,4 milhões de residências, as quais consomem quase 800 mil m³/d de gás natural. Mais da metade destas residências estão localizadas no estado de São Paulo (cerca de 640 mil residências), com consumo em torno de 440 mil m³/d de gás natural em média. A previsão de crescimento do consumo residencial de gás natural em 2011 é de 13,7% (ABEGAS, 2011).

A Figura 56 apresenta a evolução do consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2009, evidenciando o aumento significativo na taxa de ampliação do consumo a partir de 1992.

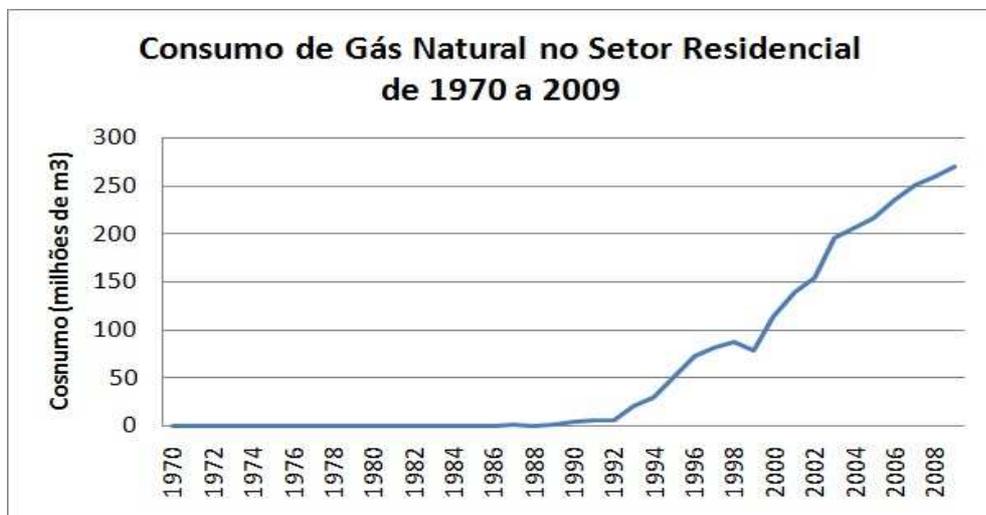


Figura 56 - Consumo de gás natural no setor residencial (GNR).
Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2010.

Apesar desses números, a utilização do gás residencial no Brasil ainda corresponde por pouco mais de 1,5% do consumo total de gás natural e, mesmo assim, este consumo é bastante desigual entre as regiões brasileiras, uma vez que os estados do Rio de Janeiro e São Paulo concentram cerca 95% do consumo total de GNR.

A Figura 58 apresenta a curva de carga média no Brasil, onde é possível identificar a participação expressiva que o chuveiro elétrico representa no consumo total de energia elétrica. Aliado a este fator e, de acordo com a segunda lei da termodinâmica, o uso direto do gás para produção de calor é mais eficiente do que o seu uso para geração de eletricidade quando esta é posteriormente convertida em calor.

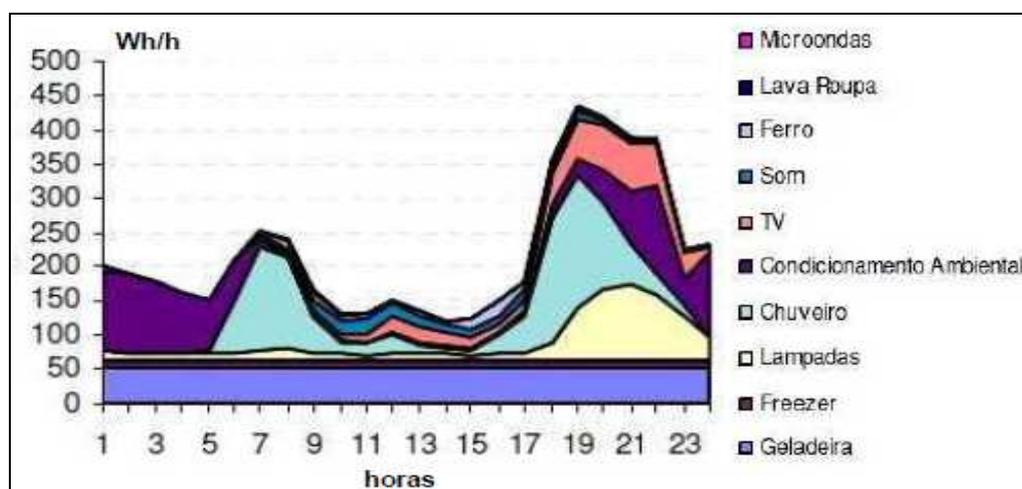


Figura 58 - Curva de carga diária média no Brasil.

Fonte: Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica - PROCEL, 2007.

4.7 Utilização de gás natural para geração termelétrica

Há várias décadas o sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidrelétrico. Desta forma, a capacidade de atendimento desse sistema depende, portanto, da disponibilidade de água, a qual, por sua vez, é função das precipitações pluviométricas no período e do volume armazenado inicialmente. Como as condições hidrológicas do sistema brasileiro são relativamente estáveis, a importância das centrais hidrelétricas na produção de eletricidade no país é muito grande e provavelmente continuará sendo por muito tempo, enquanto se dispuser de água suficiente nos reservatórios para acionar as turbinas das hidrelétricas.

Em função deste conceito, em meados da década de 1970, a participação das centrais termelétricas na capacidade instalada de geração de energia elétrica era de cerca de 25%. Esse nível registrou queda continuada até atingir valor mínimo de 11,6% em 1996. Vale citar que essas termelétricas eram, basicamente, usinas térmicas a vapor movidas a óleo combustível ou a carvão (SOUSA, 2009).

A deflagração da crise de abastecimento elétrico em 2001 desencadeou uma busca de soluções rápidas para expansão do parque gerador elétrico nacional, propiciando diversos incentivos à expansão de plantas termelétricas baseadas na queima de gás natural. O governo federal percebeu que precisava empreender projetos de geração elétrica de curto prazo de implantação para evitar o colapso do sistema elétrico brasileiro (fato que acabou ocorrendo naquele período) e estabeleceu como meta para o setor elétrico “implantar um parque gerador termelétrico de forma a atingir até o ano de 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente”. Para tanto, lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, calcado, essencialmente, em termelétricas a gás natural (SOUSA, 2009).

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. As restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os altos custos de capital foram durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico (ANEEL, 2009).

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, tornando o gás natural uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil. Atualmente, esta tecnologia tem se apresentado como uma alternativa técnica adequada ao curto prazo de implantação disponível, uma vez que, comparada a projetos de hidroelétricas de pequeno porte, o projeto e construção de plantas termelétricas é muito mais rápido, mesmo considerando que o setor elétrico brasileiro tinha pouca ou quase nenhuma experiência anterior com esse tipo de geração. Neste novo quadro, a participação das termelétricas na capacidade instalada brasileira passou a subir, por conta basicamente da agregação de térmicas a gás natural, até alcançar o valor de 21,8% em 2005, tendo permanecido praticamente estável desde então (ANEEL, 2009).

No início de 2009 a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil era, de acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL, de 111,1 GW, sendo as principais usinas contribuintes as hidrelétricas, termelétricas a gás natural e termelétricas a carvão mineral, sendo responsáveis respectivamente por 69,8%, 9,5% e 1,3% da capacidade total instalada (SOUSA, 2009). A Figura 59 apresenta a capacidade instalada por tipo de usina em GW médio.

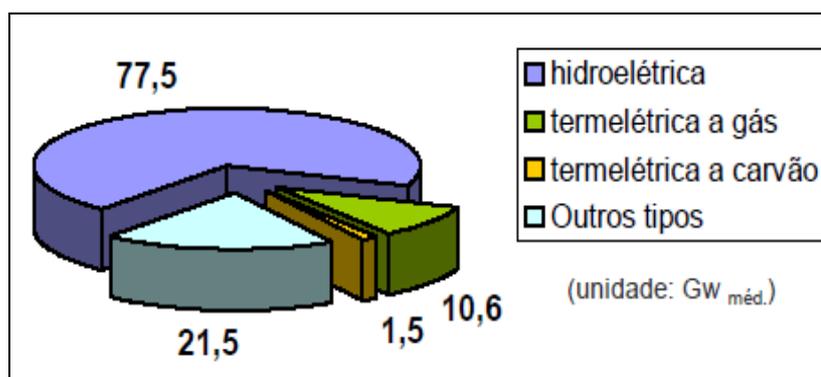


Figura 59 - Geração elétrica por tipo de usina.
 Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2009.

No que se refere à sazonalidade da demanda de energia elétrica no Brasil, deve-se assinalar que ela é significativa em alguns períodos do ano, mas é bem menor que aquela observada em países desenvolvidos do hemisfério norte (em função das baixas temperaturas do inverno). Outra característica do mercado de energia elétrica nacional é a grande variação entre a demanda de ponta no período de um dia e a demanda média nesse intervalo de tempo. Naturalmente, o sistema é dimensionado para o atendimento permanente da demanda dos consumidores. Em função desse perfil de consumo variável ao longo do dia, as termelétricas operando com gás natural tornam-se alternativas robustas para serem acionadas seletivamente nesses horários de maior consumo, aumentando a energia ofertada pontualmente, sem sobrecarregar o sistema elétrico, inclusive, adiando pesados investimentos em ampliação do sistema de base (parque hidroelétrico).

Historicamente, as restrições à oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas acionadoras e os altos custos de capital, foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão da tecnologia de geração elétrica a partir do gás natural no âmbito do setor elétrico mundial. Nos últimos anos, contudo, esse quadro modificou-se substancialmente. Atualmente, modernas turbinas a gás chegam a mais de 500 MW de potência, com rendimentos térmicos que podem atingir mais de 40%. Também é possível se obter menores custos de capital para financiamento de plantas de geração, com valores inferiores a US\$ 200 por kW instalado, em várias situações e faixas de potência. Toda essa mudança no cenário mundial de aplicação desta tecnologia tem tornado o gás natural uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil (ANEEL, 2009).

As centrais termelétricas a gás natural apresentam uma série de características que tornam a sua aplicação vantajosa em sistemas elétricos, como: prazo relativamente curto de

maturação do empreendimento, flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta (aumento da demanda em horários específicos), possibilidade de atendimento modular a uma rampa de aumento de consumo de uma determinada região, flexibilidade operacional no acompanhamento da carga, operação com elevada segurança e disponibilidade, localização em geral próximo dos centros de consumo (menor dispêndio com a transmissão de energia), menor tempo de construção e baixo custo por kW instalado (TOLMASQUIM, 2005).

Em termos tecnológicos, o avanço obtido no desenvolvimento dos ciclos térmicos, devido ao desenvolvimento de materiais mais resistentes a altas temperaturas e também dos sistemas de resfriamento das palhetas das turbinas, tem permitido aumentos significativos em termos de eficiência operacional das plantas termelétricas, de uma forma geral, com reflexos diretos na redução do custo unitário de investimento.

4.7.1 Turbinas a gás

As turbinas a gás possuem um compressor acoplado ao eixo de potência que comprime o ar usado nas câmaras de combustão do equipamento. A compressão adiabática eleva a temperatura do ar, que é então direcionado para as câmaras de combustão (que podem ser várias, dependendo do modelo e potência da turbina). O gás natural é injetado nas câmaras na mesma pressão que o ar é comprimido (em torno de 20 kgf/cm²), permitindo a mistura entre combustível e oxigênio e a queima completa do gás.

Os gases exaustos a alta pressão, produzidos durante a queima do gás são expandidos contra as palhetas da turbina, gerando potência mecânica no eixo. Esta potência aciona o gerador (no caso de turbinas para geração elétrica) e também o compressor utilizado para a compressão do ar de combustão.

As turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais (ANEEL, 2009). Possuem também procedimentos de manutenção periódicos com custos significativos, principalmente as revisões gerais, as quais normalmente são realizadas nas instalações do fabricante (chamadas de revisões *overhall*). A Figura 60 apresenta um esquema do conjunto turbo-gerador, com seus equipamentos principais.

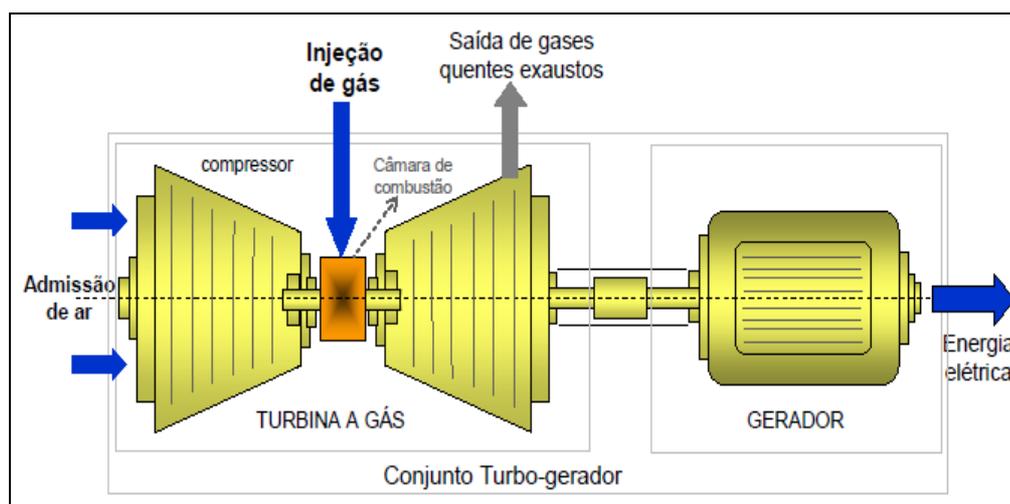


Figura 60 - Conjunto turbo-gerador padrão.

4.7.2 Usinas termelétricas

Uma usina termelétrica ou simplesmente termelétrica é uma instalação industrial usada para geração de energia elétrica a partir da energia liberada em forma de calor, oriundo da combustão de algum tipo de combustível. As unidades de geração elétrica são constituídas de duas partes básicas, a primeira sendo constituída por uma unidade térmica (normalmente uma turbina), onde se produz energia na forma de calor por um processo de combustão, com transformação em movimento transferido para um eixo e uma segunda parte constituída por um gerador elétrico, que aproveita o movimento do eixo da turbina e transforma a energia do movimento em energia elétrica. Parte da energia que sai da turbina com os gases exaustos da combustão pode ainda ser aproveitada em uma segunda etapa para gerar mais energia elétrica, através da utilização de uma caldeira de recuperação de calor e uma turbina a vapor. Uma usina termelétrica pode ser constituída por várias unidades de geração primária (conjunto turbinas-geradores elétricos) e várias unidades secundárias formadas por conjuntos de caldeiras de recuperação de calor, turbinas a vapor e geradores elétricos. A Figura 61 apresenta uma foto de uma usina termelétrica que gera energia elétrica na Austrália a partir da queima de gás natural em turbinas operadas à gás.



Figura 61 - Yallourn W. Power Station em Victoria - Australia.
Fonte: Wikipédia, 2007.

As plantas termelétricas a gás natural podem ser classificadas como usinas de ciclo simples ou aberto e usinas de ciclo combinado (*Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*). As primeiras são aquelas que utilizam apenas turbinas a gás natural para gerar energia elétrica, por meio da utilização de um ciclo termodinâmico único (ciclo *Brayton*), sendo os gases de exaustão da turbina descarregados diretamente na atmosfera. Por conta do não aproveitamento da energia contida nesses gases, as plantas que operam em ciclo aberto apresentam baixo nível de eficiência (35% a 40%) em relação a outras tecnologias (GASNET, 2007). Por essa razão, não operam continuamente, sendo despachadas apenas em momentos de forte demanda, como o horário de “pico” ou por queda de alguma unidade mais eficiente do sistema hidrotérmico nacional.

4.7.3 O ciclo aberto

O funcionamento básico desse tipo de usina termelétrica é bastante simples: o gás natural é queimado na câmara de combustão da turbina com o ar comprimido admitido. A expansão volumétrica dos gases resultantes da queima do gás natural aciona a turbina a gás que se encontra diretamente acoplada ao gerador elétrico, o que permite a transformação da potência mecânica (movimento do eixo) em potência elétrica no gerador.

As turbinas a gás que operam em ciclo simples, do tipo *aeroderivada* ou *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento, apresentando alta confiabilidade e eficiência. Além disso, segundo TOLMASQUIM (2005), as centrais térmicas que utilizam essa tecnologia apresentam um baixo custo de investimento, prazo curto de entrega dos equipamentos, período também curto de construção, além de grande segurança e flexibilidade operacional. A Figura 62 apresenta um esquema de configuração de uma turbina a gás

operando em ciclo aberto. Neste caso, ocorre o desperdício da energia térmica associada aos gases de combustão, que são liberados com alta temperatura para a atmosfera.

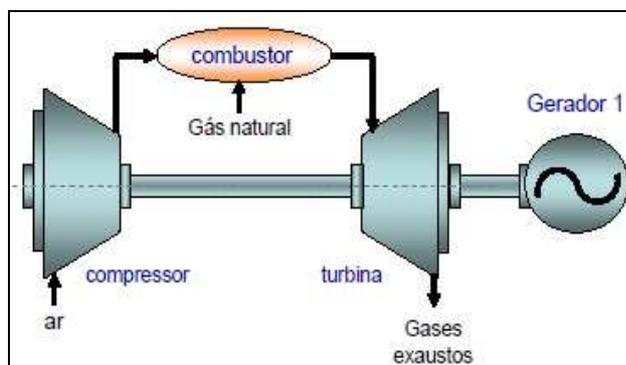


Figura 62 - Ciclo aberto (ciclo *Brayton*).

4.7.4 O ciclo combinado

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho é prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação desta energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional (ANEEL, 2009). Tem-se, assim, uma combinação de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia térmica dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais.

Tecnicamente, o ciclo combinado é formado pela combinação de um ciclo aberto convencional (ciclo *Brayton*) que utiliza turbina a gás com um ciclo aberto a vapor (ciclo *Rankine*), que utiliza uma turbina a vapor acionada com vapor gerado pela energia térmica dos gases exaustos da turbina a gás. A utilização de uma caldeira de recuperação de calor (*Heat Recovery Steam Generator*) permite a recuperação do calor contido nos gases de exaustão das turbinas a gás, através da geração de vapor d'água. O vapor é então usado no acionamento de uma turbina a vapor (ciclo *Rankine*), o que permite aumentar a geração de energia elétrica por acionamento de um segundo gerador. Esta segunda turbina quase dobra a eficiência do ciclo, em comparação com o ciclo aberto simples.

Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 60, mas apenas nos anos 70 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade, foram construídas e

postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40%. Em virtude do aumento da oferta de gás natural e da redução de seus preços, além dos avanços tecnológicos alcançados, os ciclos combinados têm-se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica. Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW (ANEEL, 2009).

As plantas que operam em ciclo combinado apresentam como princípio de funcionamento, a utilização em dois estágios distintos dos ciclos térmicos *Brayton* e *Rankine*, utilizando assim, de forma simultânea, turbina a gás e a vapor, o que permite aproveitar parte da energia térmica contida na descarga em alta temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás, gerando uma quantidade adicional de energia elétrica.

Enquanto a eficiência de uma moderna planta operando em ciclo aberto varia entre 25 e 43%, a eficiência das unidades operando em ciclo combinado é próxima a 60% (MME, 2007). Isto faz com que essa tecnologia seja bastante atrativa técnica e economicamente. Com efeito, quando o custo do combustível é o principal componente do custo total, a eficiência se torna um elemento fundamental na competitividade da produção de energia e o ciclo combinado passa a ser a única alternativa viável. Desta forma, em virtude do aumento da oferta de gás natural no Brasil, da necessidade de maior preservação do meio ambiente e dos avanços tecnológicos, é o ciclo combinado que vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico a partir da década passada. (ANEEL, 2009). A Figura 63 apresenta um esquema de configuração de uma turbina de planta termelétrica operando em ciclo combinado.

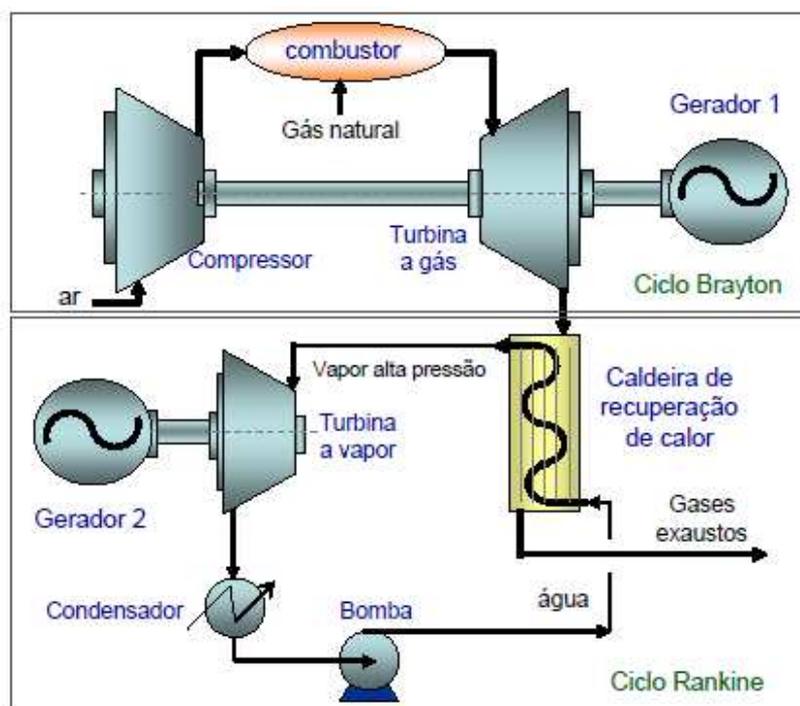


Figura 63 - Ciclo combinado (ciclo *Brayton* + ciclo *Rankine*).

Alguns melhoramentos importantes atualmente em desenvolvimento pelos fabricantes são a redução das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação e a redução das perdas térmicas entre os dois ciclos (das turbinas a gás e a vapor). A redução das irreversibilidades pode ser viabilizada com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão. Sistemas de maior capacidade têm sido projetados para dois ou três níveis de pressão, com a possibilidade de reaquecimento no nível de pressão intermediária. Já a redução das perdas pode ser viabilizada com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão.

Uma configuração clássica de projeto de térmicas a ciclo combinado contempla duas turbinas a gás idênticas, cada uma com sua caldeira de recuperação e uma turbina de vapor. Os gases exaustos das duas turbinas a gás alimentam as caldeiras de recuperação de calor e o vapor gerado nestas vão acionar a única turbina a vapor do ciclo. As modernas centrais termelétricas a gás natural que utilizam o ciclo combinado possuem eficiências térmicas de aproximadamente 60% (MME, 2007), valor esse bem superior, se comparado com a eficiência das termelétricas a carvão (em torno de 40%).

4.7.5 Processos de cogeração

A cogeração de energia se traduz na produção simultânea de duas ou mais utilidades, como por exemplo, calor de processo e energia eletromecânica, a partir de uma mesma fonte

energética. Isto pode resultar no benefício econômico da redução de custos de combustíveis, quando comparada à produção das utilidades em separado, e também em benefícios ambientais como a redução de emissões de poluentes decorrentes da queima de combustíveis (BARJA, 2006).

Como acontece em quase todos os setores da economia, a cogeração também está presente no setor de geração termelétrica, utilizando-se os gases de escape das turbinas a gás em altas temperaturas para a produção de vapor. As altas temperaturas dos gases exaustos das turbinas a gás que geram energia elétrica em uma planta termelétrica podem ser aproveitadas para a geração de vapor de uso industrial ou ser utilizado diretamente em trocadores de calor, em outra aplicação térmica qualquer, de forma que o calor dos gases exaustos possa ser utilizado no processo da própria indústria, em paralelo à geração elétrica. Esta aplicação tem se apresentado como uma excelente possibilidade de expansão do parque gerador elétrico utilizando gás natural, principalmente em unidades de geração com potenciais consumidores industriais de vapor ou calor próximos às suas instalações.

Segundo BARJA (2006), a cogeração pode ser definida tecnicamente como a produção combinada de energia eletromecânica e térmica em uma única instalação, a partir de uma fonte de combustível como, por exemplo, o gás natural. Através da queima do combustível, um gerador é acionado por uma turbina a gás, produzindo energia elétrica e aproveitando-se o calor gerado pelos gases exaustos produzidos na combustão diretamente no processo produtivo da empresa consumidora do gás. Em termos tecnológicos, as unidades de cogeração podem empregar turbinas a vapor, turbinas e motores a gás natural e equipamentos para aproveitamento da energia térmica produzida. O grande objetivo é gerar economia na área de facilidades industriais, como aquecimento de água, geração de vapor, energia elétrica, calor, ar comprimido e outras possibilidades, através do aproveitamento do calor dos gases exaustos da turbina primária a gás. Basicamente, o limite de aproveitamento energético de um projeto estruturado de cogeração é a criatividade e experiência de seus projetistas. A Figura 64 apresenta um exemplo de sistema de cogeração, com geração de energia elétrica e vapor para uso na produção de calor.

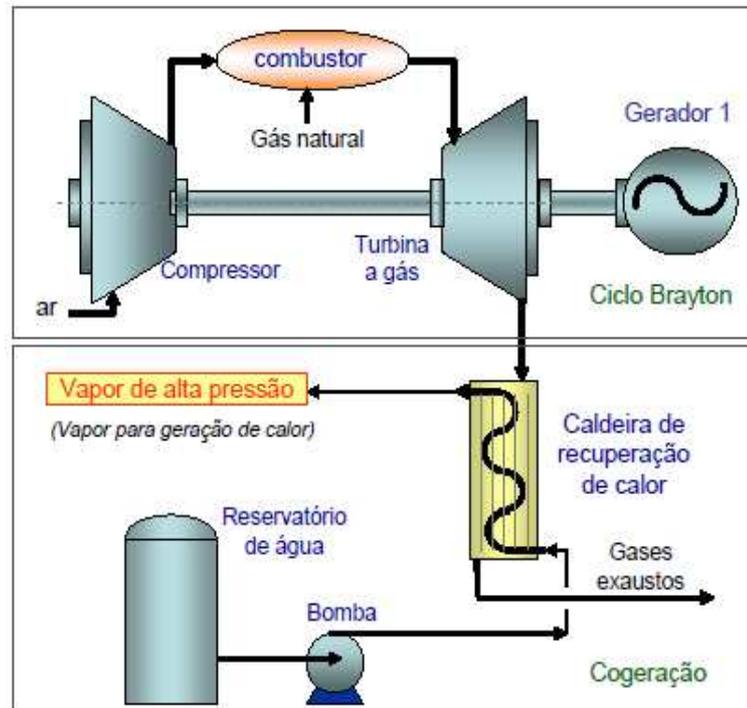


Figura 64 - Exemplo de sistema de cogeração.

Também é possível combinarmos um projeto de cogeração com ciclo combinado. Neste caso, é possível gerarmos grande quantidade de energia elétrica em dois estágios distintos e vapor de média pressão, para atendimento a demandas térmicas diversas em um processo industrial. A Figura 65 apresenta um exemplo de sistema de cogeração (geração de vapor), complementando um ciclo combinado de geração de energia elétrica para atendimento industrial.

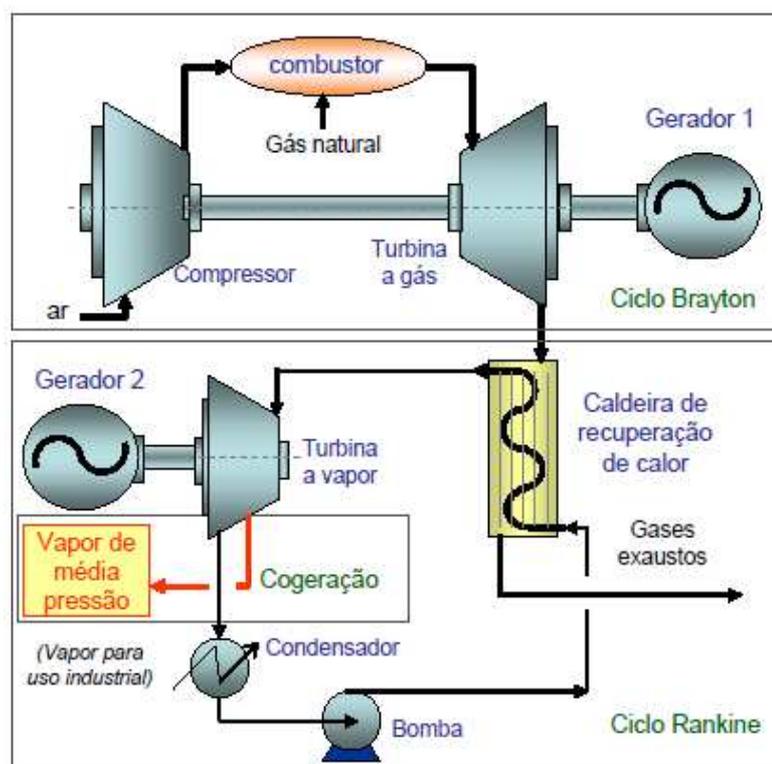


Figura 65 - Exemplo de sistema de cogeração em adição ao ciclo combinado.

Atualmente, o mercado de energia tem desenvolvido sistemas de cogeração com tecnologias emergentes, com grande potencial para o futuro. As células combustíveis formam o primeiro grupo destas novas tecnologias. Trata-se de uma tecnologia bastante amigável com o meio ambiente, pois suas emissões restringem-se ao vapor d'água e, eventualmente, ao CO₂.

5 DESENVOLVIMENTO DE NOVAS FRONTEIRAS PARA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

Uma questão crítica e bastante sensível para a expansão do mercado nacional de gás natural é a garantia da continuidade de abastecimento do produto. De nada adiantará a proposição de ações que permitam a ampliação dos negócios em torno do gás natural se não forem desenvolvidos projetos que busquem o aumento das reservas de gás do país, que garantam o suprimento do produto no longo prazo e, dessa forma, o retorno dos investimentos realizados. Neste sentido, é fundamental para a indústria brasileira de gás natural que novos projetos de desenvolvimento das reservas nacionais sejam concebidos e realizados. Novas fontes do produto, convencionais e não convencionais, precisam ser desenvolvidas para permitir o aumento da robustez do mercado de gás e ao mesmo tempo, garantir um nível de preço adequado e suportável por todos os setores demandantes do produto.

5.1 Desenvolvimento das reservas gasíferas do pré-sal brasileiro

O nome pré-sal é dado às reservas de hidrocarbonetos existentes em rochas calcárias localizadas abaixo de camadas de sal entre 5 e 7 mil metros de profundidade abaixo do nível do mar. É uma camada de aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura, que vai do litoral de Santa Catarina ao litoral do Espírito Santo (PETROBRAS/ Site pré-sal, 2011). O petróleo e o gás ficam armazenados nos poros dessas rochas, sob alta pressão (acima de 350 kgf/cm²).

Segundo a PETROBRAS, a discussão sobre a existência de uma reserva petrolífera na camada do pré-sal brasileiro ocorre desde a década de setenta, quando geólogos da companhia acreditavam nesta possibilidade, porém, não possuíam ainda tecnologia capaz de realizar pesquisas que pudesse confirmar esta hipótese. Apenas no início desse século, com o desenvolvimento tecnológico da atividade de exploração, foi possível a comprovação científica da existência dessas reservas.

As reservas conhecidas de petróleo e gás encontradas no pré-sal brasileiro abrangem três importantes bacias sedimentares da plataforma continental (Bacia de Santos, Bacia de Campos e Bacia do Espírito Santo). Existem ainda dúvidas sobre a real extensão dos reservatórios, pois não se sabe exatamente se a área do pré-sal é um conjunto de enormes campos petrolíferos independentes, mas próximos, ou um único campo petrolífero gigantesco,

com interligações entre as áreas de maior concentração de hidrocarbonetos (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011).

Neste contexto, as reservas potenciais (ainda não confirmadas) do pré-sal são atualmente estimadas entre 70 e 100 bilhões de barris equivalentes de petróleo (ANP, 2011), porém geólogos mais otimistas falam na possibilidade da existência de até 200 bilhões de barris, caso a área das reservas seja formada por um único campo ou se a sua extensão for ainda maior do que a área já mapeada. O certo até o momento, é que o volume estimado dessas reservas pode vir a proporcionar ao Brasil a condição de importante exportador de petróleo e gás natural em médio ou longo prazo.

Um consenso entre os especialistas do setor é que a área do pré-sal é considerada uma das maiores e mais importantes descobertas petrolíferas do mundo dos últimos anos. Segundo a ANP, as descobertas do pré-sal têm potencial para triplicar em curto prazo, as reservas de petróleo e gás natural do Brasil, atualmente estimadas em 14 bilhões de Barris de Óleo Equivalentes - BOE (PETROBRAS, 2011).

Vários campos de petróleo e gás natural já foram descobertos na camada pré-sal. Na Bacia de Santos, os principais reservatórios já mapeados são os campos de Tupi (atual campo de Lula), Guará (atual campo de Sapinhoá), Bem-te-vi, Carioca, Júpiter e Iara. Lula é o mais conhecido e o principal campo de petróleo descoberto, com uma reserva estimada pela PETROBRAS entre 5 bilhões e 8 bilhões de Barris de Óleo Equivalentes. O óleo produzido em testes no campo de Lula apresentou até o momento, propriedades comerciais bem atraentes, como densidade entre 28,5°API e 30°API (escala arbitrária que mede a densidade de líquidos derivados do petróleo criada pelo *American Petroleum Institute-API*), baixa acidez e baixo teor de enxofre, sendo essas características de um petróleo de alta qualidade e alto valor de mercado. A PETROBRAS é a operadora desse campo, e detém 65% de participação, sendo os outros sócios a empresa britânica *British Gas* (BG Group), com 25%, e a portuguesa Petrogal (GALP) possui 10% de participação (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011). A Figura 66 apresenta um esquema das principais reservas já descobertas do pré-sal.

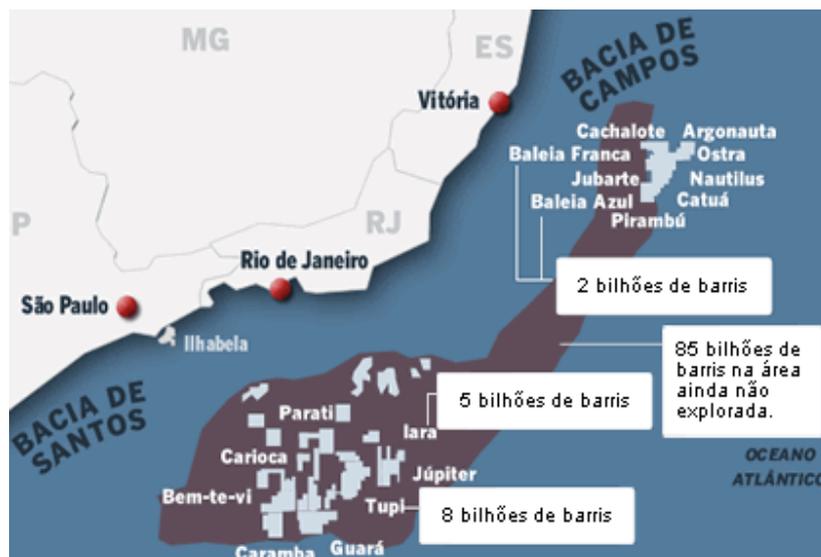


Figura 66 - Mapa das reservas do pré-sal.
Fonte: Acervo de imagens da PETROBRAS, 2010.

Segundo informações da PETROBRAS, o aproveitamento do gás do Teste de Longa Duração (TLD) do Projeto Piloto de Lula, previsto para produção inicial de 14 mil barris equivalentes por dia, se iniciou no final de 2011. Com uma produção inicial da ordem de um milhão de m^3/d , o gás extraído do reservatório passou a ser escoado para o continente e processado na unidade de processamento de gás natural de Caraguatatuba, litoral de São Paulo. Como o primeiro sistema definitivo de produção do pré-sal da Bacia de Santos, este reservatório concentrará as principais atividades de pesquisa e desenvolvimento dessa nova província nos próximos anos. Operado por meio do navio de produção Cidade de Angra dos Reis, sua capacidade de produção, quando todos os poços estiverem interligados até 2015, será de 100 mil bl/d de óleo e até 5 milhões de m^3/d de gás natural.

O campo de Guará, também na Bacia de Santos, tem volumes de 1,1 a 2,0 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural, com densidade em torno de $30^\circ API$. Já as reservas do Parque das Baleias (inclui Jubarte, Cachalote, Baleia Branca e Baleia Azul) localizado mais ao norte, em frente ao litoral do Espírito Santo, estão avaliadas atualmente entre 1,5 a 2,0 bilhões de barris equivalentes. A PETROBRAS prevê que só esses campos acima citados produzirão mais de 1,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia até 2020 (Agência PETROBRAS de notícias, 2011).

A PETROBRAS estima que seja necessário cerca de 600 bilhões de dólares em investimentos para desenvolvimento de tecnologias capazes de possibilitar a extração do petróleo e gás de forma segura, e que o retorno financeiro deverá ocorrer a partir de 2020.

Caso se confirme essa expectativa, o Brasil poderá ser o oitavo maior produtor mundial de petróleo já na próxima década, aumentando suas reservas em 50 bilhões de barris, considerando apenas as reservas já descobertas. A previsão de investimento da gigante brasileira em prospecção, perfuração, plataformas, refinarias e frota naval, é da ordem de 224 bilhões de dólares até 2014. São previstas compras de 254 navios, várias plataformas de produção e cinco novas refinarias para aumentar o refino doméstico em 50%. Só o Plano de Renovação de Barcos de Apoio, lançado em maio de 2008 pela PETROBRAS, prevê a construção de 146 novas embarcações, com a exigência de 70% a 80% de conteúdo nacional, a um custo total orçado em US\$ 5 bilhões (PETROBRAS - Plano Anual de Negócios 2011 - 2015).

Atualmente a PETROBRAS produz 2,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia no Brasil e no exterior. A meta anunciada pela companhia é chegar a 3,7 milhões em 2015 e 6,0 milhões de BOE por dia em 2020. Esse crescimento tornou-se possível devido à descoberta das reservas do pré-sal (Agencia PETROBRAS de notícias, 2011).

5.1.1 Histórico do desenvolvimento das reservas do pré-sal

O petróleo e gás existente na camada do pré-sal não são de fácil extração nem de fácil detecção, pois se encontram a grandes profundidades e sob camadas de sal. Dessa forma, o potencial produtivo do pré-sal brasileiro foi ignorado durante anos por absoluta falta de conhecimento de suas jazidas. A descoberta desses reservatórios envolveu esforços significativos em desenvolvimento de novas técnicas de prospecção, principalmente na área de atividades sísmicas.

Atualmente, a geofísica é capaz de oferecer novas tecnologias capazes de melhorar o imageamento dos dados em profundidade, como fontes acústicas com maior potência, coletas repetitivas (4D) e técnicas *wide azimuth* para melhorar a resolução do sinal sísmico no reservatório. Graças a esses e outros avanços na área de sísmica de reflexão foi possível detectar jazidas abaixo de uma camada salina que chega a dois mil metros de espessura. Em 2004 foram perfurados alguns poços em busca de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, acima da camada de sal, em rochas arenosas depositadas em águas profundas, que já eram conhecidas. Com o resultado positivo encontrado, a perfuração foi aprofundada até chegar à camada do pré-sal, onde os técnicos acreditavam que seriam encontrados grandes reservatórios de petróleo e gás (PETROBRAS, 2011).

Em 2006, quando a perfuração já havia alcançado 7.600 m de profundidade a partir do nível do mar, foi encontrada uma acumulação gigante de gás e reservatórios de condensado de petróleo. No mesmo ano, em outra perfuração feita na Bacia de Santos, a PETROBRAS e seus parceiros fizeram nova descoberta, que mudaria definitivamente os rumos da exploração no Brasil. A pouco mais de cinco mil metros de profundidade, foram descobertos indícios de óleo e gás abaixo da camada de sal, no campo inicialmente batizado de Tupi e atualmente chamado de Lula. O sucesso levou à perfuração de mais sete poços e em todos foram encontrados indícios de petróleo.

Essas descobertas permitiram à PETROBRAS investir em novas tecnologias para desenvolvimento de novas áreas do pré-sal. A experiência acumulada no desenvolvimento de campos em águas profundas da Bacia de Campos permitiu aos técnicos da PETROBRAS desenvolver e adaptar tecnologias capazes de gerar novas descobertas no pré-sal brasileiro. Novas tecnologias de perfuração de poços permitiram atravessar a camada de sal e encontrar petróleo e gás natural no campo de Parati em 2005. Este primeiro projeto demorou mais de um ano para ser concluído e custou cerca de US\$ 240 milhões. Segundo a assessoria da área de exploração e produção da PETROBRAS no pré-sal, a companhia atualmente consegue perfurar um poço no pré-sal em um período de três a quatro meses, a um custo de US\$ 100 milhões (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011).

Com o pré-sal da Bacia de Santos, foi iniciado um novo modelo de produção, baseado na descoberta de óleo e gás em reservatórios carbonáticos, com características geológicas diferentes dos até então conhecidos. Estimativas feitas pelo Grupo de Economia da Energia (GEE, 2011) apontam um potencial de oferta líquida de gás natural proveniente do pré-sal que poderá atingir até 2030 um valor entre 70 e 120 milhões de m³/d.

5.1.2 Desafios da produção do pré-sal

Para extrair o óleo e o gás da camada pré-sal, será necessário ultrapassar uma lâmina d'água de mais de 2.000 metros, uma camada de 1.000 metros de sedimentos e outra de aproximadamente 2.000 metros de rochas salinas, para que se possa retirar o petróleo e o gás com segurança sem o risco de ocorrência de acidentes ambientais. É um processo complexo e que demanda tempo e alto investimento (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011).

Corroboram para aumentar a dificuldade de extração de fluidos do pré-sal, a alta temperatura onde se localizam as reservas de hidrocarbonetos e a alta pressão dos

reservatórios, que fazem com que a estrutura das rochas se altere e adquira propriedades elásticas que as tornam mais maleáveis, o que dificulta a perfuração dos poços. Dessa forma, os gastos previstos em investimentos no desenvolvimento de tecnologias eficientes para a produção do pré-sal são muito altos e demandam tempo para apresentar resultados eficazes (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011). A Figura 67 apresenta um das camadas a serem vencidas para se acessar as reservas do pré-sal.

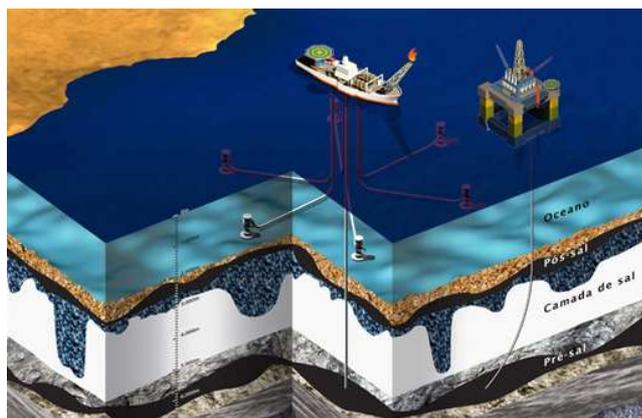


Figura 67 – Camadas atravessadas para produção do pré-sal.
Fonte: Acervo de imagens da PETROBRAS, 2010.

Um grande desafio encontrado no desenvolvimento do pré-sal é o ambiental. Os depósitos do pré-sal contêm uma grande concentração de dióxido de carbono, bem superior à de reservas existentes em águas mais rasas. A acidez gerada pelo CO_2 em ambiente úmido pode comprometer e danificar equipamentos de produção, prejudicando e encarecendo a extração. Como exemplo, é possível citar que no campo de Lula o teor de dióxido de carbono pode variar de 8 a 12%, obrigando a utilização de unidades de remoção de CO_2 nos sistemas de produção, gerando assim, custos adicionais ao projeto de aproveitamento do gás do reservatório.

Outro aspecto relevante da presença de altos teores de CO_2 nos reservatórios é que o dióxido de carbono é visto como um dos grandes vilões do processo de aquecimento global, de forma que o simples descarte desse gás na atmosfera não é mais aceito pela sociedade, gerando maiores custos de incorporação de processos de captura de carbono aos projetos de desenvolvimento da produção.

A grande dificuldade para a extração de fluidos do pré-sal está mais relacionada à instabilidade da camada de sal do que à profundidade dos reservatórios. O desafio de atravessar uma camada salina menos dura e bem menos estável do que a rochosa aumenta

sobremaneira o nível de complexidade da perfuração dos poços. O risco de desmoronamentos, com perda dos equipamentos utilizados, antes do revestimento dos poços estarem concluídos é muito grande (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011).

A alta corrosão dada pelo contato da camada de sal é também um obstáculo a ser enfrentado para a perfuração dos poços. Os tubos e as válvulas instaladas no fundo do mar terão de resistir à alta concentração de CO₂ e enxofre de alguns poços, e à agressividade química do sal. Ligas especiais de aço estão sendo desenvolvidas por empresas multinacionais para lidar com esse problema. A resistência do aço contra possíveis trincas no ambiente hostil do pré-sal deverá ser aumentada com a introdução no mercado da tecnologia CLC (*Continuous on Line Control*) pela Usiminas. A tecnologia baseia-se num sistema de resfriamento acelerado das chapas de aço, correspondendo na atualidade ao estado da arte em matéria de resistência de aço. A empresa fez um acordo de transferência dessa tecnologia com uma de suas acionistas, a japonesa *Nippon Steel* (USIMINAS, 2011).

Segundo a PETROBRAS, é preciso compreender melhor a formação geológica do petróleo e do gás do pré-sal. O sucesso da exploração dos novos campos depende de um maior conhecimento das características particulares das rochas carbonáticas microbianas brasileiras, as únicas no mundo que alojam hidrocarbonetos. Segundo a empresa, será preciso pesquisar muito mais sobre essas rochas e as três camadas rochosas onde estão o petróleo e o gás do pré-sal, quais sejam: rocha geradora, rocha reservatório e rocha selante (camada de sal).

Outro grande desafio à produção do pré-sal é a questão da logística envolvida na movimentação da produção até o continente. A grande distância entre o continente e a área de produção do pré-sal, gera a necessidade de desenvolvimento de alternativas que permitam o transporte eficiente a preços viáveis de pessoas, materiais e equipamentos entre o continente e a área de produção. Especificamente para aproveitamento do gás produzido, será necessário o desenvolvimento de tecnologias que permitam a redução do custo de produção e do transporte do gás até o continente.

Neste sentido, a logística associada ao esforço de produção pode tornar-se um grande gargalo operacional, pois as distâncias envolvidas dificultam sobremaneira o transporte das pessoas, o suprimento de cargas, equipamentos e combustíveis para a operação das sondas e das plataformas de produção. A distância das acumulações do pré-sal do litoral está no limite

da autonomia de vôo da maior parte dos helicópteros disponíveis. O tempo de navegação dos rebocadores também é muito grande, em função dessa distância. Uma possível solução, ainda em avaliação pela empresa, pode incluir a implantação de bases intermediárias entre a plataforma e a costa, que possam ser utilizadas para armazenamento de diesel e outros componentes e ainda facilitar a transferência de pessoas de um meio de transporte para outro. Essas bases poderiam servir a várias unidades de produção, alcançando assim uma interessante economia de escala (PETROBRAS/Site pré-sal, 2011).

Buscando acelerar o desenvolvimento das tecnologias necessárias, a PETROBRAS, através do seu Centro de Pesquisas (CENPES) criou inúmeros projetos de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias ligadas ao pré-sal. Um dos programas criados é o Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do pré-sal (PROSAL), que tem dezenas de projetos voltados para a busca de soluções nas áreas de engenharia de poço, engenharia de reservatório e garantia de escoamento, com o apoio de várias universidades brasileiras (Agencia PETROBRAS de notícias, 2011).

Um bom exemplo de nova tecnologia desenvolvida para exploração em águas profundas é o aperfeiçoamento dos sistemas de ancoragem desenvolvido e patenteado pela PETROBRAS em 1991. Os pesados cabos de aço foram substituídos pela aplicação de estacas tipo torpedo presas a cabos de poliéster, mais leves e flexíveis. O sistema reduziu custos e a área no solo marinho tomada pelos cabos, que formavam longas curvas até o solo marinho para permitir alguns movimentos do mar, como as elevações das marés. A solução foi mundialmente adotada (Agencia PETROBRAS de notícias, 2011).

5.2 Desenvolvimento da produção de gás não convencional

Recentes avanços tecnológicos ocorridos principalmente nos Estados Unidos estão permitindo o desenvolvimento e a viabilidade econômica da extração de gás natural de fontes não convencionais, até então não exploradas comercialmente. A principal fonte de gás não convencional atualmente em pesquisa e desenvolvimento é o chamado *shale gas*. Este recurso está mudando radicalmente o mercado de gás natural, através da perspectiva de forte aumento da oferta de gás mundial. A própria distribuição geográfica das reservas de gás natural existentes está sendo impactada, dado que as reservas estimadas de *shale gas* se encontram melhor distribuídas por praticamente todas as regiões do mundo. Grandes produtores de gás que atualmente monopolizam a oferta mundial de gás exportado tendem a perder fatias

expressivas de mercado quando as reservas de *shale gas* apresentarem maior nível de desenvolvimento.

5.2.1 Desenvolvimento da tecnologia de extração de *shale gas*

Gás natural não convencional é o gás presente em formações rochosas de baixa porosidade e de difícil acesso, requerendo tecnologias especiais para extração e aproveitamento. Dentre as formas de gás não convencional, o que recebe maior destaque atualmente pela comunidade gasífera é o *shale gas*, principalmente por ter causado uma forte redução de preços no mercado americano de gás natural, com repercussões na economia a nível mundial (GOMES, 2011).

A existência do *shale gas* ou gás de xisto é conhecida há bastante tempo no mundo, inclusive no Brasil, onde existem reservas conhecidas de xisto no Paraná. Existem registros datados de 1821, de produção de gás de xisto em águas rasas e de baixa pressão de fratura em Fredonia, Nova York, porém a produção em escala industrial só se iniciou a partir da década de setenta, quando o governo dos Estados Unidos começou a estimular o setor de produção de gás com investimentos em pesquisa e desenvolvimento de fontes alternativas de gás natural, em uma tentativa de diminuir a dependência americana do gás importado. Parcerias entre a iniciativa privada e o governo americano foram celebradas, de forma a fomentar o desenvolvimento da produção (NYSERDA, 2007).

Apesar de incentivos fiscais e linhas de crédito para desenvolvimento de pesquisas, somente há cerca de uma década houve um avanço significativo da técnica de produção de reservas de *shale gas*, quando a empresa *Mitchell Energy*, que trabalhava em uma estrutura geológica subterrânea no Texas, aperfeiçoou uma nova tecnologia de extração, conhecida como *fraturamento hidráulico*, a qual possibilitou a extração e o aproveitamento do *shale gas* em larga escala de reservatórios de baixa permeabilidade (GOMES, 2011).

O fraturamento hidráulico é a propagação de fraturas em uma camada de rocha, causada pela injeção de um fluido a alta pressão no reservatório. A tecnologia se baseia na perfuração vertical de um poço, complementada por uma perfuração horizontal de até 3.000 metros no interior do reservatório. Este processo é necessário uma vez que as camadas de xisto são pouco espessas em profundidade. Em seguida, aplica-se a etapa chamada de *canhoneio*, quando pequenas explosões controladas são conduzidas dentro do poço (espalhadas pela região horizontal), permitindo o início da injeção de produtos químicos a

altíssima pressão, com o objetivo de criar fendas ou fraturas (daí o nome da técnica) nas rochas do reservatório (EIA, 2011).

O fluido hidráulico utilizado é composto por mistura formada de água e areia de granulometria controlada (faixa de 98% a 99,5%) e alguns aditivos (faixa de 2% a 0,5%). Uma enorme variedade de aditivos pode ser utilizada na composição dos fluidos hidráulicos. Os aditivos mais utilizados são em sua maioria à base de celulose e outros polímeros de cadeia longa, com a principal função de aumentar a viscosidade do fluido hidráulico. Substâncias ácidas para redução e controle de *pH* também são quase sempre utilizadas durante o fraturamento hidráulico de um poço. Durante o período de 2005 a 2009, os produtos químicos mais utilizados como aditivos para fratura hidráulica foram metanol, álcool isopropílico, 2-butoxietanol e etilenoglicol (ASDREPORTS, 2011).

A fratura hidráulica das rochas ocorre quando a pressão do fluido no seu interior é suficientemente alta para vencer a resistência à tração das rochas do reservatório. As fraturas geradas pela injeção dos produtos químicos criam canais na rocha que permitem ao gás fluir para o poço vertical e ser extraído, aumentando significativamente as taxas de extração e recuperação final do produto. São utilizados areia e cimento para impedir que o gás escape sem controle pelas fraturas (EIA, 2011). A Figura 68 apresenta um esquema da geologia apresentada pelos diferentes tipos de reservas de gás natural.

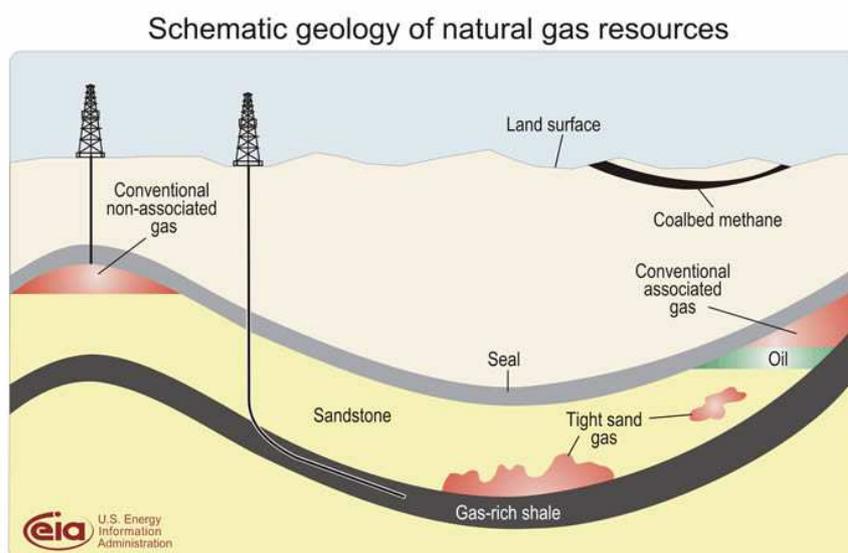


Figura 68 – Esquema da geologia das diferentes reservas de gás natural.

Fonte: *Energy Information Administration – EIA, 2011.*

Um importante item que também contribuiu para o aproveitamento em larga escala das reservas de *shale gas* foi a pesquisa em imagem chamada *microseismic*, conduzida pelo Grupo *Sandia National Laboratories* (gerenciado por *Sandia Corporation*, uma subsidiária do grupo *Lockheed Martin Corporation*), que desenvolveu a técnica de mapeamento geológico atualmente utilizada por praticamente todos os produtores de *shale gas* (EIA, 2011).

Na década de oitenta, a aplicação de novas tecnologias para a perfuração de poços horizontais utilizando equipamentos de telemetria para alcance do alvo veio consolidar de vez a utilização da técnica de perfuração horizontal para desenvolvimento de reservatórios de *shale gas* e, conseqüentemente, o aproveitamento em larga escala da produção de gás não convencional (EIA, 2011). A Figura 69 apresenta um esquema completo da tecnologia de extração de *shale gas*.

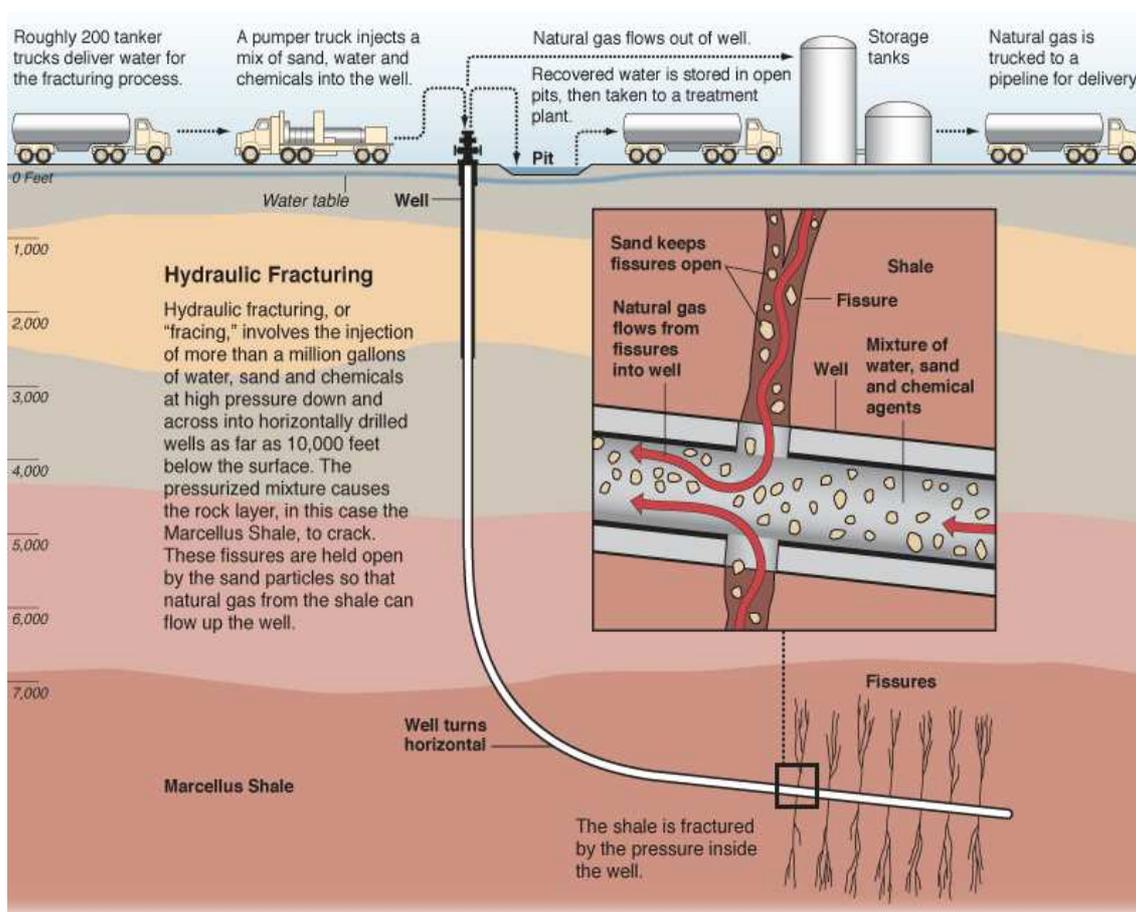


Figura 69 – Esquema da tecnologia de extração de *shale gas*.

Fonte: *Energy-vision*, 2011.

O aperfeiçoamento da tecnologia de extração de *shale gas* revelou um potencial jamais imaginado. Atualmente os Estados Unidos ultrapassaram a Rússia como maior produtor de gás mundial, graças a um abrupto crescimento da produção americana que se deu a partir de

2008, com o *shale gas*. Ganhos de produtividade trazidos pela nova tecnologia de extração de gás não só aumentaram a oferta de gás como também derrubaram o preço do gás nos EUA e, conseqüentemente, no mundo todo. Atualmente, o preço do gás natural se desvinculou do preço do petróleo e segue com tendência oposta ao aumento previsto para outras fontes de energia, principalmente por conta da grande produção de *shale gas*.

5.2.2 Reservas mundiais de *shale gas*

As reservas mundiais de *shale gas* ainda não são totalmente conhecidas. Poucos países iniciaram as pesquisas necessárias para mapeamento e quantificação do tamanho dessas reservas. A única certeza comum a todos os especialistas do setor é que essas reservas seriam consideravelmente maiores que as reservas de gás natural proveniente das fontes convencionais até então conhecidas (GOMES, 2011).

Várias regiões no mundo apresentam grande potencial de produção de gás não convencional, porém, com exceção da América do norte, este recurso ainda não recebeu atenção e investimentos capazes de mapear, quantificar e desenvolver as reservas existentes. Este quadro tende a se alterar nos próximos anos, principalmente em regiões com poucas ou insuficientes reservas convencionais de gás para abastecimento de seus mercados internos, como a Europa, a Argentina e alguns países asiáticos, grandes consumidores do produto, como a China e Índia. Esses países estão começando a investir na exploração e desenvolvimento desses recursos, de forma a eliminar ou reduzir a sua dependência de importação de gás (GOMES, 2011).

Estados Unidos e Canadá concentram atualmente 90% da produção mundial de gás não convencional, sendo o tamanho das reservas americanas, estimadas em 23,3 trilhões de m³ pela *Energy Information Administration* (EIA, 2011). Este volume seria suficiente para abastecer o país por mais de 30 anos, considerando a projeção de aumento de consumo previsto. O início da produção americana de gás não convencional inundou o mercado interno com o produto, fazendo o preço internacional despencar, uma vez que as necessidades de importação do maior consumidor mundial caíram significativamente, a partir do início da produção interna de *shale gas* dos Estados Unidos. Ainda segundo dados da EIA, a produção americana de gás não convencional cresceu nos últimos anos de forma significativa, passando de 75 para 300 bilhões de m³/a. No mesmo período, a produção de gás convencional permaneceu em queda constante e gradativa. De fato, em 1990, as fontes não convencionais

representavam cerca de 15% da produção total de gás dos Estados Unidos. Já em 2008 essas fontes ultrapassavam 50% da produção total (EIA, 2011).

Um efeito imediato causado por esta nova fonte mundial de gás pode ser visto no mercado americano, onde terminais existentes de regaseificação de GNL (terminais importadores de gás) estão ociosos e já existem alguns projetos em desenvolvimento para a construção de terminais exportadores de gás, levando os EUA de grandes importadores para o patamar de exportadores de gás natural oriundo das reservas de *shale gas* americanas.

Atualmente, os Estados Unidos possuem 20% das reservas mundiais de *shale gas* e 80% da capacidade instalada de produção no mundo. Também segundo a EIA (2011), outro fato relevante para o mercado de gás é que a produção canadense de gás não convencional já representa um terço da produção total do país, algo em torno de 160 milhões de m³/d. A formação de *shale gas*, chamada *Marcellus Shale*, possui 246 mil km², com centro na Pensilvânia, nos Estados Unidos, e se estende desde a Virgínia Ocidental e Ohio até o sul de Nova York. Atualmente, estima-se que a formação contenha cerca de 14 trilhões de m³ de gás, o que a transformaria no segundo maior depósito de gás natural do mundo, depois do campo *South Pars-North Dome*, entre o Irã e o Catar (EIA, 2011).

O relatório *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States* (EIA, 2011) apresentou uma avaliação inicial das reservas mundiais estimadas de *shale gas*. A Tabela 14 apresenta as maiores reservas por país estimadas em 2011 pela EIA.

Tabela 14 – Principais reservas mundiais de *shale gas*.

País	Reservas (m ³ * 10 ⁹)
United States	24,28
Argentina	21,80
Mexico	19,18
South Africa	13,66
Australia	11,15
Canada	10,93
Libya	8,17
Algeria	6,51
Brazil	6,37
Poland	5,27
France	5,07
Norway	2,34

Fonte: *Energy Information Administration* – EIA, 2011.

A Figura 6.5 apresenta um mapeamento das reservas até então conhecidas de *shale gas* no mundo. É importante ressaltar que as grandes áreas em cinza presentes no mapa apresentado na Figura 70 representam a falta de um levantamento mais abrangente que englobe mais países, visto que importantes produtores de gás convencional, como Rússia, Irã e outros do oriente médio ainda não buscaram conhecer suas reservas de *shale gas*, por não haver um estímulo econômico.

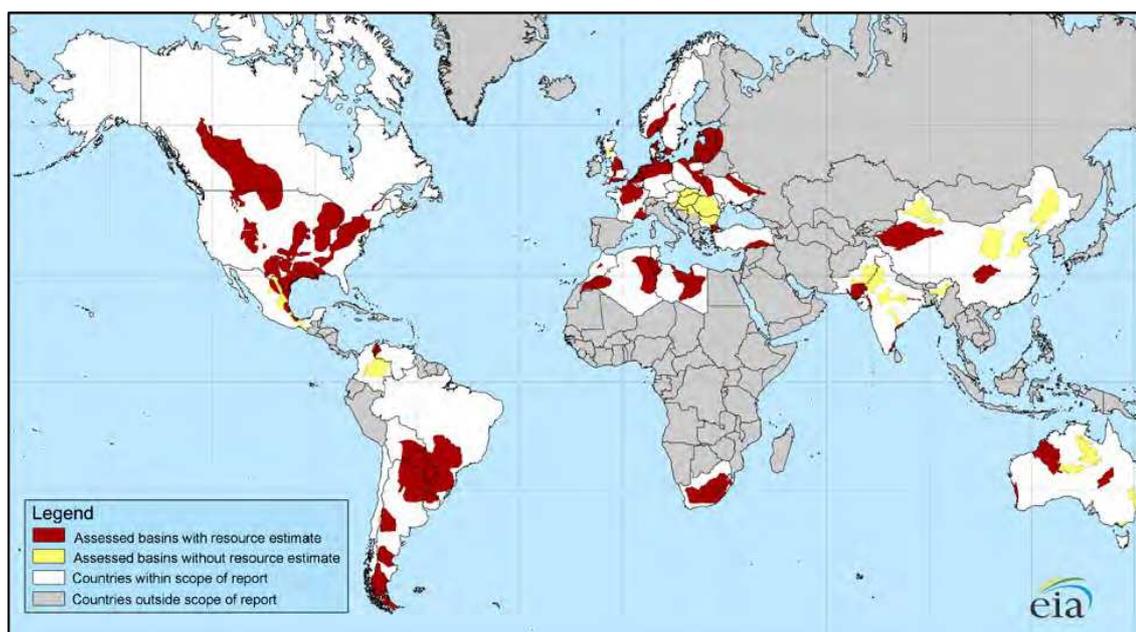


Figura 70 – Localização de reservas estimadas de *shale gas*.

Fonte: *Energy Information Administration* – EIA, 2011.

5.2.3 O *shale gas* no Brasil

De acordo com um estudo recente do Instituto de Energia da KPMG Global (Rede Global de Firmas Independentes) realizado em 2012, o Brasil ocupa atualmente a décima posição entre os detentores de reservas de *shale gas* no mundo (uma posição atrás da classificação da EIA publicada em 2011). Com reservas estimadas em 226 bilhões de m³ e conforme avaliação da EIA, o Brasil pode tornar-se o segundo maior produtor deste tipo de energia em futuro não muito distante.

Apesar de ter reservas consideráveis de *shale gas* em suas bacias sedimentares, o Brasil ainda não iniciou a pesquisa e desenvolvimento dessas reservas, preferindo disponibilizar seus recursos para desenvolvimento das reservas do pré-sal brasileiro. O baixo investimento no desenvolvimento das reservas brasileiras de *shale gas* certamente terá como repercussão direta o atraso da entrada do país neste mercado de gás não convencional.

Atualmente, o único site de produção de gás não convencional no Brasil ocorre em São Mateus do Sul, no estado do Paraná, onde uma unidade industrial produz gás de xisto através da utilização do Processo PETROSIX. Este processo é uma tecnologia desenvolvida pela PETROBRAS com a finalidade de extrair hidrocarbonetos presentes em rochas da Formação Irati, uma formação geológica Permiana da Bacia do Paraná (PETROBRAS/PETROSIX).

É importante ressaltar que esta produção brasileira de gás de xisto e outros combustíveis não tem origem em reservatórios de *shale gas*, mas sim da mineração a céu aberto de rochas de folhelho betuminoso. Esta unidade industrial produz cerca de 14 mil toneladas anuais de gás de xisto, além de outros combustíveis líquidos, como óleo combustível, nafta e GLP (PETROBRAS/PETROSIX).

5.2.4 Impactos no mercado de gás natural convencional

Um importante efeito potencial do *shale gas* é o geopolítico, pois as reservas de gás não convencional não estão concentradas em poucas regiões, mas espalhadas pelo mundo todo e presentes em vários países grandes consumidores de gás. China, Argentina e outros países da Europa estão apostando nesta nova fonte de suprimento de gás e planejando a realização de grandes investimentos no setor produtivo. Países como a China estão dispostos a promover a produção do *shale gas*, a fim de se tornar mais autossuficientes e para atender às demandas crescentes da energia (EIA, 2011).

Vários projetos de desenvolvimento de reservas de *shale gas* serão iniciados nos próximos anos nos países importadores do produto e a tendência é aumentar significativamente a oferta do produto no mercado mundial, que de certa forma, deve desfavorecer os principais fornecedores atuais, como é o caso da Rússia. Também é relevante o fato de que vários países produtores de gás fizeram grandes investimentos em unidades de liquefação e terminais de carregamento de GNL, visando exportar o produto para os Estados Unidos, porém, como a perspectiva atual de mercado é uma oferta excessiva do produto, a tendência do preço do gás é continuar baixo, prejudicando a viabilidade financeira de novos projetos por parte dos países exportadores, assim como a saúde econômica das unidades existentes. A abundância não prevista de gás no mercado interno americano atingiu países tradicionalmente exportadores, assim como candidatos a novos fornecedores, como Angola,

Moçambique e também o Brasil, que tinha a intenção em longo prazo de exportar gás do pré-sal para os EUA (GOMES, 2011).

Dessa forma, é inevitável que as relações comerciais atualmente existentes entre produtores e consumidores de gás se modifiquem, já que a tendência futura é que regiões atualmente demandantes do produto se tornem autossuficientes no médio e longo prazo.

Um levantamento preliminar na América do Sul sugere que os maiores depósitos de *shale gas* encontram-se na Argentina, Brasil e Colômbia. Mas a Argentina é o único país sul-americano que parece ter definido investir na produção em grande escala do produto, principalmente na área sul do país, onde o *shale gas* da Bacia de Neuquén vem sendo apontado como uma opção para reduzir os problemas de racionamento e risco de desabastecimento atualmente existente. Segundo pesquisa realizada em 2011 pela KPMG, é esperado pelo mercado interno que a produção de *shale gas* ocorra entre três a cinco anos. A maioria dos projetos de *shale gas* no local está sendo realizada através de *joint ventures*, com a participação de grandes empresas globais do setor energético (KPMG, 2011).

Grandes empresas do setor de petróleo e gás convencional já perceberam o potencial desta fonte alternativa de gás natural e estão se posicionando no mercado de *shale gas*. Como exemplo, a *Exxon Mobil* adquiriu nos EUA em 2009 uma área com 32 mil km² de terrenos com formações de xisto. Empresas como a *Chevron*, *Nova Chemicals*, *Sumitomo*, *Dow Chemical*, *EQT Corporation*, entre outras, se envolveram em compra de áreas produtoras de *shale gas*, com o intuito de garantir participação neste mercado e o abastecimento de suas unidades industriais que utilizam gás natural como matéria-prima. A aquisição mais recente foi realizada pela *Chevron* cuja área negociada é de 922 km² na bacia de *Marcellus*. A reserva comprada tem capacidade de fornecer 140 bilhões de m³ adicionais para as unidades industriais da empresa (KPMG, 2011).

5.2.5 Desafios para o futuro do *shale gas*

Apesar de se apresentar como uma fonte abundante em alguns países, ser normalmente mais barato do que o gás natural convencional e considerado o combustível da transição de uma matriz energética suja para uma mais limpa por reduzir as emissões de gases de efeito estufa, o *shale gas* ainda enfrenta resistência em algumas regiões do mundo para conseguir as devidas permissões de extração (KPMG, 2011).

Os principais desafios para o desenvolvimento do mercado do *shale gas* apresentam fatores de caráter político e econômico. Os fatores políticos envolvem as incertezas quanto à segurança ambiental no processo de extração de gás. Já os fatores econômicos estão vinculados ao baixo preço do gás atualmente praticado nos principais mercados consumidores.

Levantamentos recentes elencam os riscos ambientais que podem ser encontrados durante o processo de fraturamento hidráulico que é feito para possibilitar a extração do gás. O risco de solubilização de gás natural em lençóis freáticos com liberação do gás quando da utilização da água, causando explosões em residências e problemas de saúde para a população tem deixado os governantes de vários países receosos em liberar a exploração de reservas de *shale gas* em seus territórios (KPMG, 2011).

Moradores de regiões próximas aos grandes campos de exploração estão se questionando sobre esta possibilidade de contaminação da água potável pelas emissões fugitivas de gás natural. Embora especialistas afirmem que a camada rochosa que é fissurada horizontalmente para liberar o gás natural está localizada em profundidade segura (em torno de 2 km) e que entre a rocha do reservatório e os lençóis de água existem múltiplas camadas de rocha impermeável que não permitem que a água injetada e o gás escapem para as reservas subterrâneas de água potável, geólogos de toda parte do mundo não descartam totalmente esta hipótese. Os vídeos e imagens que circulam pela internet da água que entra em chamas quando acionadas com uma faísca de ignição têm causado grande apreensão entre a comunidade científica e pessoas comuns em todo o mundo (GAS SUMMIT LATIN AMERICA, 2012).

Alguns especialistas acreditam que a responsável pelo vazamento de gás não é a fissura realizada na camada de *shale gas*, mas sim a perfuração inicial do solo que libera o gás natural mais próximo da superfície, permitindo que o mesmo ingresse nos aquíferos ou suba para a atmosfera. É essa água com gás em solução que invariavelmente percorre as tubulações de água e chega até as torneiras de domicílios próximos aos sites de produção de *shale gas* (GAS SUMMIT LATIN AMERICA, 2012).

A Agência Americana de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency - EPA*) propôs recentemente os primeiros limites de poluição para o *shale gas*. Uma das grandes preocupações do órgão envolve o gás que escapa para o ar durante a perfuração do

poço, sendo o propósito da EPA aplicar esses novos padrões de controle de poluição para cerca de 25 mil poços de gás natural espalhados nos Estados Unidos (EPA, 2011).

Outra questão fundamental apresentada como um grande desafio a ser superado, é o impacto ambiental produzido pelos produtos químicos utilizados como aditivos do fluido hidráulico, pois, segundo alguns ambientalistas, esses aditivos têm uma grande possibilidade de estar contaminando os lençóis freáticos acima dos reservatórios de gás das regiões produtoras. O Departamento de Proteção ao Meio-Ambiente da Pensilvânia (*Pennsylvania Department of Environmental Protection*, 2011) compilou o primeiro catálogo completo dos produtos químicos utilizados na extração de gás natural da formação de *Marcellus*. São mais de 80 produtos químicos diferentes, entre eles sal, gasolina, pesticidas, solventes, colas e tintas. Vários órgãos ambientais temem que estes produtos químicos possam contaminar fontes subterrâneas de água potável, embora este fato ainda não tenha sido constatado em qualquer campo produtor. Por sua vez, as empresas que fazem a extração do *shale gas* afirmam que os produtos químicos citados são manuseados com cuidado e que são fortemente diluídos em água e areia antes da injeção em um poço. Nesse contexto, enquanto a segurança ambiental da produção não estiver totalmente garantida por estudos científicos específicos, os produtores de *shale gas* encontrarão forte oposição de grupos ambientalistas ao desenvolvimento de novos campos produtores. Verdadeiras batalhas judiciais estão sendo travadas para decidir quem pronunciará a última palavra sobre permitir ou não a perfuração próximo a áreas populosas. Questões ainda não totalmente resolvidas como a veracidade do fato da prospecção do *shale gas* ter potencial de causar tremores de terra nas áreas de produção tendem a alimentar os argumentos dos setores da sociedade que são contra o avanço desta tecnologia de produção de gás natural.

Por outro lado, os investimentos necessários para prospecção, extração, transporte e distribuição do *shale gas* são obviamente desafios significativos para toda a cadeia da indústria de gás. O preço de venda do gás natural precisa remunerar os investimentos realizados e garantir a margem de lucro dos investidores. Com a incerteza de preços futuros, o gerenciamento de custos e riscos de financiamento são as principais prioridades para a indústria, que, por características próprias do negócio, opera com investimento de longo prazo. Neste ambiente de incerteza, fomentada pela oferta excedente do produto, a procura a atração de capital passa a ser um item crítico para o sucesso de novos empreendimentos.

6 TECNOLOGIAS EMBARCADAS PARA ESCOAMENTO E APROVEITAMENTO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL *OFFSHORE*

A indústria de gás natural é sabidamente bastante intensiva em capital. Os sistemas e equipamentos utilizados para produção, transporte e distribuição do produto requerem a aplicação de tecnologia de ponta e a aplicação de grande quantidade de recursos financeiros no desenvolvimento dos projetos de aproveitamento do gás.

No segmento de movimentação do produto, esta questão fica mais evidente quando comparamos o transporte dutoviário de petróleo com o gás natural. De fato, um oleoduto pode transportar cerca de dez vezes mais energia que um gasoduto de mesmo diâmetro, uma vez que, mesmo sob alta pressão, a densidade energética do gás natural é bem menor que a dos combustíveis líquidos. Dessa forma, os custos de movimentação do produto constituem uma fração significativa do custo total de implantação de um projeto de aproveitamento de gás natural.

Este fator intrínseco à composição do preço do gás natural corrobora para que as exportações e importações totais de gás representam apenas 30% da produção mundial, uma vez que a movimentação de gás não é simples nem barata. Enquanto o petróleo pode ser transportado por múltiplos modais de transporte, (dutos, navios, trens ou caminhões), o gás natural é transportado tradicionalmente por dutos, e, mais recentemente, por navios, a um custo por unidade de energia significativamente mais alto que o petróleo. Portanto, uma das questões fundamentais para a viabilização econômica da utilização do gás natural é sem dúvida, o seu transporte dos campos de produção até os grandes mercados consumidores.

O avanço tecnológico verificado nas últimas décadas da metalurgia para produção de tubos e também o grande desenvolvimento das técnicas de soldagem e construção de gasodutos proporcionaram a instalação de milhares de quilômetros de tubulações em todo o mundo, permitindo ao gás natural ser utilizado em grande escala por vários países desenvolvidos, como os Estados Unidos, Canadá, Japão e Alemanha.

Apesar disso, as grandes distâncias entre os campos produtores e os mercados consumidores ainda criam restrições à massificação da utilização do gás, principalmente o gás produzido em plataformas continentais distantes do litoral e em campos terrestres isolados.

O transporte em navios aparentemente é uma boa solução para grandes distâncias, porém ainda é pouco utilizado porque requer a liquefação do gás para diminuir seu volume e este processo requer altos investimentos nas estações de liquefação e gaseificação. A viabilidade econômica para esse tipo de instalação exige economia de escala, com elevado volume mínimo de gás a ser transportado. Isto restringe a utilização desta tecnologia a grandes unidades produtoras, com grandes reservas de gás e distantes dos mercados consumidores.

No caso brasileiro, a exploração de petróleo e gás natural *offshore* em regiões cada vez mais distantes da costa brasileira, tem se constituído em um forte agente motivador para o desenvolvimento e utilização de tecnologias embarcadas alternativas para o aproveitamento de gás natural, principalmente no cenário de produção do pré-sal brasileiro.

Espera-se que a aplicação destas tecnologias permita a antecipação do aproveitamento do gás associado produzido nas plataformas de produção de petróleo dos reservatórios do pré-sal, o qual, de outra forma, seria queimado na tocha, sem nenhum aproveitamento, enquanto os gasodutos (de elevado custo de instalação) necessários para o seu aproveitamento não estiverem concluídos. Também o aproveitamento de campos terrestres isolados de gás natural, distantes dos mercados consumidores, onde não seja viável a instalação de gasodutos, seja por questões técnicas, geopolíticas ou econômicas, pode ser viabilizado pela utilização dessas tecnologias alternativas. De outra forma, estes campos poderiam jamais ser aproveitados, em função da inviabilidade econômica de construção dos gasodutos necessários para movimentação do gás.

Atualmente, existem quatro possibilidades de rotas distintas disponíveis no mercado para aproveitamento de gás *offshore* (BAIOCO et al., 2007):

- (a) Rota gasodutos, através da concentração da produção em um determinado ponto e escoamento de gás por gasodutos a partir deste para o continente (esta é a rota convencional mais utilizada no mundo, com tecnologia amplamente dominada);
- (b) Rota transporte de gás em estado transitório, por redução de volume, como as tecnologias GNL (Gás Natural Liquefeito), GNC (Gás Natural Comprimido), GNA (Gás Natural Adsorvido) e HGN (Hidrato de Gás Natural);

(c) Rota transformação química, através da conversão do gás em produtos líquidos (tecnologia *Gas-to-Liquid* - GTL);

(d) Rota conversão de energia, através da transformação da energia química do gás em outra forma de energia, como a energia elétrica e transmissão por cabo submarino para a costa terrestre (tecnologia *Gas-to-Wire* - GTW).

As mais utilizadas atualmente são as tecnologias GNL (Gás Natural Liquefeito) e escoamento por Gasoduto. Porém, essas tecnologias necessitam de enormes reservas de gás provadas e de elevado capital inicial. Assim, em muitas situações, tecnologias alternativas podem vir a ser empregadas, com o objetivo de aumentar a oferta de gás natural para o mercado, principalmente no ambiente *offshore* (VAZ et al., 2008).

O objetivo da utilização dessas tecnologias é transformar o gás em produtos que possam ser transportados até o continente de forma mais simples e barata do que o modal convencional de escoamento por gasodutos. Após o condicionamento do gás produzido, o mesmo pode ser transformado em outro produto, a depender da tecnologia escolhida, por manipulação no próprio *site* de produção.

Um conceito mais radical em termos de alteração do produto a ser transportado é o caso da queima do gás na plataforma de produção para geração de energia elétrica (tecnologia *Gas-to-Wire*). Neste caso, a estrutura intrínseca do produto é completamente modificada por transformação da energia química do gás em energia elétrica para envio ao continente.

As tecnologias alternativas embarcadas atualmente disponíveis ou em estudo para aproveitamento de gás natural *offshore* são as seguintes:

- Gás Natural Liquefeito Embarcado – GNLE;
- Gás Natural Comprimido Embarcado – GNCE;
- *Gas-to-Liquid* Embarcado – GTLE;
- *Gas-to-Wire* Embarcado – GTWE;
- Gás Natural Adsorvido Embarcado – GNAE;
- *Gas-to-Solid* Embarcado – GTSE ou Hidrato de Gás Natural Embarcado - HGNE.

A aplicação destas tecnologias permite o transporte dos produtos gerados na conversão do gás natural produzido em pontos distantes da costa ou em pontos isolados em terra, a um

custo suportável pelo mercado consumidor, onde, de outra forma, o custo de escoamento do gás seria um obstáculo intransponível ao seu aproveitamento.

6.1 Gás Natural Liquefeito Embarcado – GNLE

No estado da arte atual, a tecnologia do Gás Natural Liquefeito (GNL) é a rota alternativa de transporte mais desenvolvida e aplicada no mundo para transporte de gás natural, depois do modal transporte por gasodutos. O Gás Natural Liquefeito é o gás natural, composto basicamente de metano, que após passar por um processo criogênico, torna-se líquido à pressão atmosférica e temperatura de -161°C . Nesse processo, seu volume é reduzido em torno de 600 vezes.

No caso da produção *offshore*, o modal de transporte da produção do gás natural via GNL pode ser utilizado para viabilizar economicamente a produção de campos de petróleo e gás muito distantes do continente. O gás produzido é liquefeito e enviado na fase líquida para o continente, através de navios, ao invés de ser queimado na tocha. Este aproveitamento, além de comercialmente interessante, permite a liberação da produção de petróleo pelos órgãos ambientais, uma vez que, com raras exceções, a queima de gás na tocha sem aproveitamento, não é mais permitida atualmente pela legislação brasileira.

A tecnologia GNL embarcada é composta por dois grandes sistemas principais: o tratamento primário ou condicionamento e a liquefação do gás natural, além dos sistemas auxiliares de armazenamento e transferência de GNL, todos integrados em uma unidade flutuante, normalmente composta por um navio tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*).

6.1.1 Processos de refrigeração de gás natural

A etapa mais importante dessa tecnologia é o processo de liquefação do metano ocorrida a -161°C , o que obriga a utilização de aços especiais com alto teor de níquel e materiais para uso criogênico em todos os equipamentos e tubulações que tenham contato com o produto, inclusive os tanques de armazenamento de GNL. Normalmente, vários ciclos de resfriamento por expansão podem ser utilizados em sequência para propiciar o alcance da temperatura necessária e compor o processo de liquefação do gás (BRANCO, 2008).

Os processos de refrigeração utilizados na liquefação do gás natural podem ser divididos em 3 categorias principais, conforme abaixo citado (BRANCO, 2008):

- Ciclos de Expansão;
- Refrigerante Misto;
- Ciclos em Cascata.

Os Ciclos de Expansão incluem a expansão *Joule-Thomson*, com degradação de pressão em equipamento estático, como válvulas de controle de pressão (processo de redução de pressão com entalpia constante) e a turbo-expansão, com degradação de pressão em equipamento rotativo, como o turbo-expansor (processo de degradação de pressão com entropia constante). Esta última contempla os ciclos de turbo-expansão abertos e fechados, simples e duplos, com um ou dois fluidos de refrigeração. Ambas as opções permitem ainda a pré-refrigeração a propano do gás natural, antes da refrigeração no ciclo principal. A Figura 71 apresenta um conjunto rotativo de um turbo-expansor utilizado para liquefação de gás natural.



Figura 71 – Conjunto rotativo de um turbo-expansor.
Fonte: VAZ et al., 2008.

A pré-refrigeração do gás natural utiliza normalmente um ciclo de resfriamento com o propano como agente refrigerante. A escolha do propano é devido à maior facilidade de obtenção do hidrocarboneto por separação direta do gás natural (várias unidades que utilizam esse sistema de pré-resfriamento separam o propano necessário ao ciclo do próprio gás natural produzido). A Figura 72 apresenta as quatro etapas básicas do ciclo de refrigeração a propano.

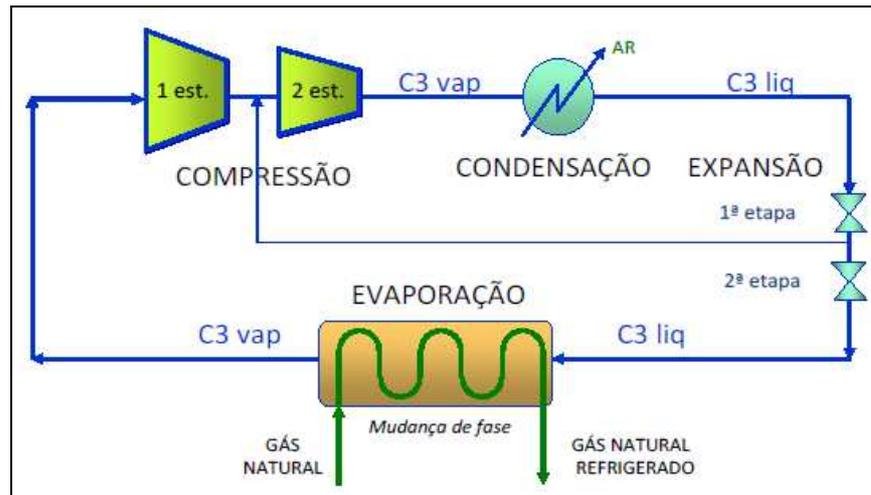


Figura 72 – Etapas básicas do ciclo de refrigeração a propano.
Fonte: VAZ et al., 2008.

A título de visualização dos processos termodinâmicos envolvidos em cada uma das etapas do ciclo, a Figura 73 apresenta as etapas do ciclo de refrigeração a propano sobre um esquema do diagrama de fases *Pressão versus Entalpia* do propano refrigerante utilizado na pré-refrigeração do gás natural.

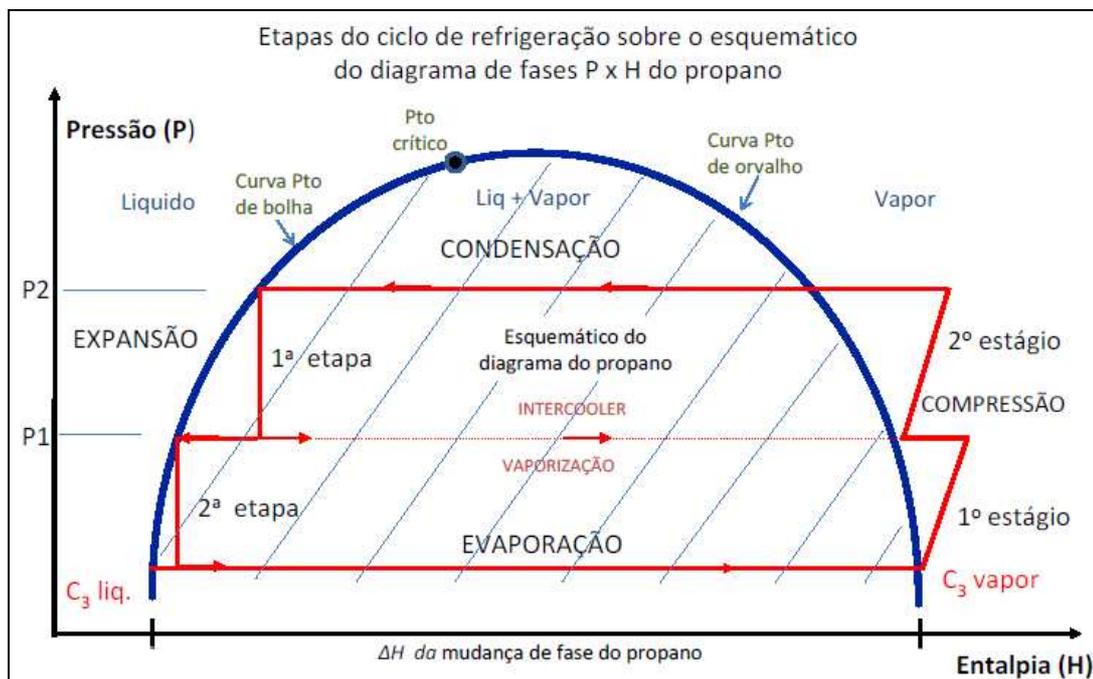


Figura 73 – Esquema do diagrama de fases $P \times H$ do propano.
Fonte: VAZ et al., 2008.

O processo Refrigerante Misto pode utilizar ciclos simples ou duplos de refrigeração. Os ciclos simples podem ser de um único estágio ou duplo estágio de troca térmica, sendo que ambos possuem a possibilidade de pré-refrigeração a propano. Os ciclos duplos de

refrigerante misto podem ser do tipo fluido misto em cascata ou o processo de refrigerante misto pré-resfriado a propano (C3MR – *Propane Pre-Cooled Mixed Refrigerant*).

Um desenho esquemático básico do processo C3MR é apresentado na Figura 74, onde o gás natural oriundo da unidade de remoção de gases ácidos e secagem é pré-resfriado até aproximadamente -35°C por um ciclo a propano. Depois do resfriamento, o gás passa através de um circuito de tubos no trocador de calor criogênico principal, onde é liquefeito e sub-resfriado até -162°C pelo refrigerante misto (BRANCO, 2008).

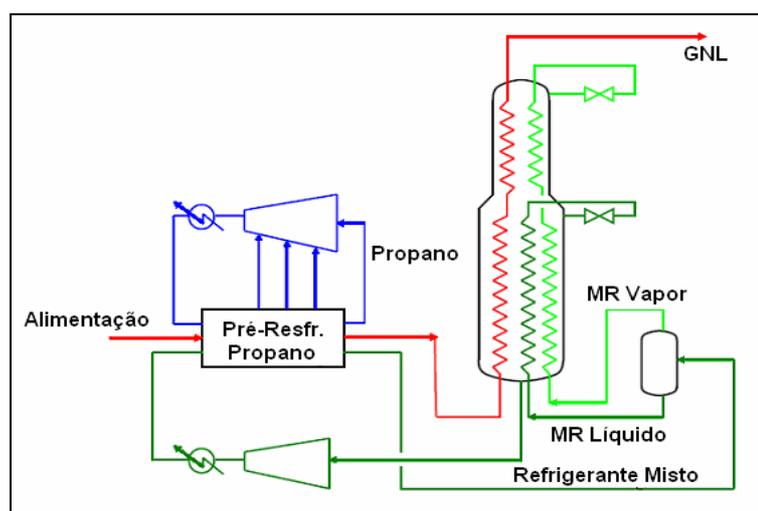


Figura 74 – Processo de refrigeração por refrigerante misto pré-refrigerado a propano.
Fonte: BRANCO, 2008.

Embora o processo C3MR seja o mais utilizado na produção de GNL em plantas terrestres de alta capacidade (*baseload onshore liquefaction plants*), este processo não é o mais adequado para aplicação *offshore* devido principalmente a problemas com movimentos da embarcação, que podem afetar os processos de separação e transferência de calor, reduzindo a eficiência da planta, além de questões de logística, vinculada à necessidade de utilização e estocagem de fluido refrigerante (propano), o que aumenta o espaço necessário para a planta de liquefação e obriga a existência de logística própria para manutenção de seu inventário (BRANCO, 2008).

Apesar das limitações citadas, o processo C3MR, por ser bastante rústico e simples poderia ser bastante atraente para uso marítimo, caso se torne possível sua adaptação à atividade *offshore*. Estudos com este propósito estão sendo realizados por várias empresas de engenharia de desenvolvimento de processos de aproveitamento de gás natural, de forma a possibilitar a aplicação desta tecnologia já consagrada no uso *onshore*.

O processo de refrigeração em Cascata contempla o ciclo clássico de refrigeração pela expansão do metano em cascata (aberto ou fechado) e o ciclo cascata otimizado (BRANCO, 2008).

Segundo LEO (2008), os principais critérios de escolha de um processo de liquefação em condições *offshore* são: segurança, robustez, simplicidade, custo, compatibilidade, flexibilidade, confiabilidade e operacionalidade. Na seleção do processo de liquefação do sistema deve-se considerar a relação de compromisso entre eficiência e simplicidade. Os ciclos de expansão, apesar de não serem tão eficientes quanto os ciclos de refrigerante misto e cascata, por apresentarem baixa complexidade, alta flexibilidade em relação à variação na composição da carga, e alta robustez, são considerados os mais apropriados para integrarem os projetos de GNLE (BRANCO, 2008).

A Figura 75 apresenta um ciclo de refrigeração genérico por expansão de nitrogênio, bastante utilizado na produção *offshore* de GNL, instalada em navios tipo FPSO.

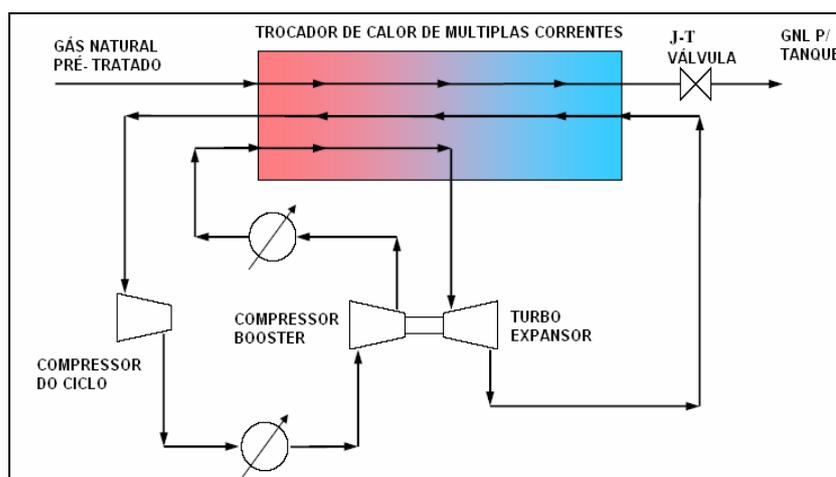


Figura 75 - Ciclo de refrigeração por expansão de nitrogênio.

Fonte: BRANCO, 2008.

6.1.2 Sistema de desidratação de gás natural

Seja qual for o processo termodinâmico escolhido para a liquefação do gás natural, a etapa de desidratação do gás durante o condicionamento do gás é crítica, pois equipamentos de sistemas criogênicos são facilmente obstruídos por formação de hidratos, em caso de presença de umidade residual no gás condicionado. A tecnologia atualmente mais difundida para desidratação do gás produzido capaz de oferecer um nível aceitável de segurança contra entupimentos por formação de hidratos é a peneira molecular. As peneiras mais utilizadas para desidratação de gás possuem partículas formadas por zeólitas tipo A, sintéticas de

alumino-silicatos metálicos, com grande capacidade de retenção de água (da ordem de 22,5 kg de água retida para cada 100 kg de peneira) e diâmetro de 3,2 mm. São utilizadas esferas cerâmicas inertes sobre grades metálicas para suporte do leito dentro dos vasos reatores (VAZ et al., 2008).

O gás natural transpassa o leito das peneiras, porém a umidade do gás fica retida nos poros das partículas da peneira. O diâmetro dos poros é definido de forma a permitir que as moléculas de água penetrem e fiquem retidas no mesmo. As moléculas de metano (bem maiores) não conseguem acessar os poros das partículas da peneira e passam direto pelos interstícios. A Figura 76 apresenta um modelo do leito de peneira molecular de um vaso reator.



Figura 76 – Modelo do leito de peneira molecular.
Fonte: VAZ et al., 2008.

O sistema de desidratação que utiliza peneira molecular exige a utilização de, no mínimo, dois vasos reatores com leitos de peneira operando de forma alternada: enquanto um permanece em operação desidratando o gás produzido, o outro é colocado em regeneração para a extração da água que fica retida no leito da peneira durante a etapa de operação (desidratação do gás) e assim, retornar às condições originais da peneira e ter recuperada a sua capacidade de retenção de água. A Figura 77 apresenta um esquema do sistema completo de regeneração do leito de peneiras, onde pode ser observado que o gás de reciclo utilizado para regeneração (aquecimento e extração de água dos leitos) não é desperdiçado. O mesmo retorna para o sistema junto com o gás de carga da unidade. Um forno garante o aquecimento adequado do gás de reciclo (em torno de 250°C) para a extração da água e um pequeno compressor garante o aumento de pressão necessário para que o gás vença a perda de carga do leito e tenha energia para voltar ao sistema, junto com o gás de carga da unidade.

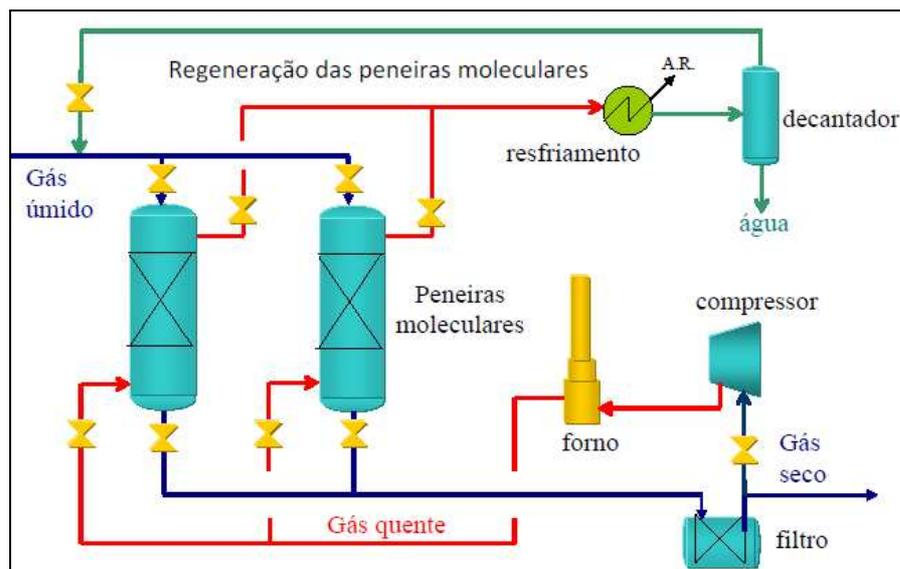


Figura 77 – Esquema do sistema de regeneração das peneiras moleculares.
Fonte: VAZ et al., 2008.

6.1.3 Cadeia de valor do GNLE

A cadeia de valor completa do GNLE é composta, basicamente, das seguintes etapas abaixo:

- Produção e condicionamento do gás natural;
- Liquefação do gás natural;
- Armazenagem do GNL na própria unidade de produção;
- Transferência do GNL da unidade de produção para navios de transporte especializados (*LNG Carriers*);
- Transporte do GNL por navios de transporte até os Terminais de recebimento em terra (Terminais de Regaseificação);
- Recebimento, Armazenagem e regaseificação em Terminais no continente;
- Injeção do gás natural regaseificado na rede de gasodutos existente;
- Entrega aos consumidores finais através da rede de gasodutos (termelétricas, indústrias, veículos, residências, etc).

A Figura 78 apresenta um esquema da cadeia de valor do GNLE.

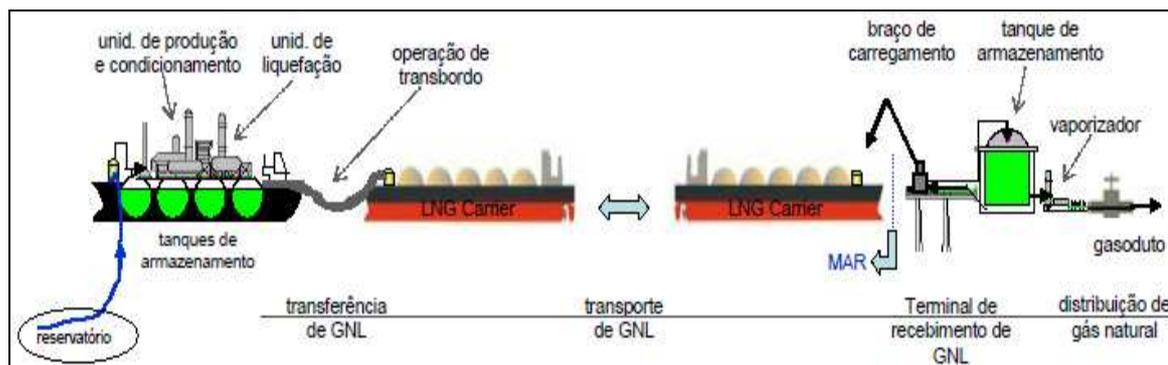


Figura 78- Cadeia de Valor do GNLE.

6.1.4 Transporte de GNL

O transporte marítimo de GNL é realizado em tanques especiais, capazes de operar à baixas temperaturas e pressão atmosférica. Os tanques são divididos em duas categorias: Tanque Tipo Membrana e Tanque Tipo Independente (LEO, 2008). A categoria Tanque Tipo Membrana contempla os seguintes tanques:

- (a) GTT Mark III, com 1,2 mm de espessura de parede em aço inox, e isolamento térmico de espuma reforçada de poliuretano de 270 mm;
- (b) GTT nº 96, com 0,7 mm de espessura de parede em Invar® (36% Ni), e isolamento térmico através da combinação de caixas de madeira compensada com perlita.

A Categoria Tanque Tipo Independente contempla os seguintes tanques:

- (c) tanque esférico MOSS, com 50 mm de parede de liga de alumínio, e isolamento em espuma reforçada de poliuretano de 250 mm;
- (d) IHI-SPB, com espessura de parede de 10 a 25 mm, formada pela combinação de liga de alumínio, aço inox e aço de alta liga, e isolamento em espuma reforçada de poliuretano de 250 mm.

As Figuras 79 e 80 apresentam uma ilustração da forma dos principais tanques de navios normalmente utilizados para transporte de GNL.

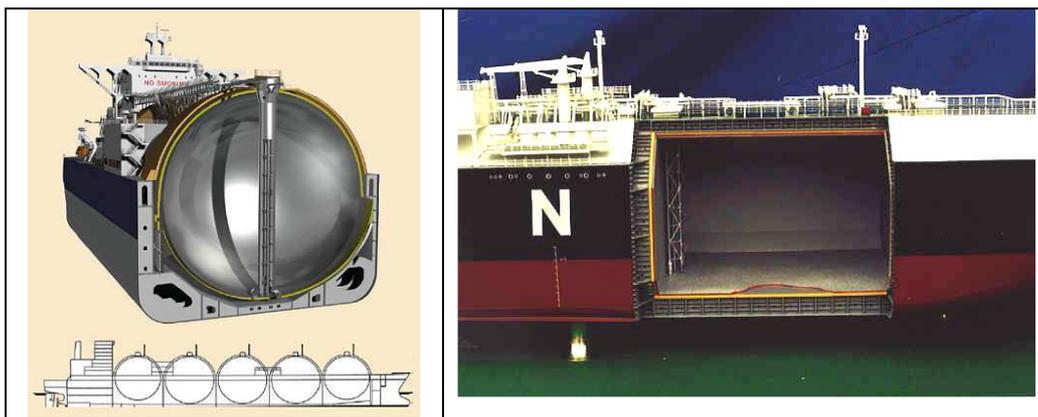


Figura 79 – Tanque esférico utilizado para transporte de GNL.
 Figura 80 – Tanque tipo membrana utilizado para transporte de GNL.
 Fonte: LEO, 2008.

Diferentemente do tanque para transporte convencional de GNL, o projeto do tanque de armazenamento de GNL do navio GNLE deve levar em consideração condições de preenchimento parcial, as quais intensificam o efeito do choque do produto com as paredes do tanque ou efeito *sloshing* (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

Os tanques tipo Membrana possuem restrições quanto ao nível de preenchimento, pois suas paredes não resistem aos esforços causados pelo *sloshing* do GNL quando o tanque encontra-se parcialmente preenchido. Já os tanques esféricos MOSS, apesar de resistirem aos esforços causados pelo *sloshing* em situações de preenchimento parcial do tanque, não propiciam espaço plano no convés da embarcação para posicionamento da planta de produção de GNL. Dessa forma, o tanque IHI-SPB acumula vantagens em relação aos outros tipos de tanques, se apresentando como o mais apropriado para utilização na tecnologia GNLE, pois combina as vantagens de alta resistência ao impacto e disponibilidade de área plana no convés da embarcação para instalação das plantas de processo (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

Um dos grandes desafios na utilização dessa tecnologia embarcada para aproveitamento de gás natural de campos distantes é o sistema de transferência de líquido criogênico entre as embarcações. O uso de braços de carregamento propicia a transferência do produto em condições ambientais tranquilas, com pouco vento e ondas baixas, porém existem restrições à realização dessa operação em caso de mar agitado. O uso de mangotes especiais para uso criogênico também traz restrições importantes, como o risco do contato com a água do mar. Estas restrições à transferência do produto podem ocasionar paradas não programadas de todo o sistema de produção, inclusive afetando a produção de petróleo do campo.

DEVEHAT (2008) apresenta o estado da arte da tecnologia de braços de carregamento marítimo (MLA – *Marine Loading Arms*) destinados à transferência de GNL. O equipamento projetado pela FMC Technologies S.A para transferência de GNL é constituído por uma junta articulada em movimento constante, capaz de resistir aos esforços induzidos pelas constantes oscilações rotacionais ocorridas quando o braço de carregamento está conectado ao navio aliviador de GNL (BIRUEL JÚNIOR, 2008). A Figura 81 apresenta um braço de carregamento de GNL em teste na fábrica.



Figura 81 - Braço de carregamento de GNL no banco de testes dinâmicos da FMC.
Fonte: DEVEHAT, 2008.

De uma forma geral, a aplicação desta tecnologia é indicada para a exploração de campos de gás *offshore* distantes da costa, com taxa de produção variando de 1 a 5 milhões de toneladas de GNL por ano (BRANCO, 2008).

As Figuras 82 e 83 apresentam fotos de navios com diferentes tipos de tanques para transporte de GNL.



Figura 82 - Navio de transporte de GNL com cinco tanques esféricos (MOSS).
Fonte: ABS, 2006.

Figura 83 - Navio de transporte de GNL com tanques de membranas duplas.
Fonte: Oil & Gas Journal-PennWell Corp., 2005.

6.2 Gás Natural Comprimido Embarcado – GNCE

De uma forma geral, a aplicação desta tecnologia é indicada para a exploração de pequenos campos de gás *offshore* ou *onshore* distantes dos pontos consumidores, com vazões de produção de gás pequenas. Sua aplicação *offshore* torna-se bastante interessante para evitar a queima e desperdício de gás em campos de produção de petróleo distantes do continente, dessa forma, viabilizando projetos que não teriam aproveitamento econômico com a aplicação de tecnologias mais convencionais.

A cadeia de valor desta tecnologia embarcada compreende os sistemas de condicionamento, compressão, armazenamento do gás natural em cilindros pressurizados a uma pressão de 250 bar e posterior transporte em navios até pontos de recebimento do produto no continente. A partir do ponto de recebimento, o gás pode ser entregue aos clientes finais pela rede de gasodutos existente ou através de caminhões carregados com cestas de cilindros especialmente desenvolvidos para atendimento às demandas de indústrias e postos de abastecimento, num raio de até 300 km do ponto de recebimento de gás, no caso de regiões não atendidas pela rede de gasodutos convencionais. Esta aplicação é denominada por alguns autores como *Gasoduto Virtual* ou *Gasoduto Móvel* e tem como benefício direto a antecipação do consumo de gás natural em uma região ainda não atendida por gasodutos, facilitando dessa forma, a viabilização econômica da ampliação futura da rede (WHITE MARTINS, 2009). A Figura 84 apresenta um esquema da cadeia de valor do GNCE.

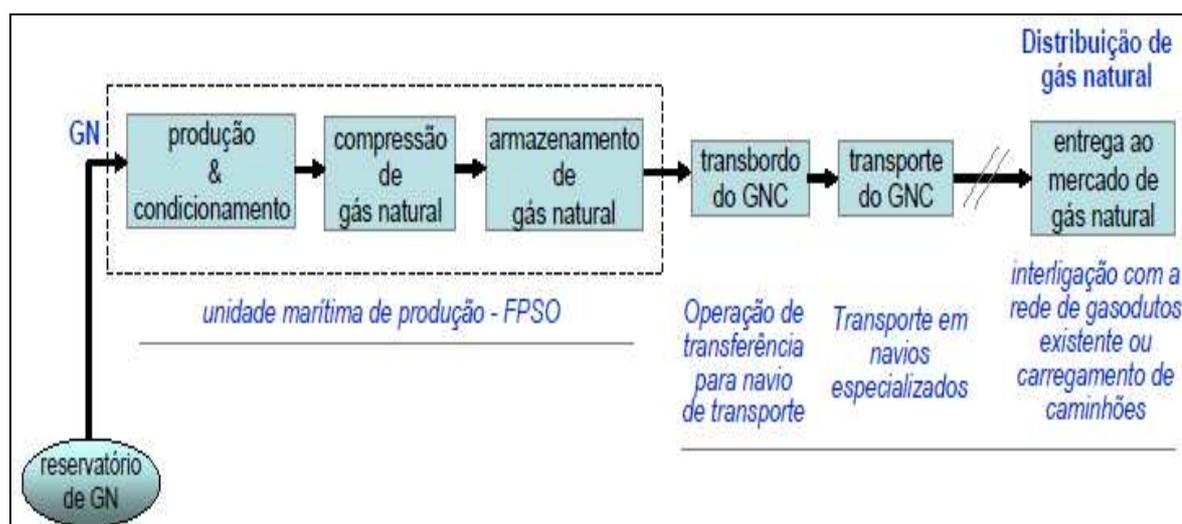


Figura 84 - Cadeia de valor do GNCE.

Vários estaleiros e armadores nos EUA, Canadá, Noruega, Japão e Coreia estão desenvolvendo projetos de embarcações destinadas a transporte de gás natural comprimido. A

operação desse tipo de embarcação é bastante simples comparada a dos navios metaneiros operando com GNLE. Em uma primeira etapa, o navio de transporte encosta na unidade marítima de produção, onde o gás é produzido, condicionado, comprimido e transferido para o sistema de armazenagem. Na segunda etapa, de volta ao continente, descarrega-se o gás na rede local de gasodutos existentes ou diretamente para uso em uma termelétrica de grande porte.

Uma grande vantagem econômica desse modal de transporte de gás sobre o gasoduto convencional, é que o investimento não representa um *custo afundado* (investimento que não pode ser reaproveitado em outro projeto), já que, esgotada a produção de uma área, o navio pode operar em outra.

O maior desafio na utilização dessa tecnologia embarcada é o fato do gás natural ter uma baixa densidade, o que obriga a utilização de altas pressões no transporte da fase vapor para se conseguir uma quantidade de massa de combustível significativa e viabilizar o projeto. A utilização de altas pressões no armazenamento do gás exige a aplicação de grandes espessuras de parede dos cilindros de gás. Isso aumenta muito o peso dos cilindros, encarece a fabricação dos mesmos e torna o sistema de transporte menos eficiente. Em síntese, temos embarcações muito pesadas, com grandes quantidades de aço aplicado nos cilindros, para transportar uma massa de gás não muito grande. Vários projetos pelo mundo estão desenvolvendo tecnologias, visando principalmente, a redução da espessura das paredes dos equipamentos de contenção do gás e com isso, reduzir significativamente o peso de transporte do produto.

6.2.1 Tecnologia Coselle®

A tecnologia Coselle®, proposta pela empresa canadense *SEA NG*, é constituída por um sistema patenteado para armazenamento de gás em alta pressão em serpentinas de tubos de pequeno diâmetro. Por possuírem pequeno diâmetro, os tubos possuem paredes finas, mas que resistem à pressão de armazenamento do GNC (250 bar).

A tecnologia está em construção e testes. O novo sistema batizado de Coselle® é na verdade, uma mistura de *Coil* (bobina), com *Carrossel*, dando origem ao novo equipamento. O sistema é composto por cerca de 17 km de tubos de aço de alta resistência, com diâmetro de 6 polegadas ou menor, enrolado num carretel e suportado por uma estrutura chamada *carrossel*. Cada Coselle® tem entre 15 a 20 metros de diâmetro, e entre 2,5 a 4,5 metros de altura, e

chegam a pesar cerca de 550 toneladas. Um único Coselle® tem capacidade para transportar até 3,0 milhões de m³ de gás natural quando na máxima pressão de armazenamento (SEA NG, 2008). A Figura 85 apresenta uma foto do tubo de baixo diâmetro sendo enrolado como uma bobina na estrutura circular que define a utilização do termo carrossel para esta tecnologia de transporte de gás pressurizado (SEA NG, 2008).



Figura 85 - Tubo sendo enrolado na estrutura *carrossel* (tecnologia Coselle®).
Fonte: SEA NG, 2008.

O navio especialmente projetado para uso desta tecnologia contém inúmeros tubos. Os tubos são empilhados em suportes montados no interior do navio e são conectados por um sistema de válvulas projetadas especificamente para este propósito. As pilhas de tubos podem ser configuradas de diferentes maneiras propiciando a construção de navios de transporte de gás com capacidade de armazenamento variando entre 1,0 a 30 milhões de m³ de gás. Este sistema de armazenamento apresenta vantagens significativas de custo e segurança em relação aos cilindros pressurizados convencionais de grande diâmetro e grande espessura de parede do costado. O sistema Coselle CNG está em desenvolvimento há cerca de uma década por uma equipe de especialistas navais e de gás (SEA NG, 2008). As Figuras 86 e 87 apresentam uma configuração possível dos tubos em disposição *Carrossel* e a sua aplicação no navio de transporte de GNC.

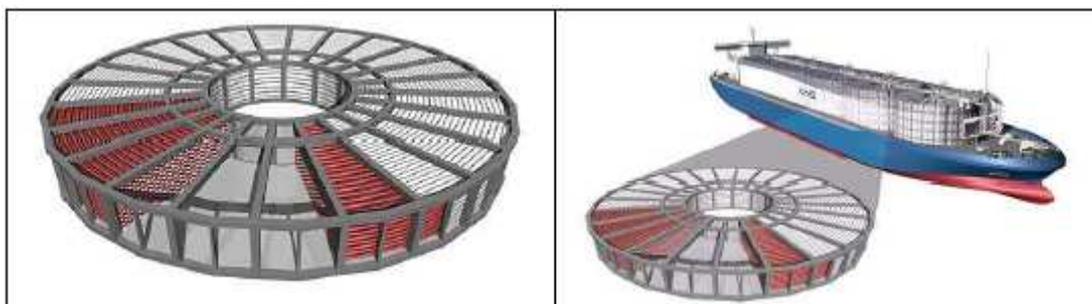


Figura 86 - Sistema de armazenamento de gás natural a alta pressão Coselle®.
Figura 87 - Aplicação da tecnologia Coselle® em navio de transporte de GNC.
Fonte: SEA NG, 2008.

Outros projetos de navios podem ser desenvolvidos com a mesma tecnologia Coselle®. Cada projeto desenvolvido especificamente para uma demanda busca otimizar espaço e volume transportado, minimizando o peso total da embarcação. Quanto mais os projetos caminham nesta direção, tanto mais fácil será a viabilização econômica da tecnologia e mais rapidamente os campos de gás *offshore* isolados poderão entrar em operação comercial.

6.2.2 Tecnologia GTM® (Gas Transport Module)

A tecnologia GTM é baseada no desenvolvimento tecnológico patenteado por *NCF Industries Inc.* e licenciado para a companhia *TRANSCANADA*. Esta tecnologia consiste em vasos de pressão de aço reforçados com material compósito, utilizados para o transporte de gás natural. O sistema é um método de transporte de gás natural eficiente e seguro, pois utiliza processos e tecnologias provadas e componentes genéricos, usualmente disponíveis no mercado. As primeiras aplicações de compósitos para armazenamento de combustível datam de 1960, quando a companhia *Amoco* desenvolveu tanques subterrâneos de armazenamento de gasolina em material composto. Mais recentemente, alguns fabricantes de cilindros de GNV (Gás Natural Veicular) passaram a utilizar material composto (*TRANSCANADA*, 2008).

Nesta tecnologia de vasos de pressão reforçados por compósitos, o cilindro é composto por uma alma metálica de aço de alta resistência envolvida por um material composto de fibra de vidro e resina. A alta resistência do reforço da fibra de vidro, combinada com a ductibilidade do aço de baixa liga proporcionam um vaso de pressão extremamente resistente à ruptura. Um sistema de transporte de gás natural baseado na tecnologia GTM® é 40% mais leve que um sistema convencional de mesma natureza, baseado na tecnologia de cilindro totalmente metálico, sendo possível sua aplicação em caminhões, trens, barcas e navios. A utilização do reforço de compósito nas paredes dos cilindros permite a redução da espessura usada e, conseqüentemente, a redução do peso dos mesmos (*TRANSCANADA*, 2008).

Em uma aplicação típica de transporte de gás natural comprimido utilizando a tecnologia GTM®, o gás é inicialmente submetido a um processo de desidratação para prevenir congelamento ou formação de hidratos, quando da ocorrência de baixa temperatura durante os processos de carga e descarga. O gás é então comprimido, resfriado e, opcionalmente, refrigerado, para atingir uma temperatura ótima no interior do cilindro. A

refrigeração é utilizada para contrapor o efeito de aumento de temperatura no interior dos cilindros durante o processo de enchimento. No ponto de descarga, o gás é aquecido e expandido até o nível de pressão da rede de recebimento. Existe a possibilidade da instalação de um compressor no terminal de descarga para propiciar o descarregamento econômico dos cilindros, ou seja, diminuir o volume de gás residual no interior dos módulos (TRANSCANADA, 2008). A Figura 88 apresenta um esquema do projeto de um navio GNCE utilizando a tecnologia GTM®.

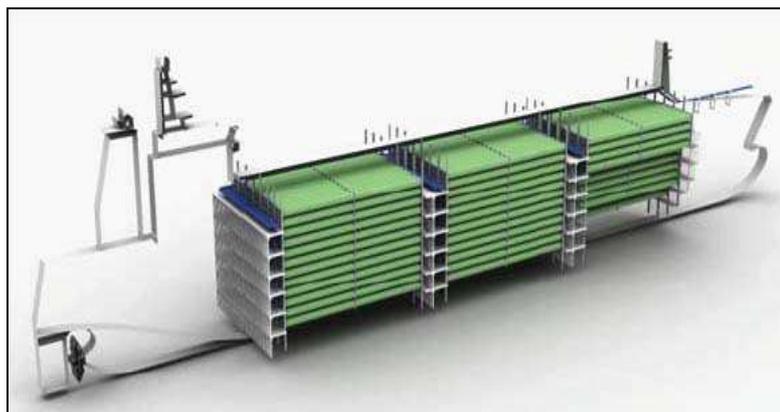


Figura 88 - Esquema de um navio GNCE de tecnologia GTM®.
Fonte: TRANSCANADA, 2008.

6.2.3 Tecnologia VOTRANS® (*Volume Optimized Transport and Storage*)

O sistema VOTRANS® tem como principal vantagem a redução da pressão de armazenamento requerida para menos de 140 bar. Antes de entrar no compartimento de carga, o gás é resfriado através de um sistema de refrigeração embarcado para aproximadamente - 29°C. Neste regime de temperatura, o projeto VOTRANS® pode operar em pressões muito menores (100 a 125 bar) que se estivesse operando à temperatura ambiente. Isso se dá devido à redução do fator de compressibilidade. Desta forma, o compartimento de carga requer menor espessura de parede, reduzindo o peso de aço transportado (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

O sistema permite uma grande variação na composição e qualidade do gás, de forma que um processo de condicionamento convencional do gás natural na plataforma de produção é suficiente para permitir o seu armazenamento e transporte para posterior aproveitamento.

O processo permite o armazenamento de hidrocarbonetos líquidos junto com o gás, resultando em uma alta densidade energética do produto transportado. Conforme BIRUEL JÚNIOR (2008), o processo também admite um teor razoável de água na corrente de gás a ser comprimido, algo em torno de 3 a 6 libras por milhões de standard pés cúbicos (lb/MMscf) .

A Figura 89 mostra o efeito da redução de temperatura no comportamento do fator de compressibilidade do gás natural.

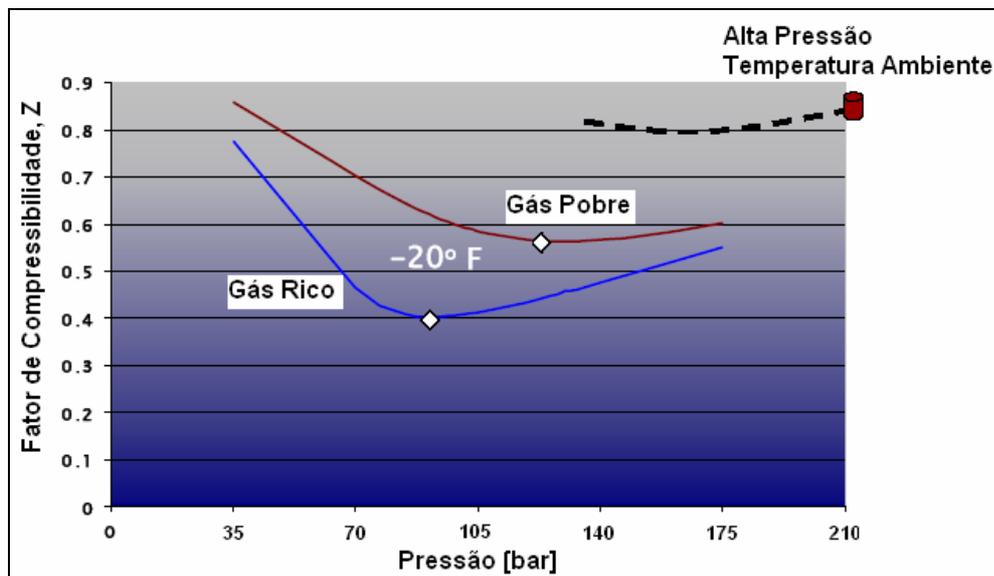


Figura 89 - Comportamento do fator de compressibilidade em função da temperatura.
Fonte: BURIEL JÚNIOR, 2008.

Basicamente, o sistema de armazenamento de gás VOTRANS® consiste de tubos de aço de alta resistência e grande diâmetro, com 36 metros de comprimento, verticalmente orientados. Um módulo tanque consiste num conjunto de 24 tubos isolados por um conjunto de válvulas especialmente projetadas para esta utilização (BIRUEL JÚNIOR, 2008). Esta configuração pode ser vista na Figura 90.

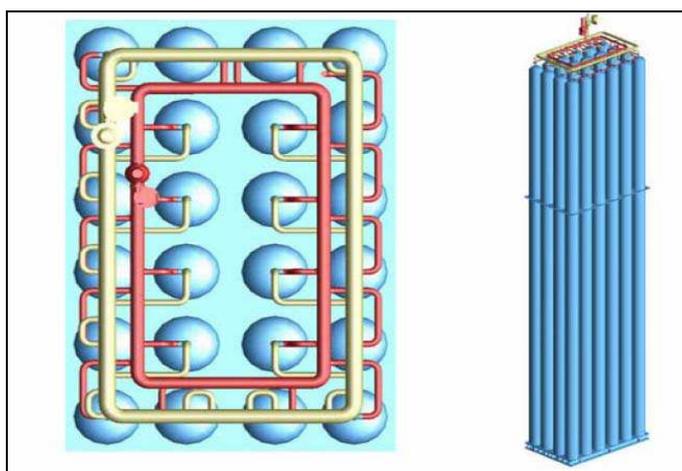


Figura 90 - Módulo tanque da tecnologia VOTRANS®.
Fonte: BIRUEL JÚNIOR, 2008.

O sistema VOTRANS® utiliza um processo próprio de líquido de deslocamento para facilitar o carregamento e o descarregamento do sistema de armazenamento de gás. Este

processo consiste na prévia pressurização (pressão de transporte do gás) de um conjunto de cilindros com uma solução de etileno glicol e água. O gás, após passar pelo processo de resfriamento, é introduzido no conjunto de cilindro, deslocando o líquido (solução de etileno glicol e água) para outro conjunto de cilindros. Este processo se repete até o enchimento de todo o compartimento de carga. Quando o último conjunto de cilindros é preenchido com gás, o fluido de deslocamento é estocado, no estado resfriado, em um tanque isolado a bordo do navio. O projeto de enchimento em cascata necessita um inventário de líquido de deslocamento que ocupa entre 8 a 10% da capacidade do sistema de contenção de carga do navio. O descarregamento do gás ocorrerá de maneira similar, mas de forma reversa, de modo que o líquido de deslocamento empurre o gás para fora do sistema de contenção de carga, em um processo em cascata, a pressão constante. Em contraste a outros sistemas de descarga que não utilizam fluido de deslocamento, a quantidade de gás residual após o processo de descarregamento no interior dos cilindros é aproximadamente nula (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

Para manter as condições ambientais necessárias no sistema de contenção de carga, o sistema é termicamente isolado com painéis finos de espuma de poliuretano (*Polyurethane Foam - PUF*). Uma corrente de nitrogênio refrigerado circula através dos sistemas de contenção de carga para compensar a troca de calor do sistema (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

O projeto conceitual original é baseado em um navio específico para carregar 700 milhões de standard pés cúbicos (MMscf) de gás pobre (ENERSEA, 2008).

Outras tecnologias estão atualmente em desenvolvimento no mundo para utilização de GNC embarcado, porém as tecnologias acima apresentadas apresentam maior grau de desenvolvimento e já demonstram grande viabilidade técnica de utilização imediata.

6.3 *Gas-to-Liquid* Embarcado – GTLE

O objetivo principal dessa tecnologia é a transformação do gás natural (metano) em hidrocarbonetos líquidos por meio de catalisadores, normalmente à base de cobre, níquel e zircônio. Pesquisas relacionadas a buscas de aditivos como Ru, Pt, W, Zr, Co, Fe e Cr vêm sendo realizadas, visando um aumento de atividade e estabilidade em novos sistemas catalíticos e com isso obter um aumento das taxas de conversão. Contudo, esses estudos parecem estar longe de conclusões definitivas (SOUZA-AGUIAR, 2005).

A principal e distinta vantagem da tecnologia GTL embarcado em relação às outras tecnologias é o aproveitamento da infraestrutura existente de transporte dos produtos obtidos. Os produtos dessa tecnologia podem ser estocados, manuseados, transportados e comercializados com os métodos convencionais que já estão bem estabelecidos e podem ser utilizados em equipamentos de projetos convencionais, também já bastante conhecidos (BRANCO, 2008).

Em uma configuração mais básica, sem a etapa de especificação de produtos líquidos definidos, o transporte do produto final pode ser feito em conjunto com o petróleo produzido. Neste caso o produto final do processo é um óleo sintético, sem características físico-químicas específicas, que pode ser adicionado à corrente de petróleo produzida pelo campo produtor sem maiores problemas.

Outra importante vantagem da tecnologia é que os produtos obtidos pelo processo GTL podem, em parte, atender a atual necessidade ambiental por produtos mais limpos. Por exemplo, o GTL pode viabilizar a obtenção do *Ultra Low Sulfur Diesel* (ULSD) sem a necessidade de uma unidade de tratamento adicional de dessulfurização (BRANCO, 2008).

Um dos grandes desafios enfrentados por projetos de planta GTL para produção de óleo sintético é a otimização da integração energética da etapa de produção do gás de síntese com a etapa de conversão em óleo sintético. Essa dificuldade é resultado da influência da tecnologia da etapa de produção do gás de síntese na eficiência térmica do processo completo da planta. A escolha da tecnologia de produção determina a necessidade, ou não, de uma planta de produção de oxigênio, influenciando, portanto o custo de capital do processo completo (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

Em função das características de aplicação de cada tecnologia, é bastante evidente que os objetivos do GTL embarcado e do GTL tradicional (plantas construídas no continente) são diferentes. No GTLE, o objetivo principal é viabilizar o aproveitamento do gás natural produzido, enquanto que no GTL tradicional busca-se a produção de produtos líquidos de maior valor agregado, como os produtos Premium (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

A tecnologia GTL embarcada compreende, basicamente, a conversão do gás natural em gás de síntese, através de uma reação de reforma a vapor e posterior conversão do gás de síntese em óleo sintético, através da reação de síntese *Fischer-Tropsch* (FT). A síntese de FT obtém como produto, por meio de reações exotérmicas, uma mistura complexa de

hidrocarbonetos lineares, não-lineares e produtos oxigenados. Sendo os principais produtos parafinas e olefinas. Os produtos obtidos são determinados pelas condições termodinâmicas do reator, como temperatura, composição do gás de síntese utilizado como carga e o tipo de catalisador utilizado. A reação de FT é um processo de crescimento das cadeias de carbono na superfície de um catalisador adequado.

Estes processos são, preferencialmente, conduzidos em reatores compactos de baixo peso e dimensões, sendo normalmente este equipamento o mais importante da unidade. Reatores que utilizam a tecnologia de micro-canais são os mais indicados para uso *offshore* em unidades de produção de petróleo, devido principalmente ao seu peso e dimensões reduzidas, conforme já mencionado.

A Figura 91 apresenta um esquema de uma planta para conversão do gás natural em óleo sintético, composta pelas seguintes etapas: Tratamento inicial do gás natural, Dessulfurização, Reforma a vapor (produção do gás de síntese), Separação do hidrogênio, Síntese *Fischer-Tropsch* e Geração de facilidades industriais.

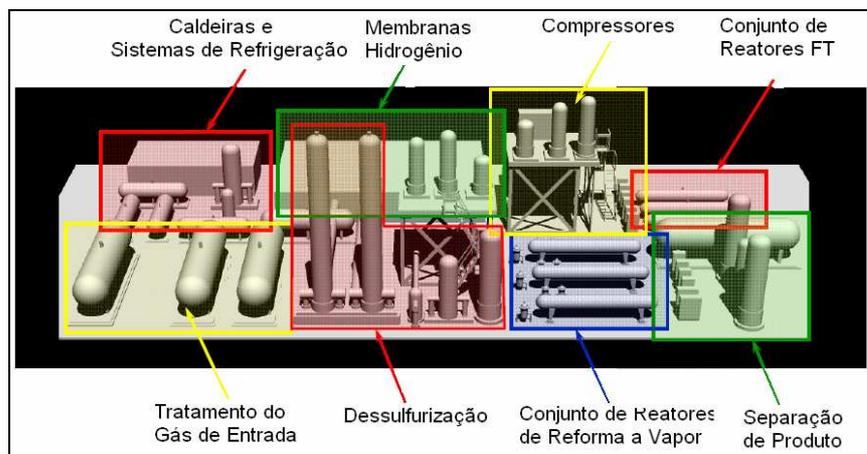


Figura 91 - Esquema de uma planta de GTL Embarcada.

Fonte: BIRUEL JÚNIOR, 2008.

É importante enfatizar que existem outras possibilidades de utilização do conceito GTL para conversão de gás natural em produtos líquidos especificados, como por exemplo, a produção de metanol, de DME (dimetil-éter) e de vários outros produtos oxigenados diretamente a partir do metano, porém, qualquer produto com especificação final para venda exigiria um sistema de escoamento separado do óleo, obrigando a aplicação de investimentos de maior monta (SOUZA-AGUIAR, 2005).

6.3.1 Utilização do reator de processo de micro-canais

A tecnologia de reatores utilizando micro-canais nasceu da necessidade de desenvolvimento de reatores químicos compactos, que seriam instalados no subsolo das facilidades de armazenamento de material radioativo oriundo de usinas nucleares. A idéia era tratar o resíduo radioativo da usina *in situ*, eliminando os riscos de contaminação humana durante o transporte. Um reator de processo que utiliza micro-canais consiste de pilhas de placas finas posicionadas próximas uma das outras, formando os micro-canais. As placas são projetadas cuidadosamente para criar os canais com dimensões específicas, gerando grande regularidade e conectividade. Os fluidos de processo circulam através dos canais, dessa forma conduzindo as conversões químicas e trocas de calor. Em alguns casos, catalisadores podem ser depositados no interior dos canais para aumentar as taxas de conversão (MAZANEC, 2003).

A eficiência dos processos de reforma com vapor do metano e a síntese de FT é limitada pela capacidade de transporte de massa e calor dos reatores convencionais. Dessa forma, a tecnologia de reatores com micro-canais pode ser aplicada para redução de custos em projetos de pequena escala, pois essa tecnologia intensifica a transferência de massa e calor no interior do reator, sendo então possível aplicar com sucesso a tecnologia de micro-canais para reduzir custo do GTL (MAZANEC, 2003).

Uma vantagem importante da tecnologia de reatores de processo por micro-canais é o pequeno tempo de residência necessário na zona quente. Esta característica é possível neste tipo de reator porque as moléculas encontram a superfície da parede, para troca de calor e reação, muito mais freqüentemente que em reatores tubulares convencionais. Curtos períodos de residência são extremamente importantes para reações como a reforma a vapor, uma vez que evitam a formação de coque. Outra importante característica do reator de micro-canais é seu tamanho reduzido. Segundo MAZANEC, o tamanho do reformador a vapor em micro-canais é 1/25 do tamanho de um reformador a vapor convencional, refletindo em pequena área requerida para instalação, sendo apropriado para aplicações *offshore*. Dessa forma, essa característica do processo GTL por micro-canais atendem à principal necessidade de um projeto GTLE, qual seja, tamanho e peso reduzido. Assim sendo, esta tecnologia está sendo estudada por grandes empresas da indústria do petróleo e gás natural interessadas no desenvolvimento do GTLE, como por exemplo, a PETROBRAS.

6.3.2 Tecnologia GTL Velocys®

Um empreendimento em conjunto (*joint venture*) formado pelas empresas *Velocys*, *Modec* e *Toyo Engineering* buscou integrar as vantagens da tecnologia de GTL por micro-canais (tamanho reduzido dos equipamentos de processo, alta velocidade e controle nas reações químicas e a alta produtividade) em projetos de plataformas de produção de petróleo, criando um projeto de GTL Embarcado. Este projeto adotou como premissas para seleção das tecnologias a facilidade de instalação em embarcações (projeto modular) e o baixo consumo de água (redução da necessidade de dessalinização). Dessa forma, a tecnologia de reatores de processo de micro-canais mostrou-se como a mais adequada ao projeto. Uma planta de demonstração em escala reduzida foi construída e encontra-se em operação desde 2007 (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

As unidades de processamento químico Velocys® são caracterizadas por um arranjo paralelo de micro-canais, com dimensões típicas variando entre 0,01 e 0,2 polegadas. Os processos apresentam muito baixa resistência de transferência de calor entre o fluido de processo e as paredes do canal. Esta estrutura permite o uso de catalisadores mais ativos que em sistemas convencionais, aumentando a eficiência da reação de conversão. Dessa forma, os reatores utilizados podem apresentar um tamanho de 0,1 a 0,01 vezes o de um equipamento convencional (VELOCYS, 2008).

Os dois processos mais importantes de uma planta GTL são a produção de gás de síntese e a síntese Fischer-Tropsch. Dessa forma, a escolha das tecnologias a serem utilizadas no projeto GTL embarcado deve priorizar a eficiência dessas duas etapas.

Na primeira etapa do processo ocorre a conversão do gás natural em gás de síntese (hidrogênio + monóxido de carbono). A reforma a vapor é preferencialmente escolhida para compor a tecnologia de GTL micro-canais porque evita a necessidade de utilização de uma planta de produção de oxigênio, possui alta eficiência térmica e apresenta baixo consumo de água. A Figura 92 apresenta um esquema de um reator de reforma a vapor utilizando a tecnologia de micro-canais, onde é possível observar a integração térmica fechada entre a combustão catalítica, reação exotérmica, e a reforma a vapor, reação endotérmica (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

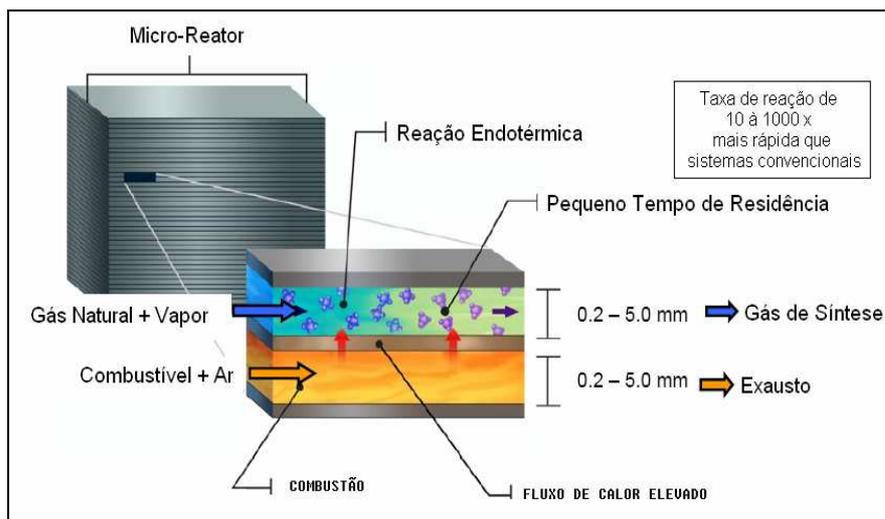


Figura 92 - Esquema de reator de reforma a vapor utilizando a tecnologia de micro-canais.
Fonte: BIRUEL JÚNIOR, 2008.

Na segunda etapa do processo ocorre a conversão do gás de síntese em produtos líquidos, através da síntese de *Fischer-Tropsch*. A opção tecnológica mais indicada para esta etapa do processo utilizando micro-canais é a síntese de FT em leito fixo, por permitir alta produtividade no sistema de micro-canais e simplificar o manuseio do catalisador. A Figura 93 apresenta um Esquema de um processo de síntese de FT utilizando a tecnologia de micro-canais, onde é possível observar a integração térmica entre a síntese FT, reação extremamente exotérmica, e a geração de vapor, processo endotérmico (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

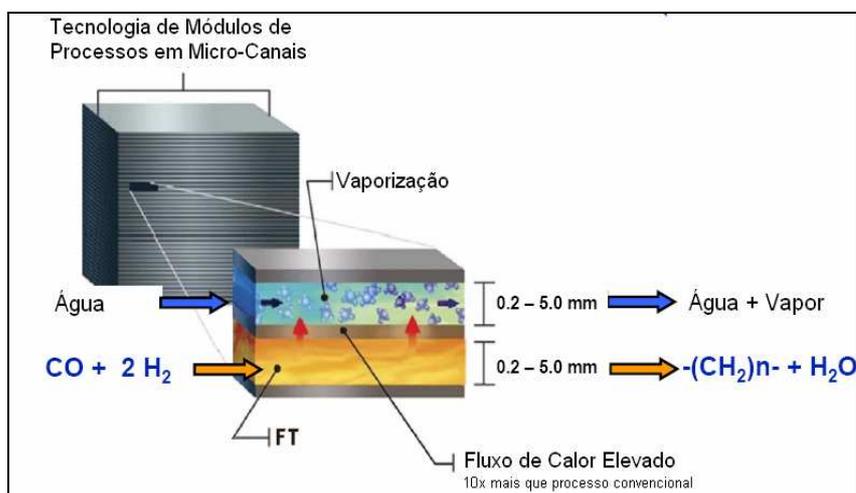


Figura 93 - Esquema de reator *Fischer-Tropsch* utilizando a tecnologia de micro-canais.
Fonte: BIRUEL JÚNIOR, 2008.

6.3.3 Projeto *Statoil* para aplicação da tecnologia GTLE

A empresa *Statoil* estudou entre 1995 e 1998 dois projetos conceitos para aplicação de GTL *offshore* objetivando a produção de óleo sintético (chamado de *syncrude* pela *Statoil*). O primeiro projeto considera um FPSO para campos de baixa produção de gás natural, com capacidade nominal para produzir 4.300 bl/d de óleo sintético. Como premissa do projeto, a planta GTL é projetada para ter o máximo de independência dos sistemas da embarcação FPSO (BRANCO, 2008). A Figura 94 apresenta a concepção ilustrativa desse projeto.



Figura 94 - Ilustração do conceito FPSO para utilização de GTLE da *Statoil*.
Fonte: BRANCO, 2008.

O segundo projeto conceito considera um flutuador ou balsa de grande porte com uma planta GTL sobre o deck, com capacidade para produzir 14.500 bl/d de óleo sintético, recebendo gás de outra embarcação FPSO. Para a concepção básica desse projeto, a *Statoil* adaptou a tecnologia *Slurry Phase Distillate* (SSPD) da empresa *Sasol* para as condições *offshore*, compondo a unidade embarcada com uma planta criogênica de geração de oxigênio, uma unidade de produção de gás de síntese utilizando a tecnologia ATR (*autothermal reforming*) e a produção de óleo sintético através da tecnologia *Slurry Phase Fischer-Tropsch Synthesis* (BRANCO, 2008). A *Statoil* escolheu a tecnologia ATR, diferentemente de outras empresas que optaram pela reforma compacta. A razão dessa escolha foi aperfeiçoar a integração entre a etapa de produção (ATR) com a etapa de transformação (síntese de FT) do gás de síntese (BRANCO, 2008). A Figura 95 apresenta a disposição de uma planta embarcada no *deck* de uma unidade FPSO.

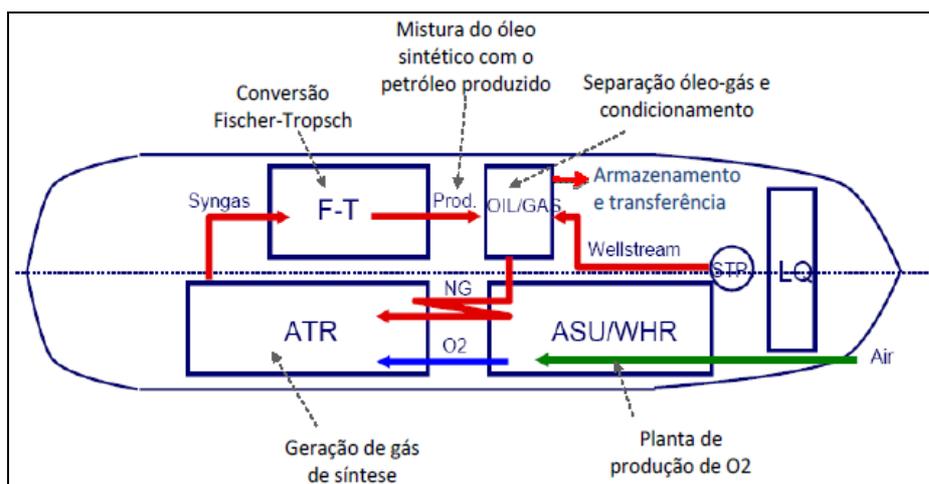


Figura 95 - Disposição de uma planta embarcada de GTL.

Fonte: BRANCO, 2008.

6.3.4 Projeto da *CompactGTL* para aplicação da tecnologia GTLE

A companhia *CompactGTL* tem trabalhado no desenvolvimento de uma tecnologia de processo GTL suficientemente compacta para ser instalada em uma plataforma de produção de petróleo tipo FPSO. O resultado esperado é uma tecnologia que propicie a conversão do gás natural em óleo sintético, que possa ser adicionado à corrente de petróleo produzido, e então, transportado para terra utilizando a infraestrutura existente. Isto propicia operações em área remotas com a mínima variedade de produtos armazenados. Outro elemento vital para o sucesso do projeto é a obtenção de reatores modulares, o que permite flexibilidade de tamanho da planta de processo, adequando a capacidade da mesma à quantidade de gás produzido de determinado campo.

A empresa *CompactGTL* está na fase de desenvolvimento de uma planta de reforma compacta, que poderá ser integrada a uma unidade FPSO para a produção de óleo sintético (*syncrude*) ou poderá operar em uma unidade *onshore* (*CompactGTL*, 2007).

O processo que vem sendo desenvolvido para o caso *offshore* dispõe de dois bancos de reatores. O primeiro banco de reatores utiliza a tecnologia SMR de microcanais para a produção do gás de síntese (*syngas*), que segue para o segundo banco onde, por meio da síntese de *Fischer-Tropsch*, é produzido o óleo sintético. As duas reações são ajustadas para ocorrerem de forma sincronizada. A Figura 96 ilustra o funcionamento dos dois bancos de reatores (BRANCO, 2008).

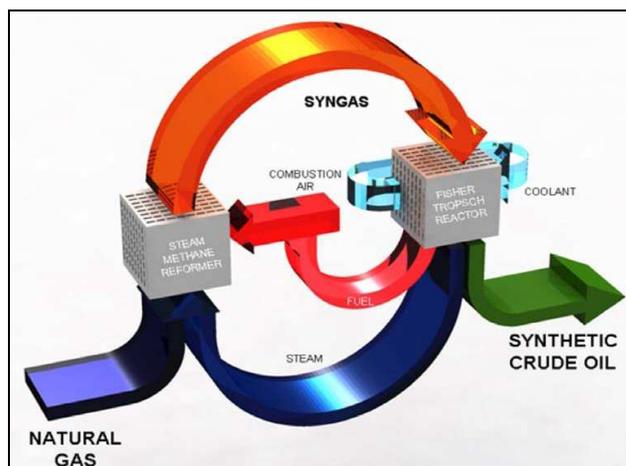


Figura 96 - Esquema de funcionamento dos bancos de reatores da *CompactGTL*.
Fonte: BRANCO, 2008.

Esta configuração permite que o gás efluente possa ser reciclado e ser utilizado como insumo à combustão da reação catalítica SMR (*Steam Methane Reforming*) e para a geração de energia elétrica. A água que é produzida na reação de FT é tratada para a retirada de impurezas e reciclada para ser reaproveitada na forma de vapor na etapa SMR. O resultado é a diminuição da quantidade de efluentes líquidos descartados (*CompactGTL*, 2007).

A reciclagem dos subprodutos permite que o processo tenha um nível alto de independência dos processos da unidade FPSO e que o processo completo contenha pequenos volumes de líquidos, tornando o sistema menos sensível a problemas de instabilidade característicos ao ambiente *offshore* (*CompactGTL*, 2007).

Os bancos de reatores utilizam o conceito de reatores modulares. A tecnologia modular tem flexibilidade para acompanhar a variação da produção de gás associado. Os módulos podem ser retirados ou desligados de acordo com a curva de disponibilidade do gás associado, aumentando, conseqüentemente, a eficiência operacional e reduzindo os custos de operação (*CompactGTL*, 2007).

A estimativa das dimensões de uma planta operando em uma unidade FPSO, de pequeno porte com produção de 1.000 bl/d, é de (20 x 30 x 23)m. E a estimativa para o seu peso é de cerca de 1.600 toneladas (BRANCO, 2008). A Figura 97 ilustra o espaço ocupado por uma planta de 1.000 bl/d.



Figura 97 - Ilustração do espaço necessário para uma planta de 1.000 bl/d de capacidade.
Fonte: BRANCO, 2008.

Estima-se que uma unidade em escala comercial apresentará custo unitário de US\$ 70.000 a US\$ 100.000 por bl/d de capacidade (BRANCO, 2008).

6.4 *Gas-to-Wire* Embarcado - GTWE

A tecnologia GTW embarcada consiste na geração de energia elétrica próximo ao local da produção do gás em turbinas a gás de ciclo aberto, ciclo combinado ou então um sistema de cogeração, com aproveitamento de calor na produção de petróleo e gás e na transmissão dessa energia gerada para o mercado consumidor através de cabos de transmissão submarinos. A transmissão é feita preferencialmente através do sistema CCAT (Corrente Contínua Alta Tensão) ou *High Voltage Direct Current – HVDC*, onde a tensão senoidal é retificada, a energia é transmitida em corrente contínua, e a tensão é novamente convertida para forma senoidal no continente. Para distâncias e lâminas d'água moderadas, todos os equipamentos que compõem o sistema GTWE podem ser encontrados comercialmente. Entretanto, ainda existem desafios tecnológicos para aplicações em campos distantes do mercado consumidor, localizados em águas profundas, função das grandes distâncias envolvidas (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

A cadeia produtiva do GTWE contempla uma planta de processo para condicionamento do gás natural, uma planta de geração de energia elétrica, formada por turbinas a gás e um sistema de transmissão de energia (BIRUEL JÚNIOR, 2008). A Figura 98 apresenta a cadeia produtiva do GTWE, a partir de um campo de produção de gás natural *offshore*.

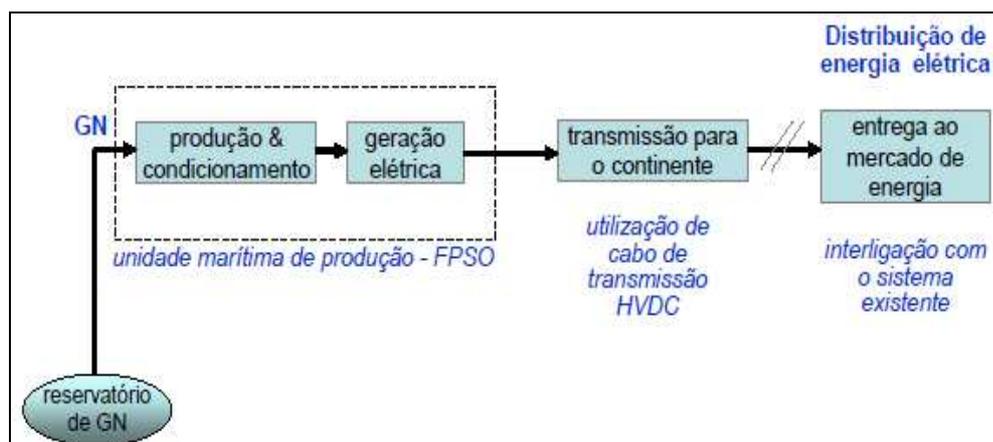


Figura 98 - Cadeia produtiva do GTWE.

A concepção básica da tecnologia GTWE utiliza uma embarcação, normalmente tipo FPSO, com uma planta de produção e condicionamento e uma planta de geração elétrica instaladas no convés. Um *riser* leva o gás natural até a embarcação e um cabo elétrico transmite a energia gerada para o continente. A Figura 99 apresenta um esquema de uma planta de produção de energia elétrica embarcada a partir do gás natural, utilizando uma embarcação tipo FPSO.

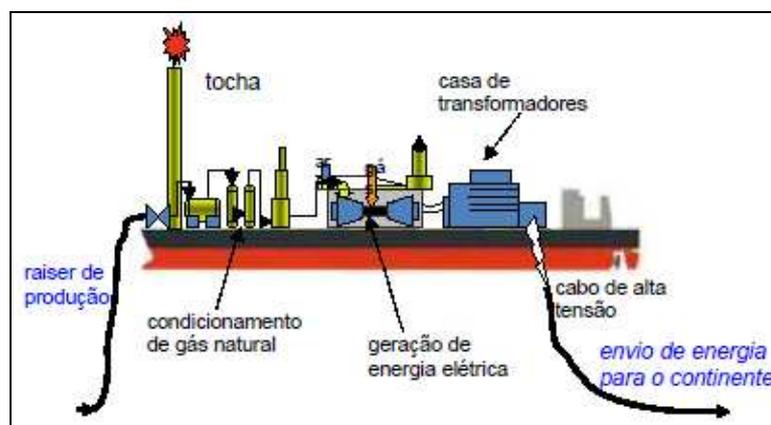


Figura 99: Esquema de uma planta de GTW embarcada.

A aplicação desta tecnologia é mais indicada para desenvolvimento de reservas isoladas e distantes de grandes centros, contendo volumes aproximados entre 30 e 300 bilhões de m³ de gás natural (WATANABE, 2006).

Outras configurações da planta de produção de energia elétrica são possíveis, como por exemplo, a utilização de embarcações distintas para a produção e condicionamento do gás natural e para a geração e transformação da energia elétrica.

Como visto nas outras tecnologias, a etapa de condicionamento de gás natural é necessária e tem a finalidade de especificar o gás para os níveis de impurezas recomendados pelo fabricante para turbina a gás. Estes equipamentos não são muito restritivos em relação às impurezas contidas no gás e também propiciam tanto a queima de gás como a queima de condensado. Desta forma, apenas um tratamento básico do gás é necessário, consistindo em separação de água e condensado de gás natural (C5+), remoção de mercúrio, de compostos sulfurados e de excesso de CO₂.

O alto grau de desenvolvimento tecnológico em que se encontram as turbinas a gás aeroderivadas permite a produção eficiente de energia elétrica a partir do gás natural. Turbinas a gás aeroderivadas operando em ciclo aberto podem atingir uma eficiência energética em torno de 46% em relação ao poder calorífico inferior do gás. A mesma turbina operando em ciclo combinado, com recuperação do calor dos gases exaustos para geração de vapor e produção de energia elétrica adicional em turbinas a vapor pode atingir uma eficiência energética global de até 54% em relação ao poder calorífico inferior do combustível (*GE POWER SYSTEMS*, 2003).

Segundo WATANABE (2006), o sistema composto por uma planta de produção de energia elétrica em ciclo combinado e um sistema de transmissão de corrente contínua em alta tensão alcança normalmente uma eficiência energética global de 50% em relação ao poder calorífico inferior do combustível.

Embora os componentes da cadeia produtiva do GTWE possam ser encontrados comercialmente, ainda existem desafios de engenharia a serem superados para aplicações específicas. O maior dos desafios enfrentados atualmente por esta tecnologia é sem dúvida, o desenvolvimento de cabos elétricos de alto desempenho para a transmissão em tensões muito altas e com grande capacidade de isolamento elétrica. Também é necessária grande resistência mecânica para suportar os esforços na região da catenária (suporte para cabos de uma rede elétrica) nas instalações em águas profundas, devido às altas pressões de coluna d'água e fortes movimentos de correntes marítimas. Basicamente, este é um dos principais motivos para o custo desta tecnologia para aplicações em águas profundas ser ainda bastante elevado, de forma que, o elemento chave para o desenvolvimento da tecnologia GTW *offshore* é o desenvolvimento de cabos sólidos de alta tensão e alto nível de isolamento elétrico, com alta resistência mecânica, a custo mais acessível.

O desenvolvimento de cabos elétricos de alta performance capazes de atender aos requisitos técnicos para aplicação da tecnologia GTWE iniciou-se na década de 70, com a produção do primeiro cabo elétrico com isolamento em XLPE (*Cross Linked Polyethylene ou polietileno reticulado*). No final da década de 90 foi desenvolvido o CCAT concebido com cabos extrudados, sendo obtida a certificação de um cabo para transmissão de até 1 GW de potência elétrica em 500 kV DC (BIRUEL JÚNIOR, 2008). A Figura 100 apresenta cortes concêntricos em cabos de transmissão para uso submarino, produzidos pela companhia ABB



Figura 100 - Cortes concêntricos de cabos de transmissão submarina.
Fonte: ABB, 2002.

A utilização de alta tensão na transmissão da energia elétrica produzida está relacionada à redução de perdas, contudo tais níveis de tensão exigem altos níveis de isolamento, principalmente por se tratar do meio marinho, de forma que o cabo submarino de transmissão de energia elétrica em corrente contínua é considerado o componente crítico da cadeia produtiva do GTWE. No mundo, existem apenas três grandes fabricantes de cabos elétricos capazes de atender aos rigorosos requisitos técnicos da fabricação do componente: *Prysmian*, *Nexans* e ABB (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

Este pequeno número de fabricantes disponíveis no mercado é função principalmente da principal característica de projeto dos cabos. Apenas empresas de grande porte conseguem atuar no mercado mundial, pois o projeto de cada cabo é específico para uma determinada aplicação. Não existe a possibilidade da produção em série ou a formação de estoques. Cada projeto depende da distância de transmissão da energia, da profundidade do percurso do cabo, das correntes marítimas locais, dos riscos potenciais de danos, do nível exigido de proteção mecânica, da salinidade da água do mar, da capacidade de isolamento elétrica requerida, etc.

A transmissão *offshore* em corrente contínua é recomendada para distâncias maiores que 50 km. Este tipo de transmissão é limitado apenas pela capacidade do cabo, não havendo

problema do impacto da reatância, intrínseco da transmissão em corrente alternada, devido à diferença de fase entre tensão e corrente (WATANABE, 2006).

Apesar dos avanços tecnológicos recentes e dos grandes fabricantes de cabos já estarem preparados para produzir cabos de transmissão submarinos para grandes distâncias e profundidades, a instalação dos mesmos é uma operação bastante complexa e dispendiosa, requerendo profissionais e equipamentos muito especializados e de alto custo. Este alto nível de complexidade, envolvendo altos custos iniciais, tem restringido a aplicação de projetos de GTWE pelo mundo afora (BIRUEL JÚNIOR, 2008).

A companhia *Nexans* anunciou em 2008, a assinatura de um contrato no valor de 150 milhões de Euros com a companhia *Fingrid Oyi*, operador do sistema elétrico da Finlândia, e com a companhia *Svenska Kraftnat*, estatal que administra o sistema de transmissão da Suécia. O contrato é para a construção e instalação de um cabo submarino CCAT para elevar a capacidade de transmissão de energia elétrica entre a Finlândia e a Suécia. O projeto consiste em uma linha de transmissão submarina de 200 km de distância, com capacidade de 800 MW em 500 kV (NEXANS, 2008).

6.5 Gás Natural Adsorvido Embarcado – GNAE

Conforme bem abordado pela literatura técnica existente, o principal problema para a estocagem e transporte do gás natural reside na sua baixa densidade energética nas condições de referência, que obriga à utilização de fase vapor ou a aplicação de grande quantidade de energia em processos criogênicos para liquefação do gás.

Até então, as tecnologias mais utilizadas para transporte de gás natural basicamente consistem de redução de até 250 vezes do volume do gás, por aumento da pressão de armazenamento, conforme estabelecido na tecnologia GNC (operação de compressão) ou a utilização de redução da temperatura a níveis criogênicos (operação de liquefação), com contração de volume específico da ordem de 600 vezes, durante a mudança de fase ocorrida na tecnologia GNL. Ambos os processos implicam na utilização de grandes quantidades de energia, tornando bastante oneroso o aproveitamento de determinadas reservas de gás, de baixa vazão de produção.

Atualmente encontra-se em desenvolvimento uma solução alternativa às soluções acima mencionadas, conhecida como Gás Natural Adsorvido (GNA), que consiste no

armazenamento de gás natural em meios porosos por processos de adsorção. Os materiais adsorventes de elevada área superficial específica (de 1000 a 3000 m²/g), podem adsorver uma grande quantidade de gás natural por unidade de volume, permitindo a redução do volume de gás da ordem de 200 vezes, em pressões relativamente mais baixas, não exigindo o grande gasto energético da etapa da compressão. Dessa forma, a tecnologia de armazenamento de gás natural utilizando o processo de adsorção apresenta uma significativa vantagem sobre a compressão convencional, que é uma exigência de pressão de armazenamento cerca de seis vezes menor que a empregada na tecnologia do Gás Natural Comprimido (GNC) e utiliza a temperatura ambiente, enquanto o Gás Natural Liquefeito (GNL) exige temperaturas criogênicas de alto custo energético (SILVA, 2009).

Em maio de 2008 a empresa americana *Energtek* iniciou o primeiro projeto em escala comercial de conversão e fornecimento de GNA para 500.000 triciclos filipinos originalmente movidos a gasolina. Grande parte das pesquisas envolvendo o GNA está voltada para o desenvolvimento de novos materiais adsorventes com maiores potenciais de armazenamento (SILVA, 2009).

6.5.1 Fundamentos da adsorção de gases

Adsorção é um processo exotérmico, ou seja, ocorre liberação de energia ao longo do processo, sendo liberado no meio, o calor de adsorção. A quantidade de calor liberado é diretamente relacionada ao tipo de ligação do adsorvato com a superfície. Denomina-se adsorvente a fase sólida que serve de substrato ao processo de adsorção e adsorvato substância no estado adsorvido, ou seja, aderida na superfície adsorvente. A fase adsorvida é considerada como fase distinta do sólido e do gás (BASTOS NETO, 2005).

A adsorção consiste na adesão de moléculas ou átomos de uma fase na superfície de outra. É fundamentalmente um fenômeno termodinâmico espontâneo, que ocorre quando uma superfície sólida é exposta a um fluido. O desequilíbrio eletrostático originado pela irregularidade, a nível molecular, de uma superfície é capaz de gerar um campo de força no ambiente ao seu redor. Esse campo de força atrai e aprisiona as moléculas do gás a certa distância da superfície (espaço de adsorção), ocasionado a formação de uma, ou às vezes mais de uma camada superficial de moléculas do gás aderidas a esta superfície. Desta forma, a adsorção consiste no aumento da densidade de um fluido nas vizinhanças de uma interface (SILVA, 2009).

Conforme a natureza das forças que regem o fenômeno, podemos classificá-la como física (fisissorção) ou química (quimissorção). A adsorção física é aquela em que as forças envolvidas são intermoleculares fracas (forças do tipo *van der Waals*). Estas interações têm um longo alcance, porém são fracas. A energia produzida quando uma partícula é fisicamente adsorvida é da mesma ordem da entalpia de condensação. Este tipo de adsorção é sempre exotérmica e reversível. Por outro lado, a adsorção química envolve a interação química entre o sólido adsorvente e a molécula adsorvida, conduzindo à formação de um composto químico de superfície ou complexo de adsorção. Por esta razão, somente a adsorção física é apropriada a uma operação contínua em ciclos de adsorção e dessorção (SILVA, 2009).

6.5.2 O adsorvente utilizado

Vários fatores afetam a capacidade de armazenamento de um adsorvente. O mais importante é a natureza do sólido microporoso. A estrutura microporosa do carvão ativado define a capacidade de adsorção por unidade de massa de adsorvente. Outro fator importante é a densidade de empacotamento do adsorvente, que define a capacidade de armazenamento por unidade de volume. O desenho do vaso armazenador também afeta a capacidade de armazenamento. Um bom projeto deve facilitar a troca de calor entre o vaso e o ambiente. A composição do gás natural adsorvido também é capaz de influenciar a capacidade de armazenamento do sistema durante os ciclos de carga e descarga.

Um procedimento simples e eficiente para reduzir os efeitos térmicos durante as etapas de carga e descarga é permitir que o fluxo do gás através do leito de adsorvente seja essencialmente radial. Isso pode ser conseguido fazendo-se com que a alimentação ou descarga do vaso seja realizada através de um pequeno cilindro perfurado, concêntrico ao vaso de armazenamento (AMORA JÚNIOR et al., 2007).

Carvões ativados são materiais de elevada porosidade e área superficial interna. Um grama de carvão ativado pode ter uma área superficial interna de até 1.200 m², já os carvões ativados de alto desempenho atingem áreas superficiais da ordem de 3.000 m²/g. São predominantemente microporosos, possibilitando a adsorção de grande quantidade de metano sob pressões moderadas, mas apresentam também macro e mesoporos, que permitem o acesso das moléculas de gás ao interior da estrutura. Também, possuem alta densidade de empacotamento, baixo calor de adsorção e baixo custo para uso final (SILVA, 2009).

O carvão ativado é um sólido complexo. Sua estrutura microscópica apresenta os átomos de carbono agrupados em diferentes camadas estruturais sob a forma de lamelas cristalinas entrelaçadas de forma aleatória por uma matriz amorfa. A configuração básica das lamelas de grafite dentro do carvão ativado é similar à do grafite puro, embora haja desvios devido ao espaçamento e as orientações espaciais. Os pequenos grânulos que formam as partículas do carvão possuem tamanho inferior a 1,0 mm, com um diâmetro médio entre 0,15 e 0,25 milímetros. Dessa forma, apresentam uma grande razão superfície por volume (SILVA, 2009).

Pelas razões acima, o carvão ativado tem sido indicado como o material mais adequado para armazenar gás natural por adsorção, visto que possui afinidade química com substâncias de caráter orgânico, é hidrofóbico, geralmente tem elevado volume de microporos e alta área superficial. Por ser apolar, o carvão ativado adsorve os hidrocarbonetos preferencialmente, mesmo em presença de umidade.

6.5.3 Transporte do gás natural adsorvido

O transporte de gás natural na forma adsorvida GNA em materiais porosos como o carvão ativado ainda é uma tecnologia em fase de pesquisa e desenvolvimento. O maior atrativo do GNA é poder-se trabalhar na temperatura ambiente, sem haver a necessidade de utilização de pressões muito elevadas ou sistemas de criogenia, o que implica em menor custo final dos reservatórios de armazenamento do gás natural.

A princípio esta alternativa está focada em transportar pequenos volumes, porém vem sendo cogitada para transporte de volumes compatíveis com a vazão de campos de produção com pequenas reservas e distantes dos pontos de consumo, como é o caso de campos *offshore* isolados, onde normalmente o gás é queimado durante a produção de petróleo, haja vista que a construção de infraestrutura para o seu transporte não se apresenta economicamente viável.

Comparando-se as tecnologias GNC e GNA observa-se que o GNA apresenta uma capacidade de armazenamento de 3/4 em relação ao GNC para uma pressão da ordem de 1/6, que é um indicador de redução de custos de compressão (BASTOS NETO, 2005).

O aumento da capacidade de armazenamento de gás por adsorção ocorre quando a densidade de armazenamento global é maior quando comparada com a densidade normal do gás a uma determinada temperatura e pressão (BASTOS NETO, 2005). A Figura 101

apresenta o comportamento típico da capacidade de um vaso de adsorção de metano (GNA) comparado com a capacidade do vaso vazio pressurizado até a pressão de 4 MPa.

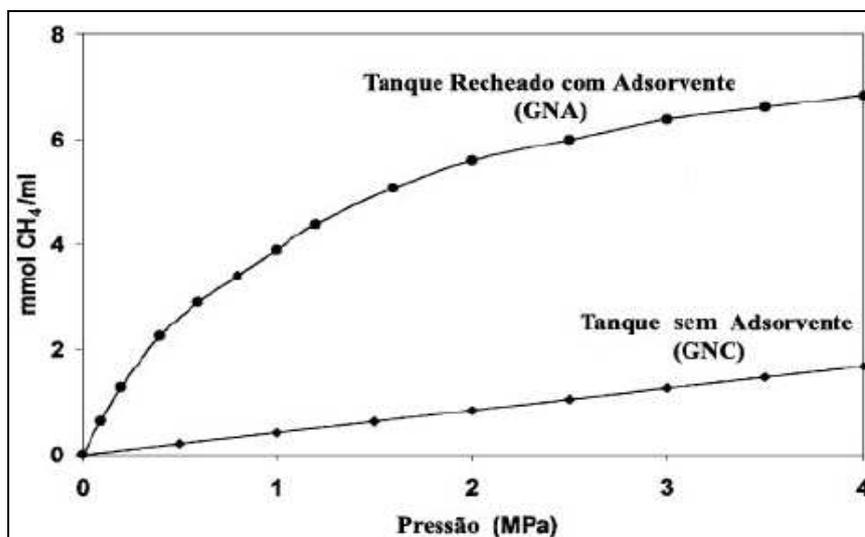


Figura 101 - Comparação ilustrativa da eficiência de armazenamento de GNA e GNC em um Reservatório.

Fonte: BASTOS NETO, 2005.

Pode ser observado que a capacidade de adsorção de metano do vaso com adsorvente é muito mais elevada que a do vaso vazio. Isso ocorre porque a fase adsorvida tem uma densidade muito maior que a fase gasosa em equilíbrio.

6.5.4 A cadeia de valor do GNAE

A cadeia de valor do GNAE utiliza uma planta de processo para condicionamento do gás natural, uma unidade de compressão a baixa pressão e uma unidade para armazenamento de gás natural por adsorção em carvão ativado. A Figura 102 apresenta um esquema da cadeia de valor da tecnologia GNAE, a partir de um campo de produção de gás natural *offshore*.

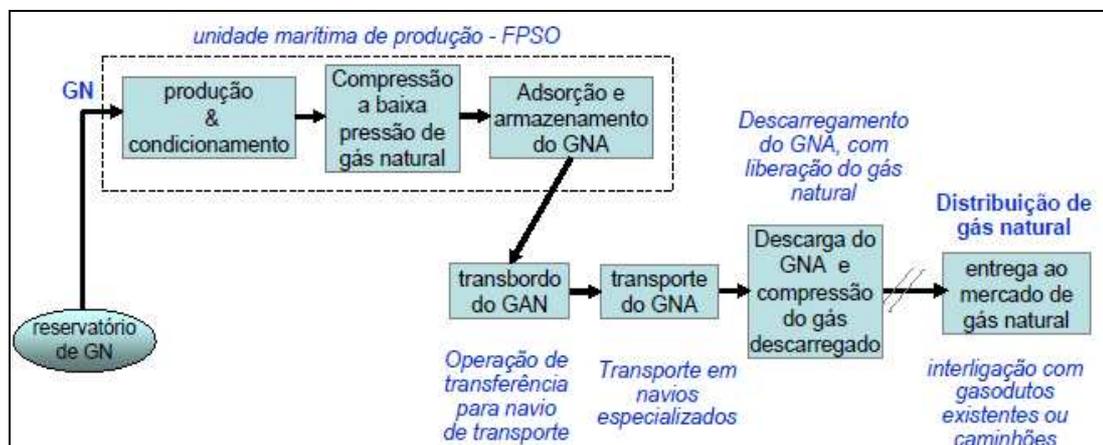


Figura 102 - Cadeia de valor do GNAE.

A concepção básica da tecnologia GNA *offshore* (ainda não implantada comercialmente) utiliza uma embarcação, normalmente tipo FPSO, com as unidades produtivas, de tratamento e compressão de gás natural instaladas no convés. Os cilindros cheios do material adsorvente (geralmente carvão ativado) ficam instalados nos tanques do navio e são utilizados para armazenar o gás natural até o seu transbordo para a embarcação de transporte. A Figura 103 apresenta um esquema de uma planta embarcada para produção de GNA, utilizando uma embarcação tipo FPSO.

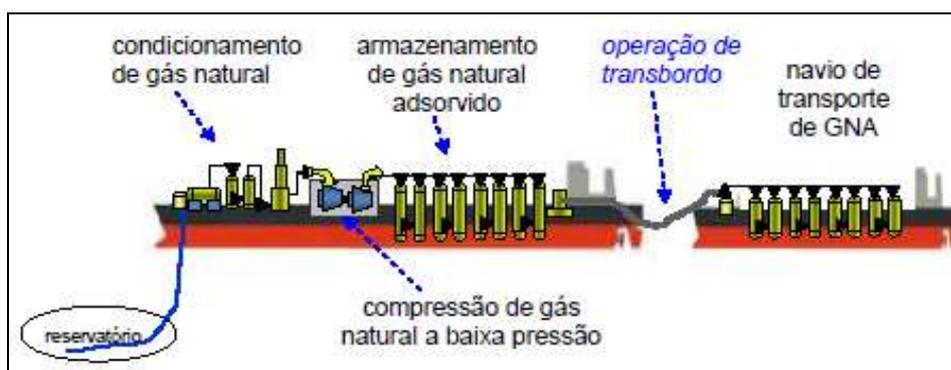


Figura 103 - Esquema de uma planta embarcada para produção de GNA.

6.5.5 Desafios da tecnologia GNA

O grande desafio atual nas aplicações da tecnologia GNA é aumentar a densidade de energia contida nos reservatórios, de forma a tornar o GNA competitivo com os combustíveis líquidos. A Tabela 15 apresenta alguns valores típicos da densidade energética volumétrica (MJ/litro) de alguns combustíveis utilizados em transportes. Como pode ser notado, o diesel e a gasolina são os que apresentam maiores densidades de energia, observando-se também a baixa densidade energética do metanol. Já o GNL tem uma densidade energética relativamente elevada, mas o perigo em sua utilização e manipulação dificulta a difusão do seu uso, pelo menos para os veículos leves. A percepção do potencial de utilização do GNL como combustível demonstra a necessidade de se conseguir desenvolver carvões para uso de GNA (BASTOS NETO, 2005).

Tabela 15 - Densidade de energia (MJ/litro) para combustíveis usados em transporte.

Combustíveis Líquidos			Gás Natural					
			GNL	GNC			GNA (3,5 Mpa)	
Diesel	Gasolina	Metanol	GNL	2 MPa	10 MPa	20 MPa	Atual	Futuro
37	34,8	16	23	0,8	5,6	8,8	3,8	6

Fonte: BASTOS NETO, 2005.

Uma importante desvantagem da tecnologia a ser superada é a dissipação do calor de adsorção durante a carga e o aporte de calor durante a descarga. Sendo o fluxo de calor trocado proporcional à velocidade de carga ou descarga, o calor gerado durante a carga reduz a capacidade de armazenamento de gás, já na descarga o calor consumido reduz o volume de gás disponibilizado (SILVA, 2009).

6.6 *Gas-to-Solid Embarcado* – GTSE (HGNE)

A etapa de transporte do gás natural é uma etapa que envolve um custo relativamente alto no preço final do gás. Existem diferentes maneiras em atividade de se transportar esse gás natural, e algumas ainda em fase de estudo. Uma dessas técnicas em estudo é o transporte utilizando a formação de hidratos gasosos. Os hidratos gasosos são sólidos com aparência similar ao gelo, formados a partir da mistura de água e determinados tipos de gases nas condições favoráveis à sua formação, em geral pressões elevadas e baixas temperaturas. As propriedades dos hidratos e as condições de sua formação são favoráveis para o transporte, por esse motivo, a possibilidade é promissora. Esta modalidade de transporte ainda não está em atividade comercialmente, apenas estudos sobre ela foram feitos. No entanto, essa modalidade já é considerada como uma opção em diversos estudos, e a importância do transporte de gás natural enquadra este estudo na realidade da indústria de petróleo e gás nacional e internacional.

Hidratos gasosos pertencem à classe dos clatratos, que em latim significa “gaiola”. Um clatrato é um composto cristalino no qual as moléculas de água, associadas umas às outras com ligações de hidrogênio, encapsulam moléculas de gás como o metano e dióxido de carbono. O tipo de ligação intermolecular é parecido com a estrutura do gelo comum, mas o arranjo geométrico produz cavidades que cercam os gases originalmente em solução na água. Apesar da ausência de ligações químicas entre hospedeiro (água) e hóspede (metano, dióxido de carbono), a estrutura estável do clatrato permite que o “gelo” não se derreta até temperaturas bem acima de 0°C desde que a pressão predominante e a concentração de gases sejam suficientemente altas. Desta forma, hidratos de gás natural devem sua existência à capacidade que as moléculas de H₂O possuem de se ligar umas às outras, via ligações de hidrogênio, formando essas cavidades poliédricas denominadas gaiolas (CLENNELL, 2001).

As moléculas presas de metano ou dióxido de carbono possuem um tamanho apropriado, de modo a se estabilizarem nas cavidades formadas pelas moléculas de água. A

Figura 104 apresenta um modelo tridimensional do hidrato de metano, onde a molécula central representa uma molécula de metano (átomos de hidrogênio em verde) e as moléculas periféricas representam moléculas de água, com os átomos de oxigênio em vermelho (JPSE, by MAHAJAN, 2007).

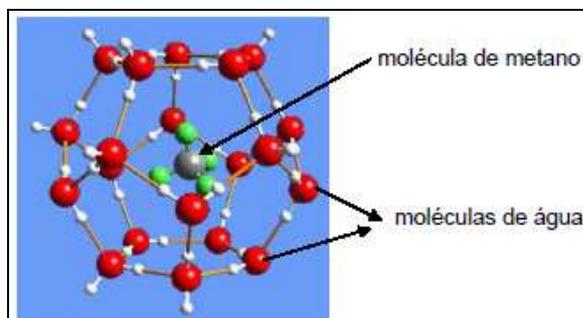


Figura 104 - Representação do hidrato de metano.

Fonte: JPSE, 2007.

A Figura 105 apresenta a foto de um pedaço de hidrato em processo de combustão. Por esse motivo, o hidrato de metano é comumente chamado de *O Gelo que Queima*.

A Figura 106 apresenta a foto de um tarugo de hidrato formado no gasoduto e retirado na extinta plataforma de produção P-36 da PETROBRAS.

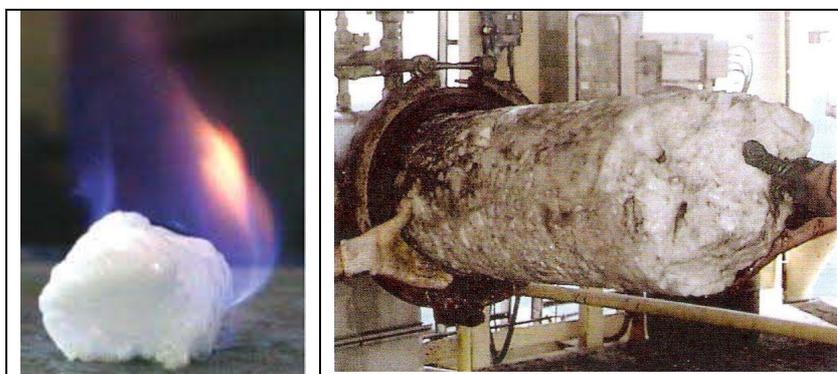


Figura 105 - Amostra de hidrato de metano em combustão.

Fonte: J. Pinkston e L. Stern/U.S. Geological Survey

Figura 106 – Amostra de hidrato coletado de receptor de *pig* da plataforma P-36.

Fonte: VAZ et al., 2008.

Os hidratos de metano constituem uma fonte interessante de energia cujas reservas oceânicas recenseadas em 2001 foram estimadas em duas vezes as reservas conhecidas de gás natural, petróleo e carvão reunidas. Uma estimativa recente da massa total de carbono na forma de hidratos de gás marinho aponta para valores da ordem de 1.5×10^{16} kg. Convertida em energia, esta quantidade de metano equivale a duas vezes o total de recursos fósseis já

descobertos em todo o mundo, sendo considerada atualmente uma reserva estratégica muito importante para a garantia do suprimento mundial de energia em larga escala (CLENNELL, 2001).

Normalmente, os hidratos de metano podem ser encontrados nos sedimentos marinhos das margens continentais formando gigantescos reservatórios de metano. A temperatura e pressão padrão, uma molécula de hidrato de metano contém aproximadamente 170 volumes de metano para cada volume de água, sendo sua aparência física bastante similar a de outras substâncias cristalinas, como o gelo. Enquanto moléculas como o CO_2 , H_2S e hidrocarbonetos mais pesados do que o metano servem para aumentar a temperatura de dissociação do hidrato de gás natural, a presença de sais dissolvidos na água reduz a estabilidade deste (CLENNELL, 2001).

A Figura 107 apresenta um diagrama de fase mostrando as condições de pressão e temperatura adequadas pela estabilidade termodinâmica de hidratos de gás. Flechas brancas indicam a influência de gases como dióxido de carbono, que servem para promover a estabilidade do clatrato. Flechas pretas mostram como sais reduzem a estabilidade através de uma queda em atividade química da água.

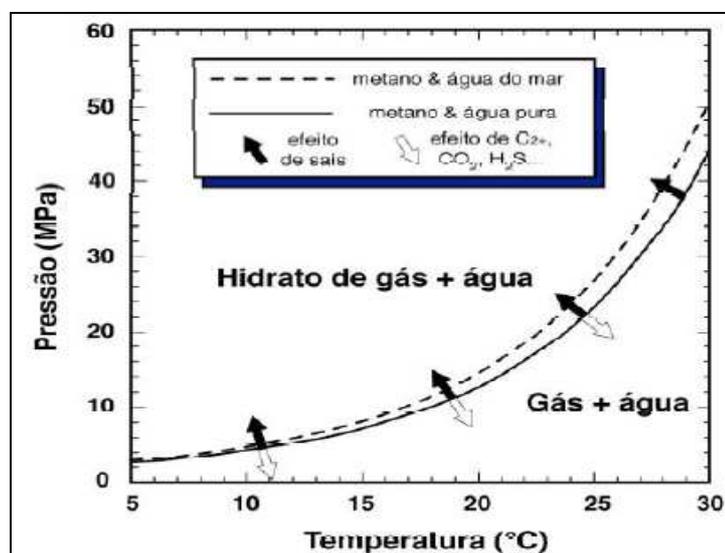


Figura 107 - Diagrama de fases do hidrato de metano.
Fonte: CLENNELL, 2001.

Historicamente, os hidratos gasosos foram descobertos por Sir Humphry Davy no início do século XVIII, mas até a década de 30, o interesse por eles era puramente acadêmico. Este quadro mudou em 1934, quando Hammerschmidt descobriu que a formação de hidratos gasosos era responsável por bloquear gasodutos, e essa formação era mais comum em regiões

frias. A partir de então, várias pesquisas foram desenvolvidas no intuito de mitigar os grandes riscos econômicos para a indústria de óleo e gás, descobrindo uma maneira de impedir que este fenômeno aconteça (JPSE, by MAHAJAN, 2007).

A capacidade de armazenamento de gás na forma hidrato pode ser definida da seguinte forma: em 1 m³ de hidrato temos 0,85 m³ de água e o restante de gás natural. Se comparado com tecnologias concorrentes como o GNC ou GNL, a quantidade de gás transportada por metro cúbico de hidrato é menor, porém as condições de transporte são mais simples e baratas quando comparadas às altas pressões dos cilindros de GNC e temperaturas criogênicas no transporte de GNL. Essas condições mais adequadas para o transporte do gás tornam a tecnologia HGN bastante promissora, com grande chance de ser utilizada comercialmente em larga escala em um futuro próximo (MARTINEZ, 2009).

6.6.1 Transporte de Hidrato de Gás Natural (HGN)

Graças à capacidade dos hidratos de armazenar grandes quantidades de gás natural, é possível pensar no armazenamento e transporte de gás natural sob a forma de hidratos gasosos. O processo é bastante simples e consiste na formação dos hidratos em condições adequadas, transporte do produto até o local de utilização do gás e derretimento do hidrato, com liberação do gás contido na estrutura do hidrato (MARTINEZ, 2009).

A Figura 108 apresenta um esquema da cadeia de valor da tecnologia HGNE, a partir de um campo de produção de gás natural *offshore*.

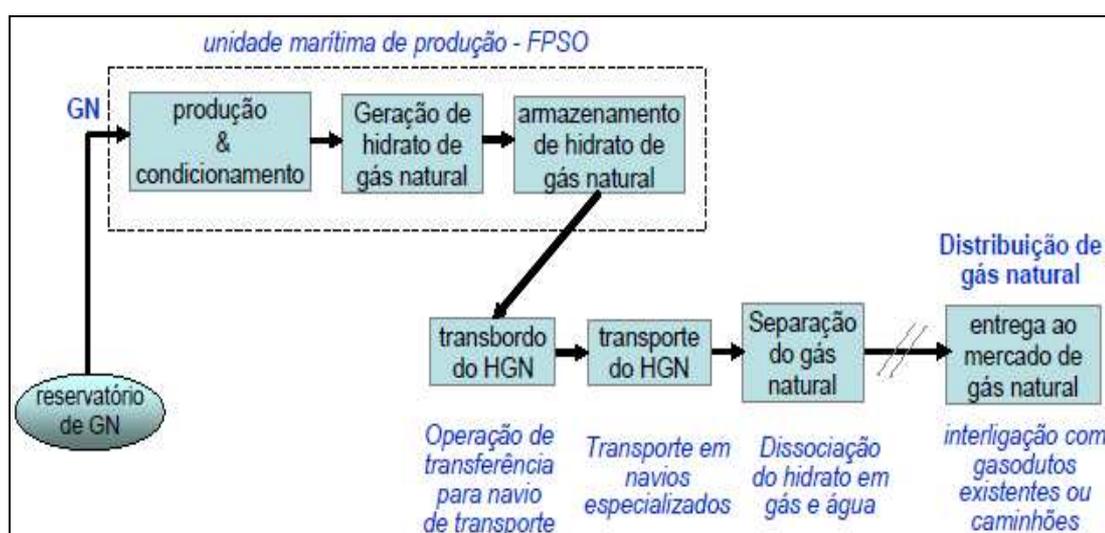


Figura 108 - Cadeia de valor do HGNE.

Segundo Gudmundsson (2008), existem três etapas básicas do processo que são determinantes para o transporte de gás natural sob a forma de hidrato ser viável economicamente: produção, separação e o transporte. O desafio da produção é armazenar a maior quantidade possível de gás natural no hidrato. O desafio da separação é saber como retirar os hidratos formados que se encontram misturados com a água após sua produção, pois água e hidratos possuem densidades similares. O desafio do transporte está em como armazenar e transportar grandes volumes de hidrato formado, evitando o uso de altas pressões e temperaturas muito baixas. O transporte do HGN é feito a temperaturas de 15°C e em condições atmosféricas (MORAES, 2004).

O derretimento do hidrato para posterior uso do gás natural não é considerado um desafio, pois em países como o Brasil é possível utilizar a temperatura ambiente para derreter o hidrato (MARTINEZ, 2009).

Para produção de hidrato, Gudmundsson e Hveding (1995) propõem um modelo chamado de “*Gas-in-Ice Process*” (processo gás em gelo). A produção do hidrato é feita em um reator tipo tanque, continuamente agitado, onde o gás natural é injetado em água líquida. O reator opera a aproximadamente 50 bar e 10°C. Para remover a energia liberada durante a formação do hidrato, gelo é misturado com a água, dessa forma o gelo derrete enquanto o hidrato é formado, mantendo a temperatura constante (MARTINEZ, 2009). A Figura 109 apresenta um esquema do processo *Gas-in-Ice* proposto por Gudmundsson e Hveding. A tecnologia permite a utilização de um a três reatores de conversão em série, para aumento da eficiência de conversão de hidratos.

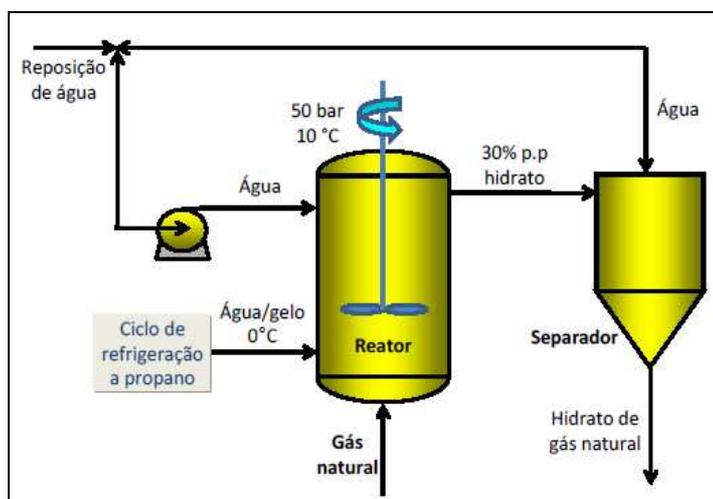


Figura 109 - Processo *Gas-in-Ice* proposto por Gudmundsson.
Fonte: Adaptado de GUDMUNSON et al., 1995.

As partículas de hidrato formado podem ser transportadas na fase sólida, na forma de pequenas partículas chamadas de “*pellets*” (apresentado na Figura 110) ou em mistura com um líquido, formando uma espécie de lama, chamada “*slurry*”.



Figura 110 - Hidrato de gás natural na forma de *pellets*.
Fonte: WATANABE, 2008.

A empresa Japonesa *NGH JAPAN*, produtora de HGN, desenvolveu um projeto de planta para a produção de 600 kg/d de hidrato de gás natural na forma de *pellets*, conforme apresentado na Figura 111, a qual iniciará a comercialização do hidrato de gás natural a partir do ano de 2013 (*NGH JAPAN*, 2009).



Figura 111 - Planta de produção de HGN na forma de *pellets*.
Fonte: *NGH JAPAN*, 2009.

O reaproveitamento do gás natural (etapa de regaseificação) é feito através de simples derretimento do hidrato. A Figura 112 apresenta um esquema do processo de

reaproveitamento do gás proposto por Gudmundsson, onde se pode observar como funciona o processo. O hidrato derrete através de contato direto com água quente, separando gás e água. O gás é comprimido e seco, sendo então entregue à distribuição.

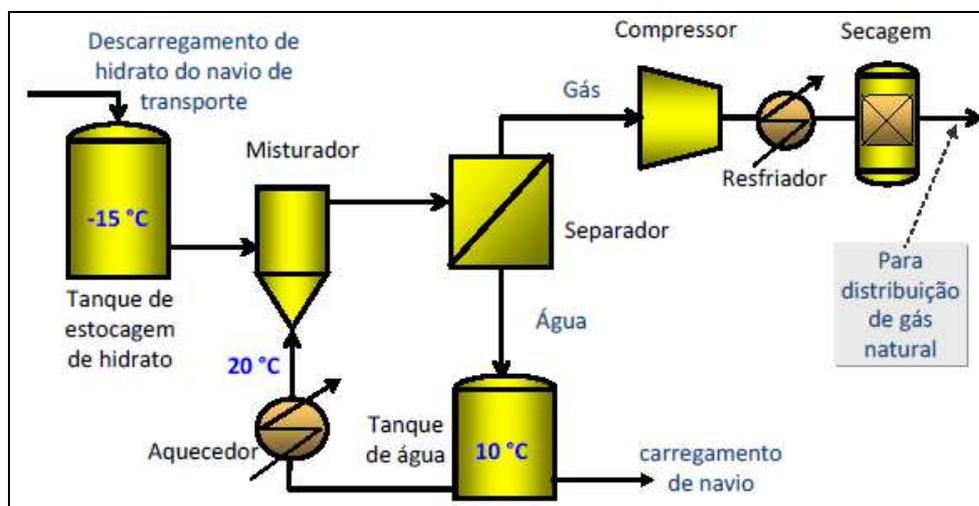


Figura 112 - Reaproveitamento do gás a partir da decomposição do hidrato.
Fonte: Adaptado de GUDMUNSON et al., 1995.

Outro ponto importante a ser pensado é a questão da água. O que fazer com a água utilizada na produção do hidrato após o derretimento do mesmo para utilização do gás natural. Thomas e Richard em seu trabalho sugerem que a água pode ser trazida de volta para a planta, mas também pode ser aproveitada no local de recebimento do hidrato, caso haja escassez de água na região. Essa solução pode ser particularmente interessante para o Brasil, no caso de abastecimento de cidades do nordeste, por exemplo, que sofrem com escassez de água (MARTINEZ, 2009).

Como um exemplo prático de um sistema integrado de aproveitamento de gás natural sob a forma de hidrato, a Figura 113 apresenta uma proposta da *NGH JAPAN* para projeto integrado de utilização do modal de transporte de gás natural na forma de hidratos para abastecimento de mercado de gás. Neste projeto, o gás é produzido, condicionado e encaminhado para uma unidade de produção de pellets de hidrato de gás natural. A unidade “*pelletizadora*” deve ser instalada junto ao site de produção de gás. Após armazenamento, os pellets seriam transportados por navios para o Japão, onde ocorreria a etapa de regaseificação nos terminais de importação e posterior entrega do gás aos clientes finais, através da rede de distribuição já existente.

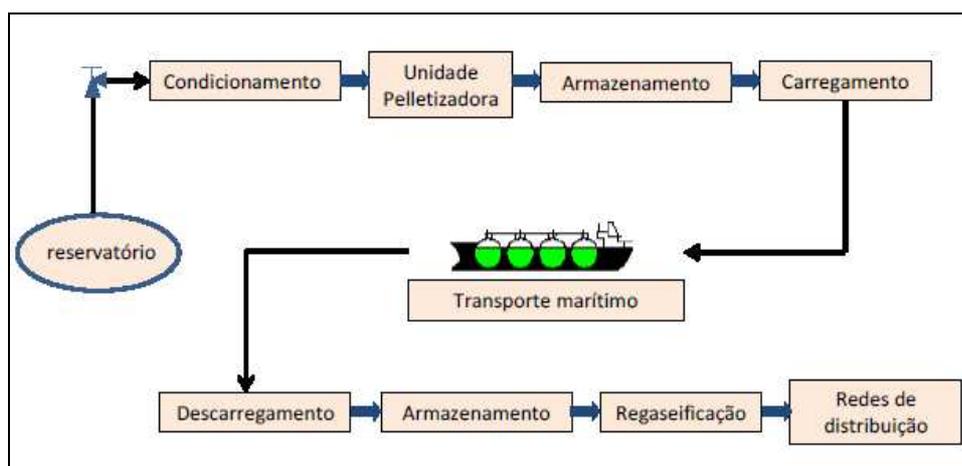


Figura 113 – Sistema integrado proposto para aproveitamento de HGN
 Fonte: Adaptado do original de *NGH JAPAN*, 2009.

6.7 Comparação das tecnologias alternativas com a utilização convencional de gasodutos

A Figura 114 apresenta um quadro comparativo entre o transporte convencional de gás natural via gasodutos com as tecnologias apresentadas neste trabalho, em função da vazão do campo de produção. A mesma mostra que para o transporte de grandes quantidades de gás natural, o transporte via GNL e gasodutos são mais recomendados, enquanto que para quantidades menores de gás, as tecnologias CNG e HGN competem entre si (GUDMUNSON et al., 2008).

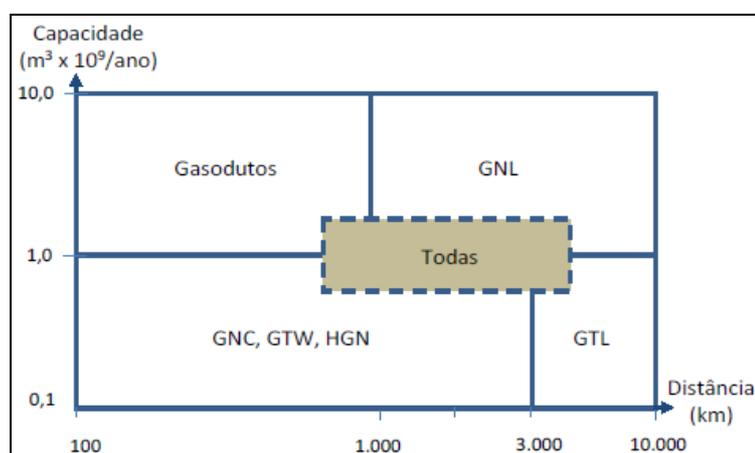


Figura 114 - Capacidade de produção de gás natural *versus* distância.
 Fonte: GUDMUNSON et al., 2008.

A Figura 115 apresenta os resultados de um estudo comparando os custos de transporte de 100 milhões de m^3/d de gás natural, em função da distância, utilizando as tecnologias *Pipeline* (gasodutos convencionais), GNL, GNC e HGN.

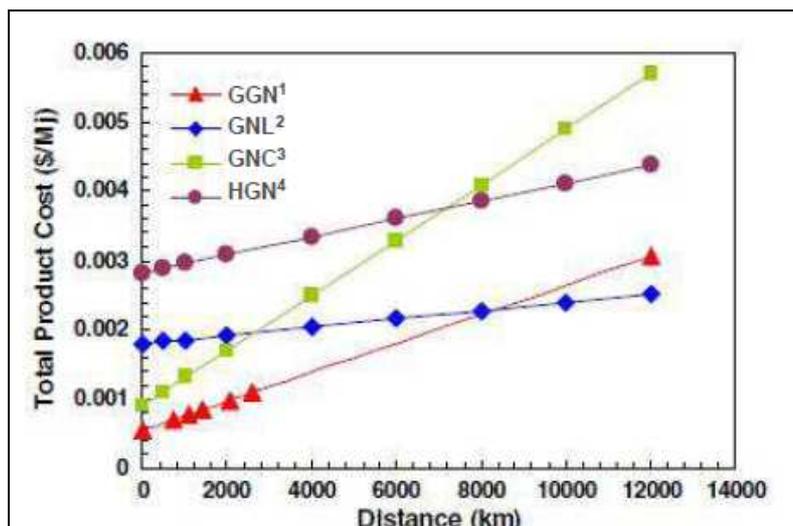


Figura 115 - Impacto da distância nos custos dos modais de transporte de gás natural.

Fonte: NAJIBI et al., 2009.

- ¹ Gasoduto de Gás Natural;
- ² Gás Natural Liquefeito;
- ³ Gás Natural Comprimido;
- ⁴ Hidrato de Gás Natural.

É interessante verificar que, em situação de completa normalidade e distâncias não muito grandes, nenhuma das tecnologias alternativas apresentadas compete em iguais condições de custo com o sistema tradicional de escoamento de gás por gasodutos. Em síntese, a movimentação de gás entre *sites* produtores e mercados consumidores preferencialmente continuará a ser realizada por meio de gasodutos, contudo, impeditivos políticos, técnicos ou geográficos (países localizados em continentes distintos ou reservatórios *offshore* muito distantes do litoral, por exemplo) podem trazer restrições ao uso de gasodutos, motivando o desenvolvimento e utilização de tecnologias alternativas para transporte de gás.

7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O TRANSPORTE ALTERNATIVO DE GÁS NATURAL *OFFSHORE*

Apesar das tecnologias aqui apresentadas serem de amplo conhecimento da comunidade científica, a maior parte delas ainda não está sendo utilizada comercialmente em larga escala. Os desafios tecnológicos ainda por serem vencidos e o alto custo de desenvolvimento, aliados às incertezas do mercado de gás natural, têm sido fatores bastante restritivos ao desenvolvimento e à utilização dessas tecnologias alternativas no aproveitamento de campos de produção de gás natural, sejam campos *offshore* ou *onshore* isolados dos centros de consumo. Dessa forma, é válido afirmar que o atual grande desafio à plena utilização das tecnologias aqui apresentadas passa invariavelmente pela questão da definição do preço mínimo do produto gás natural que garanta o retorno dos investimentos aplicados no desenvolvimento e amadurecimento dos sistemas de transporte de gás concebidos com o uso das tecnologias alternativas conhecidas.

A escolha de uma determinada tecnologia deve levar em consideração as condições específicas de cada reservatório, como qualidade e quantidade de gás presente no reservatório, duração da jazida, distância dos centros consumidores e tempo disponível para desenvolvimento das reservas. Porém, nem sempre essas questões são suficientes para sozinhas, permitir a correta escolha de uma determinada tecnologia para aproveitamento de gás natural de um reservatório.

Os diferentes estágios de desenvolvimento das tecnologias alternativas apresentadas neste trabalho para transporte e aproveitamento de gás *offshore* e também o diferente porte e complexidade das reservas de gás descobertas tendem a dificultar sobremaneira o processo de escolha da tecnologia mais adequada para utilização em um projeto específico de aproveitamento de gás natural, tornando o processo de decisão de investimento muito arriscado para os investidores. Muitos estudos técnicos e mercadológicos complementares precisam ser conduzidos no sentido de orientar e embasar a decisão final sobre a utilização de uma ou outra tecnologia em cada novo campo de gás *offshore* descoberto, pois uma mesma tecnologia pode apresentar resultados econômicos muito atraentes em um projeto específico e gerar piores resultados em outro, com condições de contorno diferenciadas.

O mesmo raciocínio é válido para o desenvolvimento de projetos de aproveitamento de gás *onshore* localizados em pontos isolados e afastados dos grandes centros de consumo.

Este fato acaba adiando investimentos estruturantes necessários ao desenvolvimento da produção de gás natural, pelo risco associado ao processo de comparação em bases com diferentes níveis de maturidade tecnológica.

Biruel Júnior apresentou em 2008, uma metodologia para suporte a decisão da escolha de tecnologia de aproveitamento de gás, baseada em múltiplos critérios utilizando parâmetros *fuzzy*, atribuindo pesos e notas aos fatores críticos capazes de influenciar esta decisão.

Utilizando uma adaptação desta metodologia, apresentamos a seguir uma avaliação desdobrada nos principais fatores críticos que influenciam o desempenho técnico e econômico das tecnologias descritas neste trabalho, resultando na definição de um índice de performance geral para cada tecnologia apresentada e permitindo assim, uma comparação justa entre as mesmas, sob uma base uniforme e nivelada. Trata-se, pois, de um pacote de suporte à decisão gerencial sobre a aplicação de uma determinada tecnologia a um projeto de aproveitamento de gás natural.

7.1 Definição dos fatores críticos para avaliação das alternativas

Fator Maturidade Tecnológica: Favorece o uso de tecnologias maduras, já testadas comercialmente, porém com potencial de inovação, assim como o uso de equipamentos certificados e procedimentos operacionais conhecidos.

A tecnologia GNLE apresenta grande vantagem sobre as outras, em relação a este quesito. É a tecnologia mais testada no mundo, apresentando baixo risco de implantação do projeto. Todos os equipamentos utilizados são bastante conhecidos e não apresentam riscos tecnológicos para o aproveitamento do gás produzido.

As tecnologias GTWE, GNCE e GNAE também são bem conhecidas, embora ainda existam desafios a serem vencidos em relação a equipamentos críticos, como exemplo, cabos elétricos de alta performance e equipamentos armazenadores de gás a alta pressão com baixo peso.

Sob a ótica do fator *maturidade tecnológica*, projetos não muito distantes do litoral podem facilitar a escolha da tecnologia GTWE, pois demandam menor comprimento de cabos elétricos lançados em menor profundidade, dessa forma, tendendo a reduzir o principal problema tecnológico para aplicação desta tecnologia, que é a manutenção do isolamento elétrico dos cabos no leito marinho.

A tecnologia GNAE apresenta atualmente o grande desafio de desenvolver materiais adsorventes com melhor desempenho de carga de gás, o que aparentemente ainda demandará algum tempo para o aparecimento de soluções com melhor desempenho técnico e econômico do que o proporcionado pelo carvão ativado. Outros materiais adsorventes estão sendo testados, visando obter soluções que reduzam ainda mais o calor de adsorção gerado. Isso vai permitir cargas e descargas de gás mais rápidas (atualmente o tempo de carga de gás tem restringido a utilização comercial em grande escala dessa tecnologia).

Esses desafios colocam essas tecnologias em posição inferior ao GNLE, em relação a este quesito. A tecnologia GTLE possui baixa avaliação no quesito tecnológico, basicamente por ter um grau de maturidade tecnológica ainda incipiente. O uso de reatores com micro-canais encontra-se em fase de teste e necessita de mais pesquisas para sua efetiva consolidação. O mesmo pode ser dito da tecnologia HGNE, a qual precisa de estudos complementares, principalmente sobre mecanismos mais simples e eficientes para formação do hidrato.

Fator Econômico: Favorece as tecnologias com menor custo de implantação do projeto, menor custo operacional, maior expectativa de receita e que gerem menor *custo afundado*, no caso das reservas previstas de gás não se confirmarem. Também a possibilidade do preço do gás despencar por conta da possível entrada do *shale gas* americano no mercado mundial gera um contexto que favorece o uso de tecnologias com baixo custo de implantação, pois na situação de forte queda dos preços mundiais por excesso de oferta de gás, as tecnologias de mais alto custo precisariam de tempo muito maior para retorno do investimento ou simplesmente poderiam inviabilizar economicamente a exploração e produção de gás de determinados reservatórios, principalmente os de menor porte, com menor tempo de duração.

As tecnologias GNCE e GNAE apresentam grande vantagem em relação às outras neste quesito, pois possuem menor custo de instalação das utilidades embarcadas e praticamente não geram *custo afundado*, permitindo a reutilização dos equipamentos facilmente.

As outras tecnologias dependem de adequações mais profundas para utilização em outros projetos. A tecnologia GNLE é dependente de economia de escala para viabilização econômica do projeto, haja vista que demanda alto investimento inicial. A utilização de temperaturas criogênicas exige materiais nobres e complexas instalações para condicionamento e liquefação do gás. Sob essa ótica, o uso desta tecnologia se mostra mais

adequada para aproveitamento de grandes reservatórios, com altas vazões de produção de gás e longo tempo de duração das reservas.

A tecnologia GTWE depende do lançamento de cabos elétricos de alto custo, de forma que o preço final do uso dessa tecnologia é fortemente dependente da distância do campo produtor ao continente. Sob esta ótica, esta tecnologia se mostra mais indicada para aproveitamento de campos não muito distantes. Quanto mais próximos, mais fácil fica a viabilização econômica do projeto.

A tecnologia GTLE de produção de óleo sintético para adição ao petróleo tem a viabilização econômica do projeto dependente do valor de mercado do produto gerado (vendido a preço de petróleo de boa qualidade), de forma que esta tecnologia é bastante sensível às oscilações de preço do mercado para o seu produto. Em função do longo tempo de retorno para o capital investido, a decisão para utilização desta tecnologia demanda uma avaliação do comportamento dos preços do petróleo mais a longo prazo. Também esta tecnologia exige uma escala de produção compatível com os altos investimentos para instalação (custo fixo) da complexa unidade de conversão de gás em líquido.

Em relação ao fator econômico, a tecnologia HGNE tem grande potencial para aproveitamento de pequenas reservas isoladas, porém, é a tecnologia que atualmente apresenta as maiores incertezas quanto ao investimento inicial necessário. A tendência mundial é que o uso comercial desta tecnologia ainda aguarde estudos complementares para diminuir o risco do investimento.

Fator Mercadológico: Favorece as tecnologias que possuam maior flexibilidade a variações de demanda, sazonalidades de utilização do produto e que possam atender a diferentes mercados.

A tecnologia GTLE apresenta muito bom desempenho em relação a este fator, considerando que o produto gerado na conversão do gás é o óleo sintético, o qual possui o mesmo mercado do petróleo, considerando que o objetivo do GTL embarcado é produzir óleo sintético (o padrão atual de projetos GTLE não prevê a destilação em produtos finais, normais de uma refinaria).

A tecnologia GTWE apresenta a maior flexibilidade em relação a variações de demanda, podendo facilmente adequar a quantidade de energia produzida modificando o

número de turbo-geradores em operação (desde que não impacte a quantidade de vapor necessário para a produção de petróleo do campo, considerando que a tecnologia GTWE normalmente utiliza o processo de cogeração, gerando vapor para a demanda térmica da produção de petróleo).

A tecnologia GNLE não tem boa flexibilidade para variação de demanda, pois os sistemas criogênicos são dimensionados de forma a otimizar a recuperação de energia e minimizar o gasto energético. Qualquer variação mais significativa na carga da unidade pode causar descontrole operacional.

As tecnologias GNCE e GNAE possuem baixo desempenho em relação a este fator. Essas tecnologias possuem pouca capacitância em relação a quantidade de gás entregue e grandes variações de demanda podem exigir mais navios de transporte ou causar ociosidade de alguns. Uma forma de atenuar esta situação seria a utilização de sistemas de armazenamento de gás de grande porte, como por exemplo, estocagem em cavernas, para que essas tecnologias permitam maiores variações de demanda, porém isso é bastante oneroso.

O desempenho da tecnologia HGNE em relação ao fator mercadológico pode ser influenciado pela forma de utilização da água recuperada na dissociação do hidrato. Países carentes nesse recurso podem associar o abastecimento do mercado de gás com a recuperação de água. Outra possibilidade seria o retorno da água no navio de transporte de hidrato para o ponto de origem. Dar uma destinação econômica interessante à água dissociada pode ser uma vantagem estratégica para esta tecnologia.

Fator Logístico: favorece o uso de tecnologias que apresentem maior flexibilidade em relação ao compartilhamento de sistemas existentes, demandando menor custo de transporte do gás produzido.

A tecnologia GTLE tem a maior vantagem em relação a este fator, pois utiliza os navios de transporte de petróleo para o escoamento do óleo sintético (o óleo é adicionado ao petróleo). Todas as outras tecnologias demandam algum tipo de sistema específico para escoamento do produto gerado.

Também é possível vislumbrar um conjunto de navios específicos para transporte de óleo sintético segregado do petróleo, para processamento em uma refinaria específica,

produzindo produtos *Premium* de maior valor agregado. Um mesmo navio pode ser usado para coletar óleo sintético produzido em várias unidades diferentes de GTLE.

Comparando-se as tecnologias GNLE, GNCE e GNAE, os navios para transporte de GNC e GNA são menos onerosos do que o navio para transporte de GNL, porém apresentam menor capacidade de carga (considerando energia transportada). Dessa forma, para grandes reservas de gás, a tendência é a tecnologia GNLE ser mais vantajosa e para reservatórios pequenos e isolados as tecnologias GNCE e GNAE são favorecidas.

A tecnologia HGNE permite análise similar, pois, como boa parte do material transportado é água, grandes reservas implicam em transporte de grandes quantidades de água.

Fator Flexibilidade Operacional: favorece o uso de alternativas que apresentem maior flexibilidade em relação à qualidade do gás produzido e menor exigência de equipamentos de operação mais complexa.

A tecnologia GTWE apresenta a maior flexibilidade em relação à qualidade do gás, pois uma vez satisfeita a especificação das turbinas, o gás não precisa de qualquer tratamento adicional. Os equipamentos elétricos utilizados, embora sofisticados, possuem operação simples.

As tecnologias GNCE e GNAE apresentam razoável flexibilidade em relação à qualidade do gás e também possuem equipamentos de operação simples, apesar das restrições operacionais do GNAE, em relação ao tempo de carga e descarga dos leitos de adsorvente.

A tecnologia GNLE tem duas grandes desvantagens em relação a este quesito, quais sejam: a necessidade de ciclos de refrigeração de alta performance, de operação complexa e o uso de mangotes criogênicos. A transferência do GNL no mar é uma operação de risco e causa restrições à continuidade operacional da unidade.

A tecnologia GTLE também é desvantajosa em relação a este quesito, pois necessita de reatores de alta tecnologia e sofisticado sistema de controle de variáveis operacionais. Qualquer desajuste em uma variável crítica pode impactar a especificação do produto e gerar transtorno operacional.

A tecnologia HGNE, embora não tão demandante de alta tecnologia como a GTLE e GNLE, também utiliza reatores com controle de variáveis operacionais críticas. Nesse contexto, em relação a este quesito a HGNE apresenta um nível de complexidade operacional mediano entre as outras tecnologias.

Fator Segurança Operacional e Ambiental: favorece o uso de tecnologias que apresentem melhores condições de segurança operacional e menores riscos para meio ambiente.

As tecnologias GNCE e GNAE em relação a este quesito superam as demais alternativas, devido basicamente ao elevado grau de maturidade tecnológica e ao avançado estágio de aprovação concedido pelas sociedades classificadoras aos elementos que compõem essas tecnologias.

As tecnologias GTWE e HGNE também apresentam bom desempenho em relação a este quesito (produtos com baixo potencial de poluição). Já a tecnologia GTLE tem como desvantagem a possibilidade de vazamento de óleo sintético no mar, sendo uma tecnologia com algum nível de risco ambiental.

A tecnologia GNLE apresenta como principal desvantagem em relação a este quesito a necessidade do Terminal de Descarregamento de GNL. As instalações físicas desse terminal implicam em potenciais riscos à segurança operacional.

7.2 Atribuição de pesos aos fatores críticos definidos

Os fatores *Maturidade Tecnológica* e *Econômico* recebem o peso “2,0”, uma vez que esses dois fatores definem premissas muito importantes em um projeto. Uma barreira tecnológica existente ou um custo máximo suportado por um projeto são definições de grande peso de decisão sobre um empreendimento e por isso, podem decidir sobre a aplicação ou não de uma determinada tecnologia.

Os fatores *Mercadológico* e *Logístico* recebem o peso “1,5”. São os dois fatores que definem todas as premissas para a elaboração da estratégia de movimentação e de comercialização de produtos obtidos.

Os fatores *Flexibilidade Operacional* e *Segurança Operacional e Ambiental* recebem o peso “1,0”. Embora também sejam importantes para suporte a decisão, é mais fácil

estabelecer medidas mitigadoras no projeto que neutralizem ou reduzam potenciais riscos à segurança operacional.

A Tabela 16 apresenta a consolidação dos pesos atribuídos neste trabalho a cada fator utilizado para comparação das tecnologias alternativas.

Tabela 16 – Pesos Atribuídos aos Fatores Críticos.

Fatores	Peso atribuído
Maturidade Tecnológica	2,0
Econômico	2,0
Mercadológico	1,5
Logístico	1,5
Flexibilidade operacional	1,0
Seg. Operacional e Ambiental	1,0

7.3 Definição da pontuação dos fatores críticos

A métrica utilizada neste trabalho é a atribuição de uma pontuação para cada fator com base em uma escala arbitrária definida em função da maior ou menor vantagem competitiva apresentada pelos fatores críticos estabelecidos. A Tabela 17 apresenta a escala de pontos arbitrada para a comparação das tecnologias estudadas.

Tabela 17 – Tabela de Pontuação dos Fatores Críticos.

Pontuação	
Muito Vantajosa	5
Vantajosa	4
Indiferente	3
Pouco Adequada	2
Inadequada	1
Forte Restrição	0

7.4 Estabelecimento de cenários para utilização das tecnologias alternativas

A utilização eficaz das tecnologias alternativas para aproveitamento de gás natural depende da avaliação dos cenários em que esta será empregada. Qualquer alteração do conjunto das premissas definidas para um determinado projeto pode alterar sobremaneira o resultado da avaliação aqui definida. Para este trabalho foram estabelecidos dois cenários distintos:

a) Cenário 1: Caracterizado pela exploração a curto prazo de grandes reservas gasíferas;

b) Cenário 2: Caracterizado pela exploração a longo prazo de pequenos reservatórios de gás natural.

A definição desses cenários busca trazer uma boa semelhança com a estratégia definida pelo principal produtor de gás natural no Brasil (PETROBRAS). O Plano Estratégico da empresa divulgado em 2008 e estabelecido para até o ano 2020 prioriza a exploração das grandes reservas de gás do pré-sal, deixando os reservatórios menores para o mais longo prazo, como uma forma de reserva estratégica para complemento da vazão de gás produzida (PETROBRAS, 2008).

7.5 Atribuição de notas aos fatores críticos em função dos cenários

As Tabelas 18 e 19 apresentam a consolidação das notas obtidas pelos dois cenários definidos neste trabalho e apresenta o somatório de pontos obtidos por cada uma das tecnologias avaliadas, traduzido pelo *Índice de Performance Geral* (IPG) de cada tecnologia.

Este índice permite a comparação da performance das tecnologias, à luz das premissas estabelecidas em cada cenário, dessa forma, servindo de apoio e suporte à decisão sobre qual é a mais adequada tecnologia a ser utilizada em um projeto específico de aproveitamento de gás.

Certamente existe um nível de arbitrariedade na definição das notas aqui apresentadas, porém, utilizando como suporte para a definição das notas os dados técnicos descritos neste trabalho, dificilmente as notas definidas por distintos técnicos da área de gás natural terão dispersões tão significativas que inviabilizem a metodologia apresentada.

Tabela 18 – Tabela de Notas para o Cenário 1.

CENÁRIO 1: Exploração a curto prazo de grandes reservas							
Fatores	Peso	Notas atribuídas					
		GNLE	GNCE	GTLE	GTWE	GNAE	GTSE
Maturidade Tecnológica	2,0	5	3	3	2	2	1
Econômico	2,0	5	2	4	2	2	2
Mercadológico	1,5	3	4	4	4	4	3
Logístico	1,5	3	4	5	3	4	3
Flexibilidade operacional	1,0	3	4	3	3	4	3
Seg. Operacional e Ambiental	1,0	3	3	2	4	2	2
Índice de Performance Geral		35	29	32,5	25,5	26	20

Tabela 19 – Tabela de Notas para o Cenário 2.

CENÁRIO 2: Exploração a longo prazo de pequenas reservas							
Fatores	Peso	Notas atribuídas					
		GNLE	GNCE	GTLE	GTWE	GNAE	GTSE
Maturidade Tecnológica	2,0	5	5	4	4	5	4
Econômico	2,0	1	5	2	3	4	4
Mercadológico	1,5	3	4	3	4	4	3
Logístico	1,5	3	4	5	3	4	3
Flexibilidade operacional	1,0	3	4	3	3	4	3
Seg. Operacional e Ambiental	1,0	3	3	2	4	2	2
Índice de Performance Geral		27	39	29	31,5	36	30

7.6 Análise das notas obtidas pelas tecnologias

Em um cenário mais conservador e considerando um curto ou médio prazos de implantação, a tecnologia GNLE se mostra mais atraente para desenvolvimento de reservas de grande porte, principalmente por ser esta tecnologia a que apresenta maior nível de desenvolvimento atual, estando em condições de aplicação praticamente imediata. Em um cenário mais ousado, considerando um aumento a curto prazo da maturidade tecnológica da tecnologia GTLE, esta solução pode estar sendo utilizada muito em breve no pré-sal brasileiro, principalmente em função da sua grande vantagem de permitir a geração de produtos *Premium*.

Ainda considerando um cenário conservador, para o desenvolvimento de reservas de pequeno porte e de curta duração comercial, as tecnologias GNCE e GNAE atualmente se mostram mais apropriadas para aplicação a curto ou médio prazos, pois, além de demandar

baixo investimento inicial em relação a outras tecnologias e praticamente não gerarem *custo afundado* (custo de equipamentos e instalações físicas não recuperáveis, nem utilizáveis em outros projetos), estas tecnologias apresentam baixo risco tecnológico (maturidade tecnológica satisfatória) e grande flexibilidade operacional, necessária para operação de pequenos reservatórios de forma adequada. Obviamente, a tecnologia GNAE ainda demanda maior desenvolvimento dos materiais utilizados para a adsorção do gás, porém o nível atual já é suficientemente satisfatório e a redução de peso e espessura dos vasos de estocagem de gás é capaz de custear esse investimento.

Considerando um cenário mais ousado, a tecnologia GTSE pode ser considerada como solução alternativa para projetos de pequeno porte. O potencial apresentado por essa tecnologia nos permite vislumbrar a sua utilização no desenvolvimento de reservatórios pequenos e distantes, dentro do cenário futuro de produção do pré-sal.

Também considerando um cenário ousado, a tecnologia GTWE, pode vir a ser uma alternativa possível para projetos de pequeno a médio porte, para desenvolvimento de reservatórios não muito distantes do continente. Em um futuro um pouco mais distante, essa mesma tecnologia pode vir a atender projetos mais distantes da costa, principalmente após o desenvolvimento de cabos elétricos mais resistentes, com melhor isolamento elétrico e de fabricação mais barata.

8 DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A EXPANSÃO DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A indústria do gás natural no Brasil começou mais tarde do que na maioria dos países em desenvolvimento. Somente a partir do final da década de 90, com a primeira tentativa de regulação do setor, o gás natural passou a ser considerado como uma real possibilidade de alternativa energética para o país. Apesar deste fato, em menos de duas décadas, o gás natural já se firmou definitivamente na matriz energética nacional, participando de forma significativa em vários segmentos estratégicos da economia brasileira.

Para o futuro próximo, espera-se um forte crescimento do mercado brasileiro de gás natural. Vários investimentos estruturantes de grande porte estão sendo implantados com este objetivo. O gás do pré-sal estará disponível para consumo em poucos anos e os setores da economia estão apostando cada vez mais nos benefícios trazidos pela escolha do gás natural como combustível e matéria-prima básica para seus processos.

8.1 Análise do mercado atual

Em relação à utilização no setor elétrico, é inegável o benefício trazido pelo gás natural ao sistema de geração nacional, principalmente a robustez auferida pela complementação da oferta de energia elétrica, servindo como uma espécie de seguro contra a falta de chuvas, ocorrência que impacta fortemente a geração das usinas hidroelétricas. Dessa forma, a geração termelétrica a gás natural veio fortalecer a garantia do suprimento elétrico nacional em um momento que o país muito necessita de energia em quantidade e qualidade adequada à sustentação do crescimento econômico e social almejado pela sociedade brasileira.

Também não restam dúvidas de que o GNV veio para ficar e já tem o seu espaço consolidado na cesta de opções de combustíveis dos veículos que trafegam no Brasil. Não fosse a crise de abastecimento de gás em 2008, que forçou o governo federal a desestimular as conversões dos automóveis particulares naquele momento, o Brasil poderia ter hoje a maior frota de veículos operando com GNV, fato que deve acontecer em mais alguns poucos anos. Se o país conseguir implantar a interiorização do gás natural, conforme planos estratégicos de governo já definidos, a conversão da frota e, conseqüentemente, o uso do GNV no Brasil terá caminho livre para um forte e contínuo crescimento no médio prazo.

O uso como combustível industrial para produção de energia térmica em fornos, aquecedores e outros equipamentos térmicos é a utilização do gás mais antiga e consolidada no país. Como já apresentado, é mais rápido e viável economicamente ampliar uma pequena rede de distribuição de gás natural com a incorporação de alguns poucos consumidores industriais do que adicionar vários consumidores domésticos, utilizando grandes expansões de redes de distribuição que entregam pequenas vazões de gás por consumidor incorporado.

Enfim, segmentos de utilização do gás natural como o termelétrico e o industrial, trilharam um caminho que não tem retorno e já apresentam atualmente um mercado relativamente consolidado e com visão de crescimento futuro duradouro, sustentável e contínuo. Outros segmentos como o residencial, utilização como matéria-prima e veicular, no entanto, ainda não atingiram o mesmo patamar de desenvolvimento de mercado e precisarão de incentivos econômicos e de políticas adicionais de governo adequadas para chegarem ao mesmo nível de maturidade em relação ao uso do gás.

Em relação aos segmentos que ainda demandam ações estruturantes a nível de governo para expansão da utilização e consolidação do mercado consumidor, o atendimento a algumas diretrizes básicas (como apresentado a seguir) poderia acelerar sensivelmente o estabelecimento de um nível de maturação de mercado adequado à indústria de gás no Brasil. Algumas ações de incentivo ao uso do gás são de simples implantação, outras demandam grande quantidade de recursos e tempo de retorno.

A seguir, são apresentadas algumas considerações sobre os grandes desafios a serem superados pelo gás natural no Brasil e também algumas propostas de estratégias e ações estruturantes que permitam a ampliação do mercado brasileiro de gás natural em menor tempo, incentivando e acelerando a utilização desse combustível e contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do país.

8.2 A cultura da *eletrotermia*

Uma importante alteração no cenário nacional, necessária para que a massificação do uso do gás ocorra mais rapidamente, é a mudança da cultura fortemente arraigada em vários setores industriais sobre o propósito maior da utilização do gás em processos produtivos. Por muito tempo, o planejamento energético nacional garantiu uma situação confortável de abundância de energia elétrica, com as construções de grandes projetos de hidrelétricas que privilegiaram estratégias de fomento ao uso massificado da energia elétrica, inclusive para uso

em aquecimento residencial e industrial. Conforme Santos (2002), estima-se que 40% da energia elétrica consumida no Brasil é utilizada em *eletrotermia* (que significa geração de energia térmica a partir da eletricidade).

Esta cultura está presente na realidade energética brasileira há bastante tempo, tendo criado uma sociedade industrial com esse conceito fortemente arraigado em suas bases, de forma que diversos setores industriais utilizam a energia elétrica como fonte de geração de calor ou refrigeração nos seus processos industriais altamente demandantes de energia. Mudar essa cultura passa a ser um grande desafio a ser vencido e também uma grande oportunidade para a ampliação da utilização do gás natural em vários setores industriais.

No setor energético, a energia elétrica é considerada a forma mais nobre de energia disponível para utilização pela sociedade, seja para aplicação industrial ou residencial. Na grande maioria dos países desenvolvidos a utilização deste tipo de energia é reservada a aplicações mais nobres e onde outras fontes de suprimento energético não possam ser utilizadas com alta eficiência. Na contramão deste raciocínio, na utilização da eletricidade para conversões térmicas, a energia química das moléculas do gás é transformada em energia elétrica nas usinas termelétricas e distribuída por extensas linhas de transmissão até o consumidor para uso final em equipamentos elétricos como sistemas de condicionamento de ambientes, chuveiros e torneiras elétricas residenciais, degradando uma forma de energia nobre (como a energia elétrica) em energia térmica para aquecimento ou resfriamento, com ocorrência de perdas energéticas em todas as fases do processo.

Santos (2002), assim como vários outros autores, defende que a aplicação direta do gás natural nos equipamentos térmicos industriais e domésticos permitirá um uso mais racional do gás, aumentando o seu valor agregado à matriz energética nacional e permitindo um melhor planejamento da utilização da energia elétrica. Neste sentido, é fundamental que se encare com seriedade a natural vocação do gás natural em substituir a *eletrotermia*, tanto nos processos industriais quanto na venda pulverizada para uso residencial.

A adoção desta visão estratégica de utilização do gás natural permite vislumbrar que o grande potencial para massificação do uso do gás natural no Brasil será a substituição do uso da eletricidade para aquecimento ou resfriamento pela utilização direta do combustível. Esta visão é compartilhada por vários autores e certamente ajudaria a aliviar a carga do sistema

elétrico nacional, principalmente nos momentos de pico de consumo, evitando, ou pelo menos adiando, grandes investimentos em expansões da geração elétrica.

8.3 O conceito do gasoduto *virtual*

Outro grande desafio nacional para a massificação da utilização do gás natural no país é sem dúvida, a ampliação das redes existentes de transporte e distribuição de gás. O pequeno porte das redes de transporte e distribuição de gás é incompatível com as dimensões continentais do país e não permite a massificação do uso do gás por todo o território nacional. No final de 2010, a rede de distribuição de gás (gasodutos de baixa pressão) tinha cerca de dezenove mil e trezentos km de extensão (ABEGAS, 2011). Para piorar este quadro, com raras exceções, a rede de transporte de gás nacional não é bem distribuída pelo território brasileiro e tem capacidade para abastecer apenas as grandes cidades localizadas no litoral (o gás natural ainda não foi “*interiorizado*”). Como consequência, as redes de distribuição atendem apenas as grandes cidades servidas pela rede de transporte de gás. Para um país que tem como visão estratégica disseminar o uso do gás natural por todos os setores da economia, os recursos de transporte e distribuição existentes são incipientes, diante do mínimo necessário para permitir a massificação da utilização do gás natural.

Para massificar o uso do gás é preciso a existência de mercados firmes e consolidados em toda a extensão territorial do país. Porém, para o desenvolvimento dos mercados de gás é preciso que o gás possa chegar a esses mercados de forma estável e preços adequados, para garantir o atendimento da demanda dos consumidores finais do produto. Isto gera uma situação de impasse e paralisação, onde, para o desenvolvimento dos mercados é preciso a existência das redes de transporte e distribuição e para a instalação dessas redes, é preciso a existência dos mercados que financiem os investimentos necessários.

Uma excelente alternativa para a solução deste problema pode ser a adoção do conceito do gasoduto “*virtual*”, com o gás sendo transportado por rodovias, ferrovias ou hidrovias, na fase líquida ou vapor. A idéia da entrega do produto a granel permite ampliar significativamente o alcance do gás natural, muito além dos poucos gasodutos e redes de distribuição existentes no país. O transporte de gás natural por modais distintos dos gasodutos tradicionais pode viabilizar a antecipação de mercados e com isso facilitar a ampliação das redes de transporte de gás.

As tecnologias disponíveis para as transformações físicas ou químicas necessárias podem colaborar com este processo. Os avanços tecnológicos utilizando técnicas de liquefação (GNL), compressão (GNC) e adsorção (GNA) já permitem imaginar a viabilização dos gasodutos “virtuais” em larga escala. Estas tecnologias previstas no *Plano de Massificação do Uso do Gás Natural*, lançado pela PETROBRAS, são compostas por unidades de liquefação, compressão, regaseificação, além de veículos rodoviários especialmente adaptados para o transporte do gás natural comprimido ou liquefeito para regiões distantes das redes existentes de gasodutos.

A título de exemplo, a Figura 116 apresenta uma solução proposta pela empresa *GNC-GALILEO* para transporte de gás natural comprimido (GNC) e abastecimento de clientes distantes das redes de gasodutos existentes.



Figura 116 - Solução de transporte de GNC da empresa *GALILEO*.
Fonte: *GNC-GALILEO*, 2010.

8.4 A interiorização do gás natural

Buscar a interiorização do gás, através da construção de gasodutos (físicos ou virtuais) que atinjam as regiões mais interiores do país pode permitir um rápido aumento do consumo de gás e a consolidação da relevância desse combustível na matriz energética brasileira. Atingir esse objetivo é um desafio de grandes proporções a ser vencido pelo mercado de gás natural no Brasil. A integração das regiões interiores através da disponibilização de um combustível barato e em larga escala, pode contribuir significativamente para reduzir o grande desnivelamento do desenvolvimento econômico e social das regiões brasileiras.

Logicamente, esta interiorização do gás terá um alto custo e lento retorno econômico, em termos de expansão física das redes de transporte e distribuição, porém é muito evidente o benefício que a disponibilidade deste produto pode promover em regiões do interior do país,

atualmente quase que desprovidas de condições efetivas de viabilização de desenvolvimento econômico e social para as populações nativas. A barreira à interiorização do produto, traduzida em alto custo e no risco de desenvolvimento do mercado inerente ao negócio precisa ser vencida por todos os atores da cadeia do gás natural, como produtores, consumidores, transportadores e principalmente, governos federal e estaduais.

8.5 Conversão das usinas termelétricas a óleo para utilização de gás natural

Apesar da demanda total de gás natural para o segmento de geração elétrica atingir cerca de 50 milhões de m³/d de gás natural (SOUSA, 2009), ainda existem várias usinas térmicas que operam com combustíveis líquidos (diesel e óleo combustível). Só ao longo da década 2010-2019, a capacidade instalada brasileira deverá ter um acréscimo de 54.600 MW, sendo que, desse acréscimo, cerca de 5.500 MW correspondem ao uso de usinas térmicas que vão operar com óleo combustível, por conta do elevado número desse tipo de usina de geração licitada até 2008 (PEREIRA et al., 2010). Se apenas essas novas usinas fossem convertidas para gás natural, considerando um rendimento mediano e o uso de ciclo combinado, seria possível obter-se um incremento na demanda total de cerca de 26 milhões de m³/d de gás natural, aumentando cerca de 50% o consumo potencial do segmento de maior consumo de gás natural do país, além de contribuir diretamente para a redução das emissões de gases nocivos ao meio ambiente. Também é válido citar que o nível de segurança de continuidade operacional é muito maior neste caso, considerando que o suprimento de combustível por gasodutos tem entrega mais garantida e é mais seguro do que o transporte rodoviário por caminhões ou fluvial por barcaças.

Neste contexto, o gás natural, servindo como uma opção mais barata e logisticamente mais segura do que os combustíveis líquidos tradicionais (diesel e óleo combustível), pode efetivamente contribuir para a segurança do abastecimento elétrico do país, ao mesmo tempo em que reduz o custo médio de operação das termelétricas. Este é o desafio do gás para o setor elétrico nacional. A superação deste poderá abrir uma grande oportunidade para ampliação do mercado de gás natural em todas as regiões do país.

8.6 Expansão das redes de distribuição de gás natural residencial

O gás natural residencial atualmente está presente em uma minoria de residências brasileiras. Este quadro não vai se modificar enquanto o gás natural não for “interiorizado” e enquanto políticas de incentivo à expansão do seu uso não forem praticadas pelos governos

estaduais. O desafio da ampliação das redes de distribuição de gás natural não será superado sem políticas de governo que favoreçam e estabeleçam objetivos a serem alcançados pelo mercado de gás.

As companhias distribuidoras de gás não vão priorizar investimentos de expansão de rede de distribuição residencial de gás sem algum instrumento legal que exija ou estimule esta ação. Estados como o Rio de Janeiro e São Paulo já incorporaram nos contratos de concessão de distribuição de gás a obrigatoriedade de investir certo percentual dos lucros das distribuidoras em ampliação de rede específica para uso residencial. Sem esse “*incentivo*” claramente escrito, as companhias vão sempre priorizar a expansão das redes industriais, cujo retorno financeiro é bem maior e o retorno do capital investido ocorre em tempo mais curto.

Outro incentivo já praticado por algumas distribuidoras é o subsídio do custo de conversão para o uso do GNR. Os governos federal e estaduais poderiam ajudar, reduzindo a carga tributária das aquisições dos equipamentos necessários. A disponibilização de informações técnicas e apoio a projetos para consumo podem também vir a ser uma ferramenta de incentivo à expansão de consumo eficaz. Neste caso, as empresas empreendedoras responsáveis pelo projeto de novos prédios, condomínios, bairros residenciais e *shopping centers*, devem poder contar com total apoio técnico por parte dos setores de engenharia das companhias distribuidoras. Cabe às companhias distribuidoras de gás buscarem a expansão do mercado pulverizado de gás, aumentando a participação desse combustível na utilização residencial e comercial. Uma forma de garantir este aumento de participação seria disponibilizando projetos pré-aprovados para instalação dos sistemas e equipamentos necessários à utilização do gás natural nas instalações futuras dos potenciais usuários de gás natural.

8.7 Incentivo da utilização do gás natural para produção de fertilizantes

Um dos maiores desafios e também uma grande oportunidade para o mercado de gás natural no Brasil é a sua utilização como matéria-prima na produção de fertilizantes, a qual pode trazer um novo conceito à definição de políticas estratégicas para o nosso país. No Brasil a atual utilização de gás natural para produção de fertilizantes é quase incipiente. Apenas as fábricas de fertilizantes (FAFENs) da PETROBRAS consomem como matéria-prima cerca de 3,5 milhões de m³/d de gás natural para fabricação de amônia em Sergipe e na Bahia (PETROBRAS, 2011). Como prova do esforço para aumento da produção, a

PETROBRAS investirá US\$ 65 milhões na Fábrica de Fertilizantes de Sergipe (FAFEN-SE). A obra, que faz parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC-2), visa aparelhar a unidade de Sergipe para a produção de sulfato de amônio a partir de janeiro de 2013 (PETROBRAS, 2011).

Assumindo uma visão estratégica mais abrangente e estruturada, o governo poderia conjugar a disponibilidade de gás com a necessidade de produção de fertilizantes em larga escala, aumentando de forma significativa o número de fábricas de fertilizantes que utilizem gás natural como matéria-prima. A capacitação e o desenvolvimento tecnológico necessário ao incremento da utilização do gás por este segmento devem fazer parte de uma política estruturada de governo, capaz de permitir a solução de todos os entraves políticos, técnicos e econômicos ao aumento da produção. As informações recentes divulgadas pelo segmento brasileiro de fertilizantes mostra que este caminho já está sendo construído.

De acordo com informações divulgadas pelo SINPROQUIM (Sindicato das Indústrias de Produtos Químicos para Fins Industriais e da Petroquímica no estado de São Paulo, 2011), o segmento de fertilizantes apresentará um alto nível de crescimento do consumo de gás natural até 2020. É isso o que sugere a PETROBRAS no seu Plano de Negócios 2011-2015, com projeções para o mercado de gás, até 2020. A expansão desse mercado reflete a estratégia de ampliar a produção de fertilizantes, área em que o Brasil é fortemente dependente dos produtos importados. Ainda segundo os dados da PETROBRAS, o consumo total de gás nas unidades de fertilizantes brasileiras irá atingir 13 milhões de m³/d entre 2011 e 2020.

Esses dados só consideram a demanda própria da PETROBRAS, e não inclui o consumo das fábricas de fertilizantes da companhia VALE. Até 2020, a PETROBRAS colocará em operação três novas unidades de fertilizantes. A estatal irá construir uma unidade em Três Lagoas (MS), prevista para entrar em operação em setembro de 2014 e uma unidade em Linhares (ES), com previsão de conclusão em dezembro de 2015. O terceiro projeto é a unidade em Uberaba (MG), programada para início de operação em 2017. Deste modo, a produção de amônia da PETROBRAS saltará de 291 mil toneladas para 813 mil toneladas e de 1.109 mil toneladas de uréia para 2.936 mil toneladas, reduzindo a dependência externa (SINPROQUIM, 2011).

Certamente as previsões aqui apresentadas, embora possíveis, possuem sua realização vinculada ao cronograma de aplicação de recursos, conforme o planejamento estratégico divulgado pela PETROBRAS para o setor.

8.8 Ampliação da utilização do gás natural como matéria-prima

Além dos fertilizantes já discutidos, vários outros produtos químicos críticos para o desenvolvimento de outros segmentos industriais brasileiros poderiam ter sua produção incentivada, utilizando o gás natural como matéria-prima. São mais de 100 produtos químicos da indústria de base que podem ter origem no gás. O Brasil até então, vem abrindo mão desse uso estratégico do gás natural e, conseqüentemente, não tem se aproveitado do grande potencial econômico e de desenvolvimento industrial que esse recurso pode disponibilizar. Neste sentido, um grande desafio a ser superado é a ampliação da produção da indústria química brasileira, utilizando o gás natural como fonte de matéria-prima. A oportunidade oriunda da superação desse desafio poderá colocar o Brasil em uma posição privilegiada de autossuficiência em vários produtos estratégicos para o desenvolvimento nacional.

A partir da geração de gás de síntese em uma central de geração de facilidades industriais, várias indústrias de segunda, terceira, quarta e quinta gerações podem ser instaladas ao redor, tirando proveito da geração de produtos básicos a partir do gás natural, constituindo o conjunto, um verdadeiro pólo gás químico de grande interesse nacional.

Essas indústrias poderiam produzir vários dos produtos estratégicos e que atualmente são quase que totalmente importados, devido a uma grande deficiência nacional na cadeia produtiva de produtos químicos de base. Uma forte indústria de gasoquímicos, como são chamados os produtos químicos de base produzidos a partir do gás natural, poderia ser utilizada como âncora para a alavancagem do fortalecimento de toda a indústria nacional e garantir uma significativa redução da dependência do país aos produtos químicos importados, muitas vezes com alto custo.

8.9 Segregação do etano do gás natural para uso gás químico

Como apresentado, o etano presente no gás natural pode ser separado do metano e utilizado em uma aplicação mais nobre do que a simples queima como gás combustível. A corrente de etano é capaz de suprir um pólo gás químico especializado na produção de polietilenos e polipropilenos de alto valor agregado. Esse tipo de indústria de base é

fortemente demandante de capital e pode alavancar a expansão industrial com o qual o país tanto almeja. Este processo já se iniciou com o pólo gás químico do Rio de Janeiro e poderia ser ampliado com a criação de novos pólos ou a conversão parcial dos já existentes para consumo de etano separado do gás natural.

Se apenas uma parte do gás proveniente do pré-sal brasileiro tiver a fração de etano separada e disponibilizada para o suprimento de complexos industriais especializados no uso de gás, o Brasil poderia em curto prazo ser um grande exportador mundial de polímeros plásticos, de alto valor agregado no mercado internacional. Possivelmente, um fator crítico de sucesso para este empreendimento seria a disponibilização dos recursos necessários, uma vez que este segmento demanda fortemente recursos financeiros para seu desenvolvimento.

Certamente vender etano para um pólo gás químico tem maior atratividade financeira do que vender o mesmo etano como gás combustível misturado ao metano. Tanto assim, que o governo da Bolívia já demonstrou interesse em construir uma grande unidade de processamento de gás natural, tipo turbo-expansão (tecnologia adequada para utilização em UPGN para permitir a separação e produção de corrente de etano na fase líquida, conforme Vaz et. al., 2008) para reprocessar previamente todo o gás vendido ao Brasil e Argentina, garantindo a recuperação de componentes pesados (propano e butanos), além do etano, o qual seria vendido a um preço superior para mercados interessados em geração de resinas plásticas.

8.10 Maximização da produção de GLP nas UPGN

Atualmente, o Brasil é obrigado a importar GLP para complementação do atendimento ao mercado interno, uma vez que os petróleos pesados nacionais processados em larga escala nas refinarias brasileiras apresentam um perfil de produção desfavorável às frações mais leves e também os esquemas de refino atualmente empregados não priorizam a produção de leves a partir de correntes mais pesadas, dando prioridade à produção de diesel. Cerca de 8% do volume total de petróleo processado nas refinarias brasileiras se transformam em GLP especificado para venda, sendo este volume insuficiente para atendimento ao consumo nacional (MOREIRA, 2008), de forma que a produção deste combustível a partir da separação de propano e butanos do gás natural em UPGN, em complemento ao GLP produzido nas refinarias, torna-se bastante interessante.

Conforme dados da ANP (2011), o Brasil tem aumentado o consumo de GLP, principalmente devido ao aquecimento da economia e ao aumento da renda média do

brasileiro. Atualmente, cerca de 24,8% do volume de GLP consumido no país é importado (ANP, 2011). A Figura 117 apresenta o balanço nacional entre produção total e consumo interno de GLP na última década.

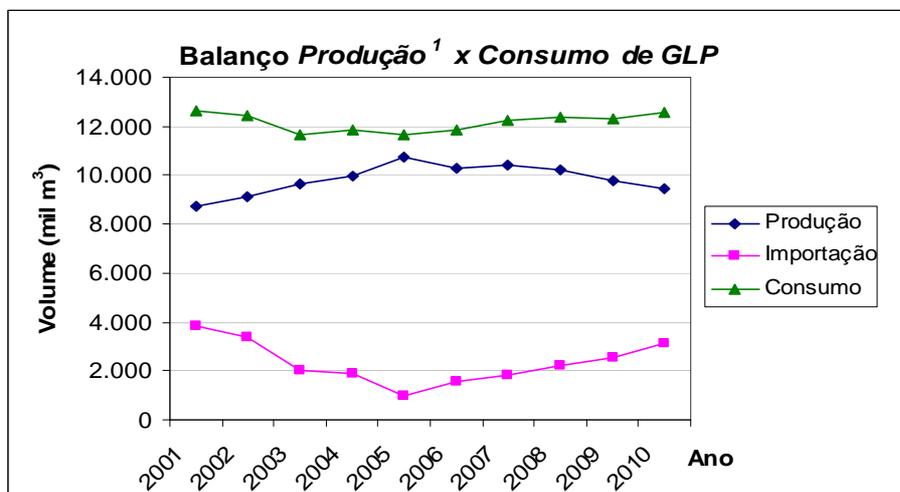


Figura 117 - Balanço *Produção* x *Consumo* de GLP.

Fonte: Adaptado de ANP, 2011.

¹ Produção total de GLP (refinarias + UPGN).

Ainda conforme dados da ANP (2011), o dispêndio com a compra de GLP no mercado externo tem aumentado a partir de 2005, tanto por aquecimento da economia brasileira quanto por aumento do preço médio do produto. A Figura 118 apresenta o dispêndio com a compra de GLP na última década.

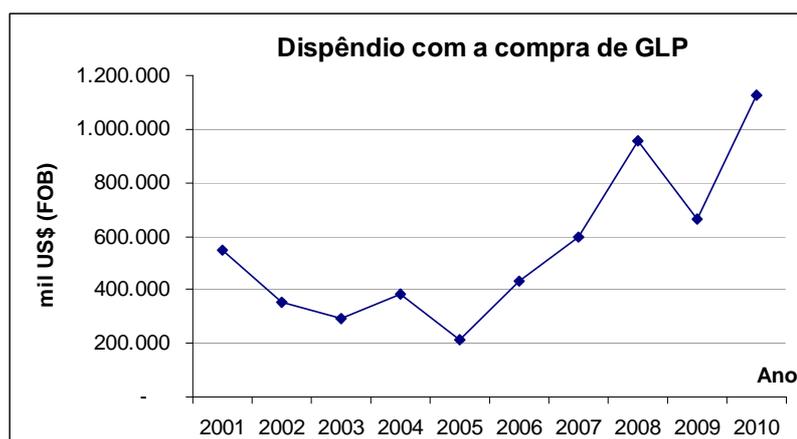


Figura 118 - Dispêndio com a compra de GLP.

Fonte: Adaptado de ANP, 2011.

Atualmente, os projetos de UPGN no Brasil são concebidos prioritariamente para garantir o atendimento à especificação vigente do gás natural para comercialização, conforme definido na Resolução nº16 da ANP. A especificação definida nesta Resolução para as regiões

nordeste, sul e sudeste permite a presença de componentes pesados no gás de venda nos teores máximos de 6% para o propano e 3% para os butanos e mais pesados. Embora não chegue nestes valores, o gás natural disponibilizado para venda no Brasil possui em sua composição teores de propano e butanos suficientes para viabilizar a sua separação e geração de produtos mais nobres.

A Figura 119 apresenta a produção de GLP das UPGN existentes na última década, deixando clara a contribuição das unidades de processamento de gás natural com esforço de abastecimento do mercado interno. Atualmente, cerca de 27% de todo o GLP produzido no país tem origem em uma UPGN (ANP, 2011). Neste contexto, se as novas UPGN a serem construídas para aproveitamento do gás do pré-sal tivessem como premissa básica em seus projetos a maximização da produção de GLP, as mesmas poderiam aumentar esta contribuição e encerrar a atual necessidade de compra desse combustível no mercado externo, assim como a evasão de divisas associada a esta compra.

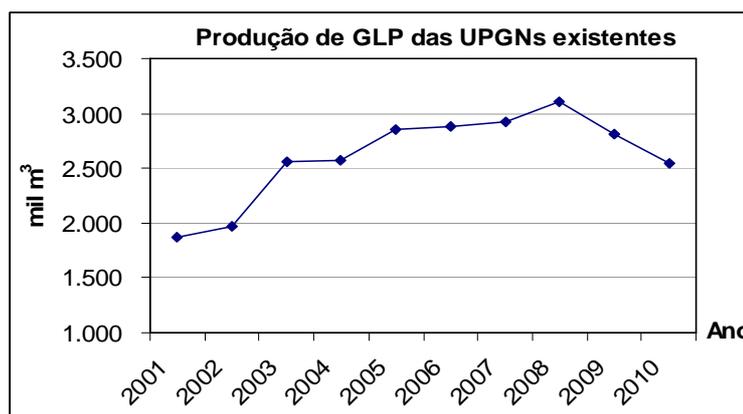


Figura 119 – Produção de GLP das UPGN existentes.
Fonte: Adaptado de ANP, 2011.

Se as novas UPGN que processarão o gás produzido no pré-sal brasileiro utilizarem tecnologia que permita esta operação de maximização de produção de GLP, certamente o Brasil atingiria mais rapidamente a autossuficiência neste combustível e ainda passaria a contar com um produto nobre para exportação, principalmente se os novos projetos permitirem a separação de propano e butano, o que aumenta o valor agregado total da produção (o mundo comercializa propano e butano separados, sendo poucos os países que o fazem como o Brasil, que utiliza a mistura dos dois componentes diretamente). A receita gerada pela venda do GLP poderia mais facilmente viabilizar economicamente os investimentos necessários realizados nas unidades de especificação de gás natural.

As três primeiras fases de exploração de gás natural do pré-sal possuem capacidades nominais de produção de 10 milhões de m³/d (fase um, projeto Caraguatatuba-SP), 13 milhões de m³/d (fase dois, projeto Cabiúnas-RJ) e 21 milhões de m³/d (fase três, projeto COMPERJ-RJ). Os três projetos juntos têm previsão de conclusão para 2016 e deverão produzir cerca de 44 milhões de m³/d de gás natural com uma riqueza (fração C3+) média prevista de 11% (PETROBRAS/Diretoria de Gás Natural, 2011).

Considerando a oportunidade do estabelecimento da premissa de maximização de produção de GLP e gasolina natural e uma eficiência de separação da fração C3+ nos novos projetos de 98%, teríamos um potencial de produção de cerca de 11 mil m³/d de GLP, o que quase dobraria a produção atual das UPGN, isso considerando apenas o gás produzido nessas três primeiras fases já previstas de exploração do pré-sal. Este valor é mais do que suficiente para atingirmos a autossuficiência neste combustível e ainda termos sobras para exportação. Esses números são bastante interessantes, haja vista que no ano de 2010 o país teve um dispêndio aproximado de US\$ 1,13 bilhões para importar cerca de 1,72 milhões de toneladas de GLP, para complemento do consumo interno (ANP/Relatório Abastecimento e Números, 2011).

Em complemento, é importante ressaltar a íntima relação entre o crescimento da produção de gás natural e a produção de GLP, demonstrando de forma definitiva que estes não são necessariamente combustíveis concorrentes em todos os segmentos do mercado e que a economicidade da cadeia produtiva do gás natural é também dependente da comercialização do GLP (GASNET, 2004).

8.11 Utilização mais nobre da fração C5+ gerada pelo gás natural

A fração C5+ (também chamada de gasolina natural) é uma fração nobre, composta principalmente por hidrocarbonetos parafínicos saturados (cadeias lineares sem duplas ligações) como pentanos (maior quantidade), hexanos e heptanos, com teores não especificados de leves (principalmente butanos) e mais pesados do que o heptano.

Com muito baixos teores de compostos não-hidrocarbonetos (compostos sulfurados e nitrogenados), a fração C5+ já está bem próxima da especificação de venda de alguns produtos acabados, específicos da faixa de destilação de hidrocarbonetos de cadeia com 5 a 7 átomos de carbono. Todos possuem alto valor agregado (em relação ao petróleo) e grande

demanda de mercado (principalmente a nafta para uso petroquímico). Algumas possíveis aplicações mais nobres do que a simples mistura ao petróleo para esta corrente são listadas abaixo:

- Naftas especiais para indústria de química fina ou produção de gasolina;
- Naftas leves para matéria-prima na produção de resinas plásticas, como polietileno (processo craqueamento a vapor ou *steam cracking*);
- Cadeias alifáticas da faixa do C6, C7 e C8 para uso em reações de reforma e produção de fração BTEX (Benzeno, Tolueno, Etil-benzeno e Xileno) ou gasolinas especiais de alta octanagem para exportação;
- Pentanos para combustíveis especiais;
- Hexano padrão “*food grade*” para indústria alimentícia;
- Solventes da faixa do hexano para indústria de tintas e uso geral.

Atualmente, a fração C5+ produzida pelas UPGN do país é integralmente adicionada aos petróleos nacionais produzidos, para posterior refino nas unidades de destilação das refinarias. Neste reprocessamento, perde-se o equivalente a cerca de 5% do volume da fração adicionada a título de energia térmica gasta no processo de destilação para a nova separação dos componentes da fração C5+ e incorporação dos mesmos aos produtos gerados pela unidade.

Os grandes desafios atuais encontrados para a viabilização da fração C5+ em aplicações mais nobres são a pequena escala de produção (o volume de C5+ produzido é considerado pequeno para fins petroquímicos, que trabalha com altas vazões de carga) e a logística de escoamento (movimentar o C5+ produzido nas UPGN em diferentes locais do país e concentrá-lo para processamento em um único ponto para ganho de escala tem um custo alto). A Figura 120 apresenta a produção de C5+ das UPGN na última década.

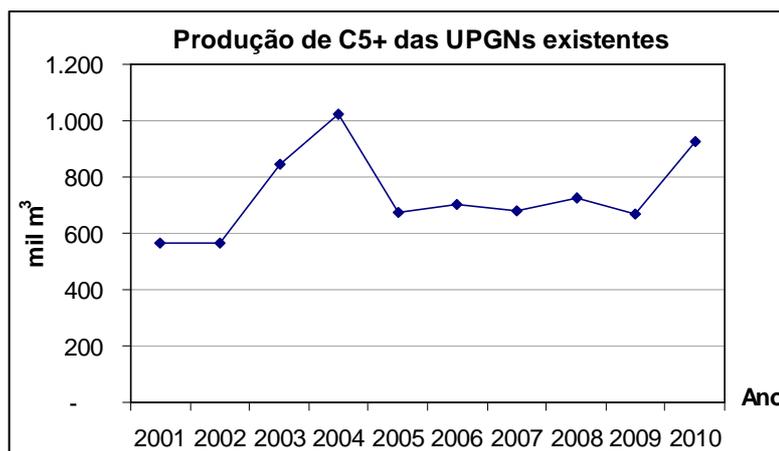


Figura 120 – Produção de C5+ das UPGN.
Fonte: Adaptado de ANP, 2011.

O aumento do processamento do gás natural oriundo do pré-sal possibilitará um incremento significativo na produção de C5+ das UPGN brasileiras. A tendência é de que este aumento facilite a viabilização das utilizações mais nobres desta fração. Considerando as mesmas premissas adotadas no item anterior para maximização da produção de GLP, podemos concluir que o potencial de aumento da produção da fração C5+ em função do processamento do gás do pré-sal poderia ser da ordem de 7,3 mil m³/d, caso fossem adotadas as premissas de maximização da produção de líquidos nas novas UPGN. Este valor é três vezes maior que a produção atual.

Várias são as opções para utilização mais nobre da fração C5+. Neste trabalho, entretanto, abordaremos apenas duas importantes possibilidades que se mostram bem adequadas ao atual contexto econômico do país e às necessidades atuais do mercado interno.

a) Utilização do C5+ substituindo nafta importada para o craqueamento a vapor:

Produtos petroquímicos básicos como o eteno e propeno possuem um grande valor estratégico e de mercado, devido ao fato de serem matérias-primas importantes para várias indústrias petroquímicas de segunda geração, sendo insumos para a produção de diversos produtos finais de maior valor agregado, tais como os polietilenos e o polipropileno. Estes polímeros abastecem o mercado alimentício, agroquímico, de papel e celulose, mercados de higiene, agronegócio, utilidades domésticas, entre outros. Em sua maior parte, estas importantes olefinas leves são obtidas pelo processo de craqueamento a vapor (*Steam Cracking*), normalmente utilizado em refinarias. Entretanto, existem atualmente restrições de mercado à disponibilização de nafta petroquímica para a produção de olefinas, fazendo com

que a indústria petroquímica tenha que recorrer à utilização de insumos alternativos em novos projetos.

Dessa forma, a nafta é considerada a mais importante matéria-prima da indústria petroquímica no Brasil, sendo que, atualmente, este insumo apresenta expressiva representatividade na importação de derivados do petróleo, contribuindo para onerar a balança comercial brasileira e deixando a indústria nacional bastante dependente da importação do produto (PEREIRA, 2010).

Em princípio, qualquer hidrocarboneto pode ser usado como matéria-prima para a produção de petroquímicos básicos, mas na prática, por razões de ordem econômica ou mercadológica, as matérias-primas mais utilizadas no mundo, são a nafta (a mais amplamente utilizada), etano e propano extraídos do gás natural, gasóleos leves de refinarias e condensados de gás natural. A utilização de cada uma dessas matérias-primas no abastecimento dos diversos pólos petroquímicos depende de sua disponibilidade, proximidade de fontes de insumos e da estrutura de demanda que se deseja atender (PERRONE, 2012).

Conceitualmente, a nafta é um derivado do petróleo, obtida no processo de destilação, sendo composta por hidrocarbonetos com ponto de ebulição na faixa de 28°C a 220°C. A nafta pode apresentar especificações distintas, dependendo do ponto de corte (temperatura de corte) na coluna de destilação. Uma corrente de nafta pode ser chamada de leve ou pesada, em função da temperatura de corte. Por exemplo, para a produção de aromáticos se usa um corte mais estreito de nafta, de 65°C até 135°C, onde se concentram os compostos formadores de aromáticos que serão obtidos na unidade de reforma de nafta para a produção de gasolinas especiais. Quanto às características químicas, dependendo do tipo de petróleo do qual foi extraída, a nafta pode ser classificada em dois tipos: parafínica e naftênica. A nafta parafínica é mais adequada para a produção de olefinas, como eteno e propeno, enquanto que a nafta naftênica é mais apropriada para produção de aromáticos. Devido às características físico-químicas dos hidrocarbonetos que a compõem, naftas leves são, geralmente, parafínicas e naftas pesadas são naftênicas (PERRONE, 2012).

O consumo atual de nafta no Brasil é da ordem de 10 milhões de toneladas anuais, sendo que cerca de 70% desta quantidade é fornecida pela PETROBRAS (nafta produzida nas refinarias nacionais) e 30% suprida por importações feitas diretamente pelas centrais

petroquímicas para suprir a necessidade do mercado interno. Esta importação tem gerado um significativo dispêndio de divisas, da ordem de US\$ 600 milhões por ano (PEREIRA, 2010).

Em relação ao mercado mundial de nafta, o cenário atual é de tendência de preços elevados, tanto em função do aumento do preço do petróleo como em função da alta demanda por derivados energéticos concorrentes à nafta como a gasolina automotiva, uma vez que uma das alternativas mais utilizadas nas refinarias para aumento do volume de gasolina produzido é adicionar, dentro de certos limites da especificação do produto, frações de nafta ao pool de mistura do combustível automotivo. Neste contexto, pode-se dizer que o mercado de combustíveis é o principal concorrente da petroquímica na utilização da nafta, principalmente no Brasil, onde o alto teor de etanol na gasolina viabiliza o atendimento da octanagem mínima, mesmo com a utilização de um volume de nafta significativamente superior ao empregado em outros países. Este deslocamento da nafta para a formulação da gasolina interfere diretamente na disponibilidade do produto para a indústria petroquímica, gerando um risco adicional para a indústria petroquímica nacional, principalmente para potenciais novos investidores (PEREIRA, 2010).

A fim de diminuir a escassez de matéria-prima para a indústria petroquímica causada pela diminuição da disponibilidade de nafta no mercado interno, algumas alternativas estão sendo utilizadas, visando mitigar os problemas de abastecimento do setor, como o desenvolvimento de processos industriais que maximizem a produção de petroquímicos básicos nas refinarias, utilização de correntes de gás de refinaria ricas em etano pelas centrais petroquímicas e uma maior utilização do gás natural como matéria-prima petroquímica (ABIQUIM, 2007).

Projeções da ABIQUIM (2007) mostram que a demanda por nafta petroquímica continuará maior do que a oferta, mesmo considerando o aumento da oferta das novas unidades de produção previstas. A Figura 121 apresenta a projeção da demanda e oferta de nafta petroquímica para os próximos anos até 2020 e permite visualizar um balanço entre a oferta e demanda desta matéria-prima (PEREIRA, 2010). Nesta Figura, o aumento previsto de oferta de nafta em 2015 refere-se à entrada em operação das primeiras unidades de refino do complexo do COMPERJ.

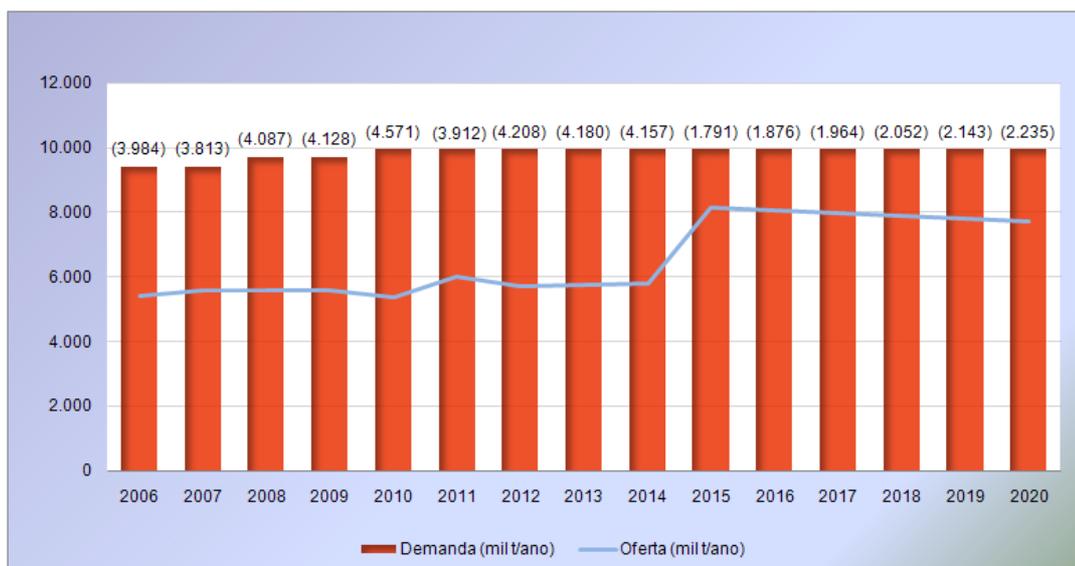


Figura 121 - Projeção da demanda *versus* oferta de nafta até 2020.

Fonte: PEREIRA, 2010 (a partir de dados da ABIQUIM).

Neste contexto de escassez de matéria-prima, a fração C5+ tem grande potencial para minimizar os problemas de suprimento da indústria petroquímica e ganhar uma importância relevante no mercado nacional. O aumento da produção de C5+ ocasionado pelo processamento do gás do pré-sal pode facilitar a viabilização de projetos de logística de movimentação de produto que utilizem essa fração para complemento das necessidades de matéria-prima dos pólos petroquímicos mais próximos aos pontos de processamento de gás.

O grande desafio da utilização do C5+ como matéria-prima petroquímica no contexto atual é o custo da logística de movimentação para concentração do insumo nos pontos de consumo (pólos petroquímicos). Vencida esta barreira, nada mais impedirá a utilização mais nobre desse importante derivado do gás natural.

Algumas iniciativas no sentido de utilizar-se a fração C5+ como matéria-prima petroquímica já se iniciaram no Brasil. Souza (2001) apresentou um trabalho sobre o craqueamento catalítico da fração C5+ produzida no pólo de Guamaré-RN, utilizando a zeólita ZSM-5, com resultados bem interessantes em relação às taxas de conversão de etenos e propenos. Atualmente, alguns projetos utilizando rotas de produção de petroquímicos de primeira geração a partir de correntes de C5+ em unidades de FCC (*Fluid Catalytic Cracking*) petroquímicos estão em desenvolvimento. Existe inclusive, uma possibilidade do complexo do COMPERJ utilizar C5+ produzido em Cabiúnas-RJ em processo de craqueamento para produção de olefinas leves, caso questões comerciais entre as empresas envolvidas sejam resolvidas.

b) Processamento do C5+ em uma unidade de destilação multi-propósito:

Uma possível opção alternativa para o uso da corrente de C5+, especialmente válida para os sites mais distantes aos pólos petroquímicos (que em tese, poderiam utilizar o C5+ mais facilmente em substituição à nafta petroquímica) pode ser o processamento desta fração em pequenas unidades multi-propósito, especialmente projetadas para produzir vários produtos de alto valor agregado, de forma pontual e em batelada, para atendimento a pequenos mercados específicos. Uma única planta de produção pode especificar diferentes produtos através de mudança nas condições operacionais dos equipamentos da unidade (vazão, pressão, temperatura, razão de refluxo, prato de carga). Dessa forma, é possível atender pequenas demandas de diferentes e específicos mercados, com um leque de produtos possíveis de serem produzidos com um investimento relativamente baixo, compatível com os pequenos volumes dos produtos obtidos neste tipo de unidade industrial. É importante frisar que esta alternativa deve ser encarada como uma substituta à utilização na indústria petroquímica como matéria-prima, principalmente para os *sites* de produção da fração C5+ distantes dos pólos potenciais consumidores da indústria petroquímica, como é o caso dos campos de produção de gás de Urucu e Guamaré.

Utilizar a fração C5+ para processamento em pequena escala em unidades especiais tipo multi-propósito para separação de pentanos, hexanos e heptanos pode proporcionar o abastecimento de uma série de produtos especiais como, pentanos para produção de gasolinas especiais, hexano padrão alimentício (*food grade*), solventes para tintas e outras aplicações nobres na petroquímica, frações especiais de nafta, fração para produção de aromáticos básicos (corrente BTEX), entre outros produtos especiais.

Existe uma grande oportunidade de negócio na aplicação dessa unidade proposta, a qual possui um potencial que pode ser bastante lucrativo, uma vez que todos os produtos possíveis de produção possuem um alto valor de mercado. Em tese, transformamos petróleo comum (atualmente a fração C5+ é valorada ao preço de petróleo) em produtos de grande valor comercial e estratégico para o país, a um custo de produção muito baixo, uma vez que a qualidade e composição da corrente de carga (a fração C5+) desse tipo de unidade estão bastante próximas dos produtos a serem gerados.

A unidade proposta é constituída principalmente por uma torre de destilação, com os sistemas completos de topo (condensação e refluxo), retirada intermediária (retificação e

purificação de produtos intermediários) e sistema de fundo (refervedor). Através de modificações nas variáveis operacionais da torre, como temperaturas de topo e fundo, pressão do vaso de topo, vazão de refluxo, vazões de carga e retirada lateral e carga térmica do refervedor intermediário é possível obter diferentes especificações para os produtos intermediários, de topo e de fundo da torre, permitindo produzir uma gama de produtos de alto valor de mercado de forma simultânea e em quantidades adequadas ao mercado de pequena escala, com diferentes consumidores pulverizados. A unidade pode ser projetada para operação em batelada ou contínua, conforme a necessidade do mercado local.

A Figura 122 apresenta uma proposta de configuração possível para aproveitamento mais nobre da fração C5+, com geração em batelada de um conjunto de produtos de alto valor agregado. A opção de mais de um prato de entrada de carga na torre pode permitir a mesma a operar com diferentes especificações de carga (frações C5+ mais leves ou mais pesadas), aumentando ainda mais a flexibilidade operacional da unidade e, conseqüentemente, a possibilidade de especificação de diferentes produtos.

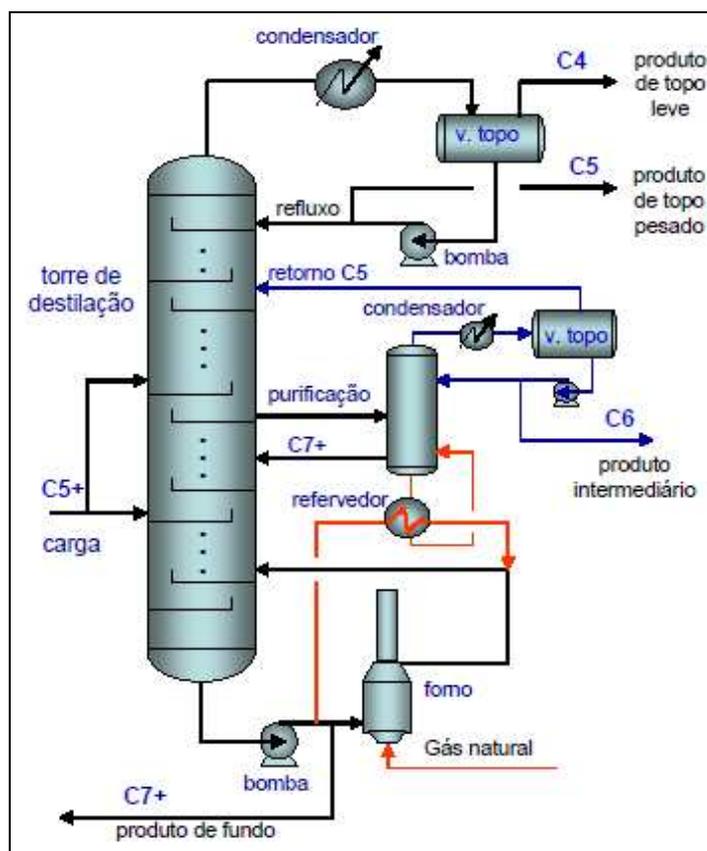


Figura 122 – Proposta de unidade multi-propósito operada com a fração C5+.

8.12 Modelo ideal proposto para aumento do valor agregado aos produtos do gás natural

A busca por produtos de maior valor agregado a partir do gás natural é um grande desafio e pode contribuir significativamente para a ampliação da sua utilização, pois a comercialização de produtos mais nobres tende a facilitar a viabilização econômica de projetos de suprimento de gás para novos mercados. De uma forma geral, quanto mais o gás for segregado em seus componentes básicos, quanto maior será o valor agregado do conjunto dos produtos gerados.

Retirar o máximo possível dos componentes mais pesados que o metano do gás (fração C₂+) para maximizar o uso gás químico do etano, a produção de GLP e de produtos oriundos da fração C₅+ pode ter uma atratividade financeira bastante interessante, além do cunho estratégico de se produzir localmente produtos de especial relevância ao desenvolvimento do país, reduzindo assim, a dependência externa. Em tese, o ideal seria vender apenas metano como gás combustível, principalmente para geração de calor, separando os componentes de maior massa molar para utilizações mais nobres e economicamente mais interessantes.

Do mesmo modo, separar parte do metano para uso como matéria-prima na indústria química e produção de fertilizantes também deve ser considerado uma estratégia prioritária de governo e ter incentivos fiscais adequados às necessidades nacionais. As indústrias de fertilizantes são fundamentais para o país conseguir sua independência tecnológica e a redução de dependência de mercados internacionais, no sentido de expandir suas fronteiras agrícolas e consolidar a sua posição estratégica de “*celeiro do mundo*”.

Este trabalho parte da premissa que a expansão da fronteira agrícola é um objetivo estratégico de governo, sendo considerada fundamental para o desenvolvimento econômico e social do país e que o aumento da produção agrícola deve ser acompanhado do respectivo aumento da disponibilidade de fertilizantes preferencialmente produzidos no país, possibilitando a redução da dependência estrangeira a este insumo tão crítico para a economia brasileira. Dessa forma, deve-se encarar a utilização em larga escala do gás natural como matéria-prima básica da produção de fertilizantes em fábricas nacionais como uma estratégia no nível do governo federal e todos os mecanismos de incentivo possíveis devem ser empregados, de maneira a possibilitar a alavancagem desta utilização nobre do gás natural,

criando um mercado estável e forte, capaz de suportar o crescimento do setor agrícola, com a oferta de fertilizantes nacionais a custos competitivos com o produto importado.

Em outra vertente de aplicação, a utilização do gás para a geração termelétrica deve caminhar para a aplicação de projetos de alta eficiência, que considerem ciclos combinados e cogeração, para produção de energia térmica e elétrica simultaneamente. De uma forma bem ampla, a utilização de processos industriais de cogeração pode melhorar bastante as perspectivas para a utilização plena e racional do gás natural no Brasil, sendo possível obter alta eficiência energética utilizando sistemas de cogeração, produzindo conjuntamente calor (ou frio) e energia elétrica.

Não se cogita nesse trabalho modificar a tradição de geração de base hidrelétrica nacional, mas de oferecer uma garantia maior ao sistema elétrico, reforçando a geração em horários de pico ou de ausência prolongada de chuvas, através da utilização de termelétricas a gás. De uma forma geral, garantir a diversificação das fontes de suprimento energético nacionais tende a tornar o sistema como um todo mais robusto e menos susceptível a crises internas ou externas, seja de origem econômica, política, ou fenômenos climáticos naturais.

A Figura 123 apresenta um modelo ideal proposto para o aproveitamento do gás natural no país, considerando as principais alternativas de valoração dos produtos gerados.

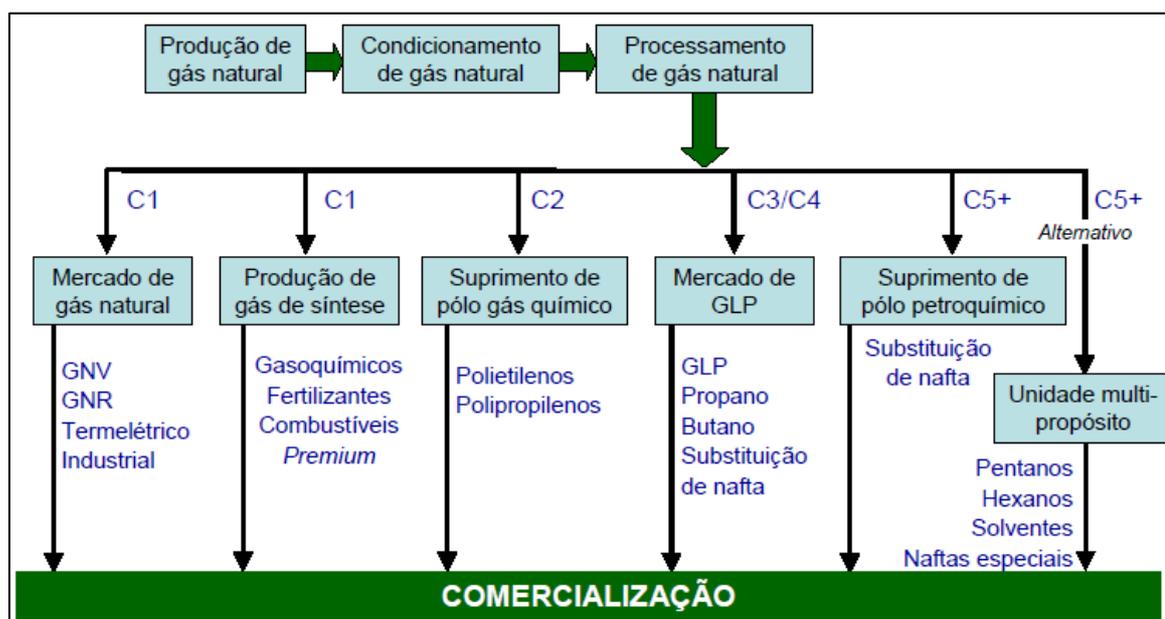


Figura 123 - Modelo ideal proposto para aproveitamento de gás natural.

9 CONCLUSÕES

As conclusões apresentadas neste capítulo refletem uma análise dos conceitos e das informações discutidas nos capítulos anteriores, além de um exercício de cenários possíveis sobre o desenrolar das principais questões que são fundamentais para o mercado de gás natural e a sua utilização no Brasil.

A garantia do abastecimento do mercado interno a longo prazo é sem dúvida, uma das questões mais fundamentais para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. O desenvolvimento de novas fronteiras de produção é condição fundamental em todos os cenários possíveis, para que a indústria brasileira de gás natural atinja um nível de maturidade superior e conquiste uma quantidade maior de usuários nos vários segmentos de consumo. A garantia da continuidade de abastecimento do mercado de gás é condição essencial para que os consumidores tenham confiança do retorno dos investimentos necessários para a utilização desse combustível nos seus processos produtivos. Além disso, em um setor fortemente demandante de recursos financeiros e de longo prazo de retorno do capital investido, apenas em um ambiente de completa estabilidade política e de regras de mercado, poderá haver fluxo de capital privado para desenvolvimento de novas jazidas de gás.

Neste contexto, a análise das informações apresentadas neste trabalho nos permite dizer que o desenvolvimento das reservas do pré-sal e futuramente, do *shale gas* nacional têm potencial para dar a segurança necessária de abastecimento em longo prazo do mercado de gás brasileiro.

Outra questão de relevante importância para o desenvolvimento do mercado futuro de gás natural no Brasil passa pela viabilização da movimentação do gás produzido até as unidades de processamento. Neste sentido, a utilização de tecnologias alternativas à transferência convencional de gás natural por gasodutos *offshore* deverá assumir um papel de grande importância estratégica para projetos do pré-sal, pois pode permitir a viabilização econômica da produção de gás em reservas *offshore* distantes do litoral e que tenham alto custo para transporte do gás produzido. Da mesma forma, reservas de gás em regiões distantes dos grandes centros de consumo (como na região amazônica) também podem ser favorecidas por esta utilização.

Considerando as premissas definidas, a análise dos fatores críticos e cenários estabelecidos no capítulo 7, a tecnologia GNLE é a que apresenta a melhor performance para

utilização a curto prazo no desenvolvimento de grandes reservas de gás *offshore*, sendo que a tecnologia GTLE pode ser considerada em um cenário mais ousado para a produção de produtos *Premium*, de maior valor agregado. Sob a mesma ótica e premissas, as tecnologias GNCE e GNAE apresentam melhor performance para utilização a médio prazo no desenvolvimento de reservas de menor porte do pré-sal, sendo que a tecnologia GNAE ainda demanda algum desenvolvimento em relação aos materiais usados para a adsorção do gás.

É importante ressaltar que as tecnologias apresentadas não são de forma alguma excludentes entre si. Ao contrário, as mesmas são complementares, possibilitando diversas alternativas e diferentes formas de aproveitamento do gás produzido. Diversas capacidades nominais podem ser utilizadas nos mais diversos tipos de reservatórios, desde pequenos e isolados campos de gás não associado localizados no continente até os campos gigantes de gás associado do pré-sal brasileiro. Dessa forma, podemos dizer que, dentre as tecnologias apresentadas, não existe uma que seja sempre superior a todas as outras. O que existe é a tecnologia que melhor atende às condições de contorno com cada projeto específico, dentro de uma composição de cenários de utilização. O Brasil, com um imenso litoral e grandes de reservas de gás *offshore* recém-descobertas, certamente terá excelentes oportunidades de aproveitar o que de melhor cada uma das tecnologias alternativas tem a oferecer e com isso, acelerar o seu desenvolvimento econômico e social, incorporando definitivamente o gás natural como um combustível estratégico em sua matriz energética.

Como também bastante discutido, a importância do conceito do *gasoduto virtual* na interiorização do consumo de gás no Brasil não pode ser relegada. O transporte do gás natural pronto para venda em caminhões, barcos ou trens, seja na fase vapor ou líquida, permite o desenvolvimento prévio de mercados não atendidos por gasodutos convencionais, possibilitando que o gás possa chegar aos consumidores antes das redes de distribuição, antecipando as demandas que sirvam de *âncora* aos projetos de infraestrutura necessários, diminuindo os riscos comerciais e garantindo o retorno do investimento realizado. Neste contexto, o conceito do *gasoduto virtual* pode ser uma excelente ferramenta para o alcance do grande objetivo nacional de massificação da utilização do gás natural.

A ampliação das redes, necessária à interiorização do gás natural, precisa ser financiada, até que os mercados locais se desenvolvam e amadureçam o suficiente para garantir o retorno dos investimentos. Neste sentido, a utilização de consumidores *âncora*, com grande potencial de consumo, aliada ao conceito do *gasoduto virtual* pode facilitar bastante

este movimento de interiorização do produto e massificação do consumo de gás natural no país.

Como uma das questões mais complexas e importantes para o futuro do gás no Brasil, a busca por maior valoração do gás natural e seus derivados, através de utilizações mais nobres do que a tradicional geração de energia térmica, deve ser praticada com mais empenho e objetividade no Brasil. Atualmente, deixamos de aproveitar plenamente os potenciais benefícios do gás natural em utilizações como matéria-prima em vários processos industriais de grande retorno econômico e alto valor estratégico para o país.

Uma visão mais a longo prazo e mais estruturada em objetivos e aproveitamento de oportunidades pode colocar o gás natural no Brasil em um patamar de grande prestígio entre as mais importantes fontes de recursos nacionais. Utilizações mais nobres do gás podem contribuir para a solução de vários problemas básicos atualmente enfrentados por diversos setores da indústria nacional, principalmente o suprimento em grande escala de matéria-prima de baixo custo para a indústria petroquímica.

Várias são as possibilidades de utilização do gás no sentido de se buscar uma maior valoração para toda a sua cadeia produtiva, porém neste trabalho focamos duas utilizações do gás como matéria-prima básica que apresentam grande potencial econômico e de alavancagem do desenvolvimento industrial brasileiro:

- A utilização do gás natural e de seus derivados como matéria-prima em indústrias químicas de base pode favorecer a produção de produtos químicos estratégicos ao desenvolvimento nacional atualmente importados, dando mais consistência, robustez e independência ao parque industrial doméstico, além de reduzir a evasão de divisas necessárias à aquisição desses produtos no mercado externo. Neste contexto, o gás natural tem muito a contribuir com políticas de incentivo à produção nacional de gasoquímicos importantes ao crescimento econômico brasileiro, servindo como importante matéria-prima aos mais variados processos de produção de produtos de base. Apoiando essas políticas de incentivo, uma longa discussão sobre a precificação diferenciada do gás para utilização como matéria-prima em indústrias de base e pólos gás químicos pode acelerar o desenvolvimento de uma forte indústria química nacional.

- Os derivados diretos do gás natural (etano e propano segregado, GLP e fração C5+) possuem um grande potencial para substituir nafta importada para uso petroquímico, de forma

que o valor econômico e estratégico dessa substituição não pode ser desprezado pelos planos estratégicos de governo.

- As questões técnicas que envolvem esta substituição não impõem barreiras de difícil transposição. A tendência é que as questões comerciais apresentem maiores dificuldades para serem resolvidas entre os agentes da indústria petroquímica e os participantes da cadeia logística do gás natural. Assuntos delicados como a precificação das correntes substitutas e a fonte de investimentos necessários à criação da logística de transporte para suprimento dos pólos existentes com essas corrente substitutas são temas que podem restringir essa utilização mais nobre do gás natural. Ações de governo podem facilitar em muito este processo de substituição. Através do estabelecimento de políticas claras e objetivas de incentivo à indústria petroquímica nacional e também não menos importante, a adoção de políticas de fomento à utilização mais rentável do gás natural no país pode dar a medida da criatividade necessária à geração de soluções que atendam aos dois mercados.

- Outra possibilidade de utilização com grande potencial de aumento da valorização do gás é na produção de fertilizantes. O Brasil tem uma economia fortemente baseada no agronegócio e almeja ser o *Celeiro do Mundo*, com grandes excedentes de produção agrícola e pecuária e contratos rentáveis de exportação de alimentos. Neste sentido, o acesso sem restrições a grande quantidade de fertilizantes agrícolas é de fundamental importância para a estratégia nacional de desenvolvimento econômico e até de independência política, pois um país precisa ter economia forte e ser capaz de mantê-la funcionando, em caso de embargos externos de origem política.

- Não é seguro depender totalmente de recursos externos críticos para sustentar a economia nacional. Em última instância, a independência política, aqui definida como o poder de tomar decisões independentes em termos de política externa, exige um controle sobre a disponibilidade de recursos críticos necessários à continuidade do desenvolvimento econômico. Esta questão está longe de ser apenas uma visão nacionalista tendenciosa, mas sim, de ser uma questão de garantia de pensamento livre e possibilidade de posições independentes sobre políticas externas.

- Finalmente, os dados, análises e conclusões apresentadas neste trabalho deixam bastante evidentes que a indústria de gás natural brasileira obteve um grande desenvolvimento desde o seu efetivo início de atividades a cerca de duas décadas passadas, tendo já atingido

um nível expressivo de maturidade neste curto período de existência. Muito se realizou em tão pouco tempo, a partir do estabelecimento das mínimas condições de regulação de mercado, necessárias ao desenvolvimento da indústria do gás natural e das relações entre os atores participantes da sua cadeia de valor.

- Porém, apesar dos bons resultados já obtidos até o momento, para se atingir um patamar de consumo de gás natural mais ousado no país, será necessário haver grandes alterações na estrutura de logística de distribuição do produto e qualquer ampliação futura significativa de consumo invariavelmente passará por forte mudança de postura a nível governamental, industrial e da sociedade como um todo. Como já postulado por vários renomados autores, será preciso adotar-se uma visão mais criativa e centrada em objetivos, para a logística de transporte, distribuição e comercialização do gás, de forma que seja possível vencer os grandes desafios de se ampliar o consumo de gás em todos os setores produtivos, desenvolver usos mais racionais e de maior rentabilidade para o gás no Brasil e obter alternativas capazes de contornar os limites impostos pelos escassos recursos financeiros disponíveis para distribuição do produto a nível nacional.

- Neste contexto, qualquer programa de massificação do uso de gás natural deverá se basear em algumas premissas básicas, como garantir o abastecimento de gás em longo prazo e a preço competitivo, permitindo uma competição vantajosa com outros energéticos utilizados e garantir o acesso ao gás por todos os potenciais consumidores futuros. Obviamente, estas premissas exigem grandes investimentos em infraestrutura em toda a cadeia de valor do gás natural, começando pela produção e tratamento e passando pelas etapas de transporte e distribuição de gás para atendimento ao mercado atual e futuro. Certamente esses investimentos não são de rápido retorno, exigindo garantias de estabilidade de regras de mercado que gerem condições de confiança e segurança de retorno de capital investido aos investidores do setor.

Propostas para novos trabalhos

Como contribuição final, alguns temas podem ser propostos para reflexão e inspiração para novos trabalhos. No âmbito nacional, poderemos concluir que o gás do pré-sal será suficiente para garantir autossuficiência do país a longo prazo? Ou precisaremos de mais investimentos em outras fontes de suprimento como os terminais de importação de gás via GNL? Poderemos concluir que haverá espaço na demanda interna e recursos financeiros

suficientes e disponíveis para o desenvolvimento das reservas de shale gas no Brasil a médio prazo? Ou esta potencial fonte de suprimento de gás corre o risco de ter sua contribuição para o esforço do desenvolvimento nacional adiada sem prazo definido?

Outro tema de grande importância para o mercado mundial de gás natural seria determinar qual será o impacto a longo prazo do preço do shale gas americano sobre os esforços mundiais de desenvolvimento de novas fronteiras de produção de gás natural não convencional. A grande incógnita do mercado mundial de gás natural se apresenta atualmente sob a forma da seguinte pergunta: o que os Estados Unidos farão com o seu gás não convencional excedente? Os grandes terminais americanos importadores de gás se transformarão em terminais exportadores, competindo com os tradicionais fornecedores mundiais de GNL? O governo americano vai disponibilizar sua produção excedente para o restante do mundo? E a que preço? Certamente não o mesmo preço atualmente praticado no mercado interno americano. Se o gás excedente americano for disponibilizado para comercialização junto aos países consumidores no curto prazo, o preço médio do produto será impactado com forte tendência de queda, trazendo mais insegurança para novos investimentos em desenvolvimento de novas áreas de produção de gás natural.

Todas essas importantes questões para o futuro do gás natural ainda não possuem respostas práticas consolidadas. O mercado mundial de gás natural opera atualmente com alto nível de incerteza em relação ao futuro e aos principais índices do setor. Neste contexto, temos aqui excelentes questões ainda em aberto para reflexão e incentivo ao desenvolvimento de trabalhos futuros pela comunidade acadêmica.

REFERÊNCIAS

- ABB – Asea Brown Boveri. *ABB Power technologies: submarine power cables*. Catalog n° 345879156. 2002. Disponível em: <<http://www.abb.com>>. Acesso em jun/2010.
- ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. *Mercado e distribuição de gás natural: Relatório n° 36*. Rio de Janeiro, dez. 2010.
- ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. *Mercado e distribuição de gás natural: Relatório n° 43*. Rio de Janeiro, jul. 2011.
- ABIQUIM - Associação Brasileira da Indústria Química. *Demanda de matérias-primas petroquímicas e provável origem até 2020*. Rio de Janeiro, 2007.
- ABGNV - Associação Brasileira do Gás Natural Veicular. *Treinamento em gás natural veicular*. Rio de Janeiro, 2004. Notas de aula.
- AMORA JÚNIOR, M. R et al. *Ciclos de carga e descarga em um vaso de armazenamento de gás natural adsorvido*. Universidade Federal do Ceará, In: 4° PDPETRO. Campinas, 2007.
- ANDA - Associação Nacional para Difusão de Adubos. *Relatório de indicadores do setor*. São Paulo, 2011. Disponível em <<http://www.anda.gov.br>>. Acesso em 2012.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório capacidade de geração de energia elétrica*. Brasília, 2003.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de energia*, capítulo 9: Gás natural. Brasília, 2009.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário estatístico brasileiro*. Rio de Janeiro, 2009.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário estatístico brasileiro*. Rio de Janeiro, 2011.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Indústria brasileira de gás natural - Regulação atual e desafios futuros*. Rio de Janeiro, 2001.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Boletim de produção de petróleo e gás natural*. Rio de Janeiro, mar. 2012.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Brazil's regulatory framework challenges of a rapidly expanding petroleum industry*. Apresentação no OTC – Offshore Technology Conference. Houston, 2012.
- ANP - Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Regulamento técnico n° 2*. Anexo da Resolução n° 16. Rio de Janeiro, jun. 2008.
- ASDREPORTS. *The shale gas market 2011 – 2021*. The Netherlands, 2011.

BAIOCO, J. S. et al. *Custos e benefícios econômicos de tecnologias de transporte de gás natural no Brasil*. Curso de Engenharia de Petróleo, UFRJ, In: 4º PDPETRO. Campinas, 2007.

BARJA, G. J. A. *A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico*. Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília. Brasília, 2006.

BASTOS NETO, M. *Estudos de ciclos de carga e descarga de reservatórios para armazenamento de gás natural adsorvido*. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Fortaleza. Fortaleza, 2005.

BIRUEL JUNIOR, J. *Análise comparativa das tecnologias embarcadas de aproveitamento de gás natural*. Dissertação de Mestrado - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

BORGES, E. M. L. *Avaliação de correlações e equações de estado para determinação de fatores de compressibilidade de gás natural*. Dissertação de Mestrado - PPGEQ/UERJ. Rio de Janeiro, 2009.

BOUCH, G. *Projeto do complexo gás-químico do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro, 2001.

BP – British Petroleum. *Statistical review of world energy*. London, Jun. 2011.

BRANCO, D. A. C. *Análise técnica e econômica da aplicação da tecnologia GTL de pequena escala para monetização do gás natural associado remoto offshore no Brasil*. Dissertação de Mestrado - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

BRATFISCH, J. *Sistema de distribuição do gás natural*. COMGAS. São Paulo, 1998.

CHAGAS, A. P. *A síntese da amônia: Alguns aspectos históricos*. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2007.

CHEMPROCESS. *Energy/7d.pdf*: Rewritten by John Packer. Disponível em <<http://www.nzic.org.nz/chemprocesses/ink.com.au>>. 2010. Acesso em fev/2012.

CIA World Factbook. *Dados mundiais sobre reservas, produção e consumo de gás natural*. 2011. Disponível em <<http://www.indexmundi.com>>. Acesso em mar/2012.

CLENNELL, M. B. *Hidrato de gás submarino: Natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira*. Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia-IGEO - Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2001.

CLENNELL, M. B; JUDD, A.G; HOVLAND, M. *Movement and accumulation of methane in marine sediments: Relation to gas hydrate systems*. In: Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments. Kluwer, Dordrecht, The Netherlands, 2000.

COMGAS - Companhia de Gás de São Paulo. *O gás natural no mercado energético brasileiro*. São Paulo, 2001.

COMGAS - Companhia de Gás de São Paulo. *Aplicações do gás natural: Piso radiante*. São Paulo, 2010. Disponível em <<http://www.comgas.com.br>>. Acesso em nov/2011.

- COMPACTGTL. 2007. Disponível em <<http://www.compactgtl.com>>. Acesso em out/2011.
- COPERGAS - Companhia Pernambucana de Gás. *Dados sobre consumo de gás domiciliar*. Recife, 2010. Disponível em <<http://www.copergas.com.br>>. Acesso em mar/2012.
- Departamento de Proteção Ambiental da Pensilvânia. Disponível em <<http://www.depweb.state.pa.us/dep/site/default.asp>>. Acesso em mai/2012.
- DEVEHAT, R. *Safety technologies in offshore LNG offloading*. In: Proceedings of the FLNG 2008 Conference. London, 2008.
- EIA - Energy Information Administration. *World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*. Washington, 2011.
- ELETOBRAS. *Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo de energia*. 2005. Disponível em Portal Procel Info: <www.procelinfo.com.br>. Acesso em mai/2012.
- ELETOBRAS/PROCEL. *Programa de conservação de energia elétrica*. Brasília, 2007.
- ENERGY-VISION. *Hydrofracking: The need for responsible gas drilling regulation and the role of natural gas*. New York, 2011.
- ENERSEA TRANSPORT. 2008. Disponível em: <<http://www.enerseatransport.com>>. Acesso em nov/2011.
- EPA – US Environmental Protection Agency. *Laws and regulations*. 2011. Disponível em <<http://www.epa.gov/>>. Acesso em mar/2012.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2030: Estratégias para a expansão da oferta*. Rio de Janeiro, 2006.
- FRANCO, J. A. M. *Apresentação do estudo “Análise do Mercado de Fertilizantes”* - PETROBRAS, Rio de Janeiro, nov/2009.
- GALILEO – Natural Gas Technologies. *Virtual Pipeline*. 2011. Disponível em <<http://www.galileoar.com/en/index.php>>. Acesso em mar/2012.
- GASNET – Site do Gás Natural. *Artigo sobre gasoquímica - Conceitos básicos sobre gasoquímica*. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em <http://www.gasnet.com.br/gasnet_br>. Acesso em out/2011.
- GASNET – Site do Gás Natural. *Artigo sobre termelétricas e ciclos de aproveitamento energético*. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em <http://www.gasnet.com.br/novo_termeletricas/ciclo.asp>. Acesso em out/2011.
- GASNET – Site do Gás Natural. *Artigo GTL viabiliza e valoriza o gás natural*. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br/conteudos.asp>>. Acesso em out/2011.

GASPOINT – Empresa de Conversão de Automóveis para GNV. *Dados sobre GNV*. São Paulo, 2011. Disponível em <<http://www.gaspoint.com.br>>. Acesso em out/2011.

GAS SUMMIT LATIN AMERICA. *Apresentações sobre shale gas*. 9ª. Ed. Rio de Janeiro, mai/2012.

GE POWER SYSTEMS. *GE's new gas turbine system: Designed to change the game in power generation*. Catalog GEA 13640. 2003. Disponível em: <<http://www.gepower.com>>. Acesso em mar/2012.

GOMES, M. J. *Estudo do mercado brasileiro de gás natural contextualizado ao shale gas*. Departamento de Engenharia Química - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Trabalho de graduação em engenharia química. Porto Alegre, 2011.

GUDMUNSON, J. S; HVEDING, F. *Transport of natural gas as frozen hydrate*. In: 5th International offshore and polar engineering conference. The Hague, The Netherlands, Jun. 1995.

GUDMUNSON, J. S. *Non-pipeline transport of natural gas*. 2008. Disponível em: <<http://www.lngpedia.com>>. Acesso em mai/2012.

IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Material do curso sobre gás natural*, 2009. Aula conceitos básicos sobre o gás natural.

IBP-GNV NEWS - Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Revista sobre GNV*. Edição n. 50. Rio de Janeiro, jul/2011.

IEA - International Energy Agency. *Key World Energy Statistics*. Paris, 2011.

IEA - International Energy Agency. *Energy Technology Perspectives*. Paris, 2012.

IFA - International Fertilizer Industry Association. *Setorial statistics*. 2007. Disponível em <<http://www.fertilizer.org/ifa/HomePage>>. Acesso em abr/2012;

JPSE - Journal of Petroleum Science and Engineering. *An introduction to natural gas hydrate/clathrate: The major organic carbon reserve of the earth*. By MAHAJAN, D; TAYLOR, C. E; MANSOORI, G. A. 2007.

JUSBRASIL – Site de Acervo Jurídico. *Consulta a Decretos de Lei*. 2011. Disponível em <<http://www.jusbrasil.com.br/legislacao/112379/decreto-1787-96>>. Acesso em out/2011.

KOBE STEEL - MIDREX PROCESS. *Direct reduction plant*. 2008. Disponível em <<http://ww.kobelco.co.jp/english/steel/>>. Acesso em nov/2012.

KPMG Global. *Article shale gas: A global perspective*. 2011. Disponível em <<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/shale-gas-global-perspective.pdf>>. Acesso em out/2012.

LEO, J. *Niche FLNG – The right solution for stranded gas*. In: Proceedings of the FLNG 2008 conference. London, 2008.

LOURENÇO, S. R. *Gás natural: Perspectivas e utilização*. Dissertação de Mestrado. PGEM/UNICAMP. Campinas, 2003.

MAIA, J. L. P. *Separação e captura do dióxido de carbono em instalações marítimas de produção de petróleo*. Dissertação de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária São Paulo. São Paulo, 2007.

MARTINEZ, D. B. *Transporte de gás natural sob a forma de hidratos gasosos*. Monografia. Programa EQ-ANP, UFRJ/EQ. Rio de Janeiro, 2009.

MAZANEC, T. *Microchannel technology for gas-to-liquids conversion: Petrochemicals and Gas Processing*. 2003.

MDIC/SECEX – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio / Secretaria de Comércio Exterior. 2009. Disponível em <<http://www.mdic.gov.br>>. Acesso em nov/2011.

MF/SEAE - Ministério da Fazenda - Secretaria de Acompanhamento Econômico. *Panorama do Mercado de Fertilizantes*. Brasília, 2011.

MME - Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional (BEN)*. Brasília, 2011.

MME – Ministério das Minas e Energia. *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília, 2007.

MME - Ministério de Minas e Energia. *Matriz energética nacional: Projeções para 2005, 2010, 2020*. Relatório final do comitê técnico da matriz energética. Conselho Nacional de Política Energética. Brasília, 2001.

MME - Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Publicação da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis - Departamento de Gás Natural. Ed. 51. Brasília, 2011.

MONTES, P. M. F. *O potencial do consumo de gás natural pelo setor industrial no Brasil*. Dissertação de Mestrado. PPGE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2000.

MORAES, C. *Hidratos de metano: Armazenamento e transporte*. Publicação do Instituto Nacional de Tecnologia – INT. 2004. Disponível em: <http://www.int.gov.br/3tecno/Anteriores/outubro_04/Hidratos.pdf>.

MOREIRA, F. S. A Integração refino petroquímica como alternativa para o atendimento do crescente mercado de petroquímicos. Dissertação de Mestrado. UFRJ/EQ. Rio de Janeiro, 2008.

NAJIBI, H; et. al. *Economic evaluation of natural gas transportation from Iran's South-Pars gas field to market*. Applied Thermal Engineering. Shiraz, Iran, 2009.

NEXANS. *Nexans wins 150 millions euro submarine power cable contract to interconnect Finland and Sweden*. 2008. Disponível em: <<http://www.nexans.com>>. Acesso em out/2011.

NGH JAPAN. 2009. Disponível em <www.nghjapan.mes.co.jp/english>. Acesso em nov/2012.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. *U. S. Department of Energy*. 2009. Disponível em <<http://www.nrel.gov/>>. Acesso em jul/2012.

NYSERDAReport. *New York's natural gas and oil resource endowment*. New York, 2007.

PEREIRA, O. S; REIS, T. M; FIGUEIREDO, M. G. *Sistema brasileiro de cap-and-trade no setor elétrico. Seminário sobre cap-and-trade no Brasil*. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável – FBDS. Rio de Janeiro, 2010.

PEREIRA, R. A. *Análise dos principais processos críticos do COMPERJ e sua evolução tecnológica*. Dissertação de Mestrado. UFRJ/EQ. Rio de Janeiro, 2010.

PERRONE, O. V. *Disponibilidade de matérias-primas para a indústria petroquímica no Brasil*. XXIV Fórum Nacional INAE - Instituto Nacional de Altos Estudos. Rio de Janeiro, 2012.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Agência PETROBRAS de Notícias*. set/2011. Disponível em <www.petrobras.com.br/agenciapetrobras>. Acesso em set/2011.

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. *Banco de Imagens da PETROBRAS*. 2012 Disponível em <www.bip.petrobras.com.br>. Acesso em mai/2012.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Relatório gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)*. Rio de Janeiro, 1998

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Plano de negócios 2007-2011*. Rio de Janeiro, 2006.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Plano de negócios 2011-2015*. Rio de Janeiro, 2011.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Plano estratégico da Petrobras – 2020*. Rio de Janeiro, 2008.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Relatório mensal da movimentação de gás natural da PETROBRAS*. GE-LPGN/OLGN, Diretoria de gás natural. Rio de Janeiro, 2011.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. *Site sobre o pré-sal*. 2012. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/atuacao-no-presal/>>. Acesso em nov/2012.

PETROBRAS/PETROSIX. *Processo PETROSIX*. Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/refinarias/petrosix>>. Acesso em ago/2012.

PORTAL GAS BRASIL – Portal de Negócios do Gás Natural. 2011. Disponível em <<http://www.gasbrasil.com.br/>>. Acesso em out/2011.

QUEIROGA, K. F. N. M. *A tecnologia GTL - Trabalho final*. Universidade Potiguar. Monografia para graduação. Curso Tecnológico de Petróleo e Gás. Mossoró, 2010.

RIBEIRO, M. C. *Ligas à base de cobalto depositadas quimicamente: Propriedades magnéticas e catalíticas*. Dissertação de Doutorado. PPGQ - Instituto de Química - Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

ROSA, L. C. *Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – Programa de Pós-Graduação em tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. Rio de Janeiro, 2010.

SANTANA, C. N. *Síntese de Fischer-Tropsch: Processos industriais e adsorção de CO em aglomerados metálicos*. Programa EQ-ANP - UFRJ/EQ. Rio de Janeiro, 2006. Projeto final de Curso.

SANTOS, E. M. et al. *Gás natural, estratégias para uma energia nova no Brasil*. Annabume, FAPESP, PETROBRAS. São Paulo, 2002.

SANTOS, E. M. et al. *Gás natural: A construção de uma nova civilização*. Revista de estudos avançados, n. 59. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

SEA NG COMPANY. 2008. Disponível em: <<http://www.coselle.com>>. Acesso em mai/2012.

SEMINÁRIO - 2^o. Seminário Internacional: *Gás Natural – Energia e Matéria-Prima*: Livro dos trabalhos técnicos apresentados. Organizado pelo IBP. Salvador, 1988;

SILVA, M. J. M. *Análise paramétrica de carga e descarga de gás natural adsorvido utilizando uma formulação global*. Dissertação de Mestrado. PGMEC – Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2009.

SINDIGAS - Sindicato Nacional de Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo. *Dados sobre mercado de GLP*. 2011. Disponível em <<http://www.sindigas.com.br>>. Acesso em mai/2012.

SINPROQUIM - Sindicato das Indústrias de Produtos Químicos para Fins Industriais e da Petroquímica no Estado de São Paulo. *Artigo “Refino e fertilizantes puxarão o consumo de gás até 2015”*. ago/2011. Disponível em <<http://www.sinproquim.org.br>>. Acesso em ago/2012.

SOUSA AGUIAR, E. F; APPEL, L. G; MOTA C. *Natural gas chemical transformations: the path to refining in the future*. Catalysis Today. Rio de Janeiro, 2005.

SOUSA, F. J. R. *A geração termelétrica: a contribuição das térmicas a gás natural liquefeito*. Dissertação de Mestrado. PGPSE/UNICAMP. Campinas, 2009.

SOUZA, M. J. B. *Beneficiamento da fração C5+ do pólo de Guamaré a partir de reações de craqueamento catalítico sobre zeólitas ácidas*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2001.

STATOIL. 2008. Disponível em: <<http://www.statoil.com>>. Acesso em out/2011.

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. *Atividades de transporte de gás natural*. 2011. Disponível em <<http://www.tbg.com.br>>. Acesso em mar/2012.

TOLMASQUIM, M. T. (Organização). *Geração de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro. Interciência, 2005.

TRANSCANADA COMPANY. 2008. Disponível em: <<http://www.transcanada.com>>. Acesso em nov/2011.

TRANSPETRO – Petrobras Transporte S.A. *Atividades de transporte de gás natural*. 2011. Disponível em <<http://www.transpetro.com.br>>. Acesso em mar/2012.

USIMINAS - Site USIMINAS de notícias. *Tecnologia CLC – Continuous Line Control*. 2011. Disponível em <www.usiminas.com>. Acesso em mai/2012.

VALLE, M. A. N. *A utilização do gás natural numa refinaria de petróleo: um estudo de caso sobre a necessidade de um planejamento adequado para o uso do gás natural na matriz energética brasileira*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2006.

VAZ, C. E. M; MAIA, J. L. P; SANTOS, W. G. *Tecnologia da indústria do gás natural*, Blucher. São Paulo, 2008.

VELOCYS TECHNOLOGY. *Changing the way the world produces energy*. 2008. Disponível em: <<http://www.velocys.com>>. Acesso em ago/2011.

WATANABE, T; et al. *Gas to wire (GTW) system for developing small gas field and exploiting*. In: Proceedings of the 2006 SPE International oil & gas conference and exhibition. Beijing, Dec. 2006.

WATANABE, S; TAKAHASHI, S; MIZUBAYASHI, H. *A demonstration project of NGH land transportation system*. Proceedings of the 6th International conference on gas hydrates (ICGH 2008). Vancouver, Jul. 2008.

WHITE MARTINS. *Folder gás natural comprimido (GNC): a alternativa inteligente de energia*. 2009. Disponível em: <<http://www.praxair.com>>. Acesso em ago/2011.

WIKIPÉDIA. *Veículo movido a gás de síntese*. 2002. il. Disponível em <http://pt.wikipedia.org/wiki/G%C3%A1s_de_s%C3%ADntese>. Acesso em nov/2011.

WIKIPÉDIA. *Equação de formação da uréia*. Disponível em <http://pt.wikipedia.org/wiki/Fertilizante_nitrogenado>. Acesso em nov/2011.

WIKIPÉDIA. *Veículo movido a gás natural em Nova Delhi - Índia*. il. color. Disponível em <http://pt.wikipedia.org/wiki/G%C3%A1s_natural_veicular>. Acesso em nov/2011.

WIKIPÉDIA. *Termelétrica em Victoria, Austrália*. 2007. il. color. Disponível em <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Termeletricidade>>. Acesso em nov/2011.

APÊNDICE A - Conceitos fundamentais sobre o gás natural

Definição típica do gás natural

O gás natural é a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais do reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura. É um combustível considerado *limpo* que queima completamente, liberando subprodutos de menor potencial agressivo ao meio-ambiente, em comparação com outros combustíveis de origem fóssil.

Conceitualmente, o gás natural é uma mistura gasosa de moléculas orgânicas de baixa massa molar, produzido em larga escala e capaz de atender a uma boa parte das necessidades energéticas mundiais. No estado bruto, pode apresentar moléculas de não-hidrocarbonetos em baixos teores. Pode ser extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo poços de gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

É considerado por vários autores como o combustível da transição entre os combustíveis fósseis de origem do petróleo e de uma nova geração de combustíveis renováveis, que não contribuem para o aumento da poluição ambiental e o aquecimento global.

Segundo uma definição química, o gás natural é uma mistura de moléculas pertencentes à função da química orgânica chamada *hidrocarboneto*. Os hidrocarbonetos são compostos orgânicos constituídos apenas por átomos de carbono e hidrogênio, e, de acordo com suas características, são agrupados em séries ou famílias. Os principais hidrocarbonetos encontrados no gás natural pertencem às séries dos alcanos lineares (parafinas). Os alcanos possuem cadeias com apenas ligações simples entre os átomos de carbono.

Os alcanos são muito estáveis e quimicamente inertes, não reagindo com ácido sulfúrico ou nítrico concentrados. Quando queimados, liberam grande quantidade de calor e, por isso, são excelentes combustíveis. Entre os alcanos lineares, os quatro primeiros membros da série são gasosos nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP), do quinto ao décimo-sétimo são líquidos, e acima do décimo-oitavo são pastosos ou semi-sólidos.

O gás natural é incolor, inodoro e inflamável, sendo formado principalmente por metano e menores quantidades de etano, propano e butanos. Porém, é possível também encontrar pequenos teores de alcanos mais pesados, como os pentanos, hexanos, heptanos e

octanos. A Figura 124 apresenta um esquema estrutural das moléculas dos principais constituintes do gás natural.

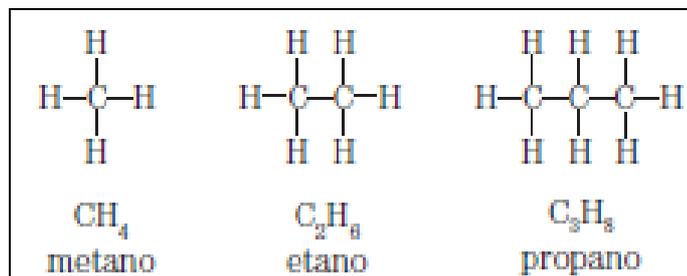


Figura 124 – Moléculas de hidrocarbonetos formadores do gás natural.

Fonte: VAZ et al., 2008.

O metano (CH_4) é o mais simples dos hidrocarbonetos e apresenta uma estrutura molecular tetraédrica e totalmente apolar, de muito baixa solubilidade na água, e quando misturado ao ar se transforma em uma mistura de alto potencial explosivo. Na indústria é usado principalmente como combustível e na fabricação de metanol e uréia. A estrutura tetraédrica do carbono é resultado da ligação simples que ocorre entre o orbital 2s com os três orbitais 2p do carbono, surgindo a partir dessa ligação, quatro orbitais híbridos sp^3 iguais, formando ângulos de $109,28^\circ$ entre si, que fazem da molécula do metano, uma das moléculas mais apolares da natureza. A hibridização do tipo sp^3 ocorre em qualquer molécula na qual o carbono efetue quatro ligações tipo sigma, sendo resultado direto da mistura dos orbitais puros 2s e 2p (ALLINGER, 1978).

O etano (C_2H_6) é o mais simples hidrocarboneto saturado, contendo mais de um átomo de carbono. Trata-se de um composto de importância industrial por sua conversão em etileno, insumo importante nas indústrias petroquímicas para fabricação de polímeros plásticos (polietilenos).

O propano (C_3H_8) é vendido como combustível para fogões residenciais e industriais, sendo um dos componentes do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e também como combustível de balões tripulados. Outro uso do propano é como propulsor para *sprays* aerossóis, especialmente após a eliminação do uso dos propelentes à base do *cloro-fluor-carbono* (CFCs). Utilizado também como agente refrigerante em ciclos de refrigeração industrial. O propano é também uma importante matéria-prima nas indústrias de plásticos e petroquímicas, fornecendo o polímero básico polipropileno.

O Butano (C_4H_{10}) é outro componente do GLP e muito utilizado nas indústrias de borrachas sintéticas e de plásticos (polibutadienos). Os pentanos, hexanos, heptanos e octanos possuem cadeias maiores enormalmente são componentes encontrados na gasolina e frações de nafta. A Tabela 20 apresenta os principais hidrocarbonetos constituintes do gás natural.

Tabela 20 – Principais hidrocarbonetos constituintes do gás natural.

Fórmula química	Abreviatura	Nome
CH_4	(C_1)	metano
C_2H_6	(C_2)	etano
C_3H_8	(C_3)	propano
C_4H_{10}	(iC_4)	isobutano ou 2-metilpropano
	(nC_4)	normal butano
C_5H_{12}	(iC_5)	isopentano ou metil butano
	(neo C_5)	neopentano ou dimetilpropano
	(nC_5)	normal pentano
C_6H_{14}	(C_6)	hexanos
C_7H_{16}	(C_7)	heptanos
C_8H_{18}	(C_8)	octanos
C_9H_{20}	(C_9)	nonanos
$C_{10}H_{22}$	(C_{10})	decanos
$C_{11}H_{24}$	(C_{11})	undecanos
$C_{12}H_{26}$	(C_{12})	dodecanos

Fonte: VAZ et al., 2008.

Componentes não-hidrocarbonetos do gás natural

Da mesma forma como ocorre no petróleo, também se verifica a presença de componentes não-hidrocarbonetos na composição química do gás natural. Moléculas com átomos diferentes de carbono e hidrogênio (chamados de heteroátomos) presentes no gás caracterizam os componentes não-hidrocarbonetos do gás natural como sendo todo composto que possua pelo menos um átomo diferente de carbono e hidrogênio. As moléculas de não-hidrocarbonetos do gás natural, de uma forma geral, podem ser definidas como compostos polares, de baixa massa molar, alta atividade química e um alto potencial corrosivo. Os principais não-hidrocarbonetos do gás natural podem ser classificados segundo os três tipos básicos abaixo apresentados:

- Inertes: Possuem como características principais o fato de não apresentarem reatividade química com os compostos e materiais da unidade, como exemplo o gás nitrogênio;
- Vapor d'água: A sua presença deve ser limitada no gás exportado, uma vez que teores

elevados contribuem para a ocorrência de formação de hidratos e corrosão;

- Gases ácidos: Assim são chamados, por formarem uma solução de características ácidas quando na presença de água, como o gás carbônico, gás sulfídrico e demais compostos de enxofre (sulfeto de carbonila, bissulfeto de carbono e mercaptans).

As características dos não-hidrocarbonetos do gás natural, usualmente encontrados nos reservatórios são apresentadas abaixo:

- N₂: é um gás inerte, não possui reatividade química e, pelo fato de não apresentar valor energético, quando presente em alto teor pode acarretar redução significativa do poder calorífico da mistura gasosa. Atualmente, o nitrogênio é adicionado ao gás natural pelos países produtores e exportadores de GNL para diluição e acerto do poder calorífico do produto exportado;

- CO₂: é considerado um gás ácido, pois na presença de água livre forma solução ácida corrosiva (H₂CO₃ ou ácido carbônico), podendo provocar danos em tubulações e em equipamentos. Principal constituinte dos gases de efeito estufa, este componente, muitas vezes considerado um vilão na produção de gás natural, pode ter aplicação em métodos não convencionais de recuperação de petróleo (reservatório geológico de óleo/gás), na produção de fertilizantes, entre outras utilizações mais nobres. Pelo fato de não apresentar valor energético, quando presente em alto teor pode acarretar redução do poder calorífico da mistura gasosa;

- H₂O: a água é fator de grande preocupação na área de produção, pois além de formar um meio líquido corrosivo com gases ácidos (CO₂ e H₂S), pode gerar hidratos que causam obstrução nas tubulações e equipamentos de produção. Na utilização pelo consumidor, sua presença além do valor máximo especificado pode prejudicar a combustão do gás em equipamentos térmicos (fornos, caldeiras etc.) e em motores de veículos automotivos;

- H₂S: é um gás ácido, da mesma forma que o CO₂. Quando na presença de água, forma solução ácida corrosiva. Em grandes quantidades, esse componente pode ter aplicação em processo de recuperação de enxofre, que posteriormente é usado na fabricação do ácido sulfúrico (indústria química). O gás sulfídrico é altamente tóxico, podendo causar sérios danos aos operadores, em caso de vazamentos de gás com alto teor deste componente;

- COS (sulfeto de carbonila), CS₂ (bissulfeto de carbono) e RSH (mercaptans): são compostos de enxofre, que após a queima, geram SO₂ provocando aumento da poluição ambiental. Normalmente, o gás natural não possui altos teores desses produtos, porém, mesmo em pequenas quantidades, esses componentes são perigosos. A presença de sulfeto de carbonila no interior de equipamentos industriais abertos para manutenção pode gerar processos de combustão espontânea;
- Hg: o mercúrio não é comum na composição do gás natural nacional, porém, quando este metal está presente no gás, pode formar sérios problemas por formação de amálgamas com os metais dos equipamentos de produção, como o alumínio, cobre, zinco, cromo, ferro e níquel. Esse metal tem características de alta toxicidade e seu limite de exposição no ar é de 50 µg/m³ ou 0,05mg/m³. Além dos problemas ocasionados pela formação de amálgama, que gera a fragilização dos materiais (alumínio, liga cobre-níquel etc.), a presença de mercúrio pode envenenar os catalisadores usados em processos no setor do refino de petróleo;
- Hélio (He) e Argônio (Ar): são gases nobres que, quando presentes em quantidades adequadas, podem ser extraídos comercialmente;
- Oxigênio (O₂) e hidrogênio (H₂): a presença desses gases não é comum nos reservatórios existentes no país.

A Tabela 21 apresenta os principais componentes não-hidrocarbonetos normalmente produzidos junto com o gás natural e que precisam ter seus teores controlados para não causarem problemas durante a utilização do gás.

Tabela 21 – Principais não-hidrocarbonetos presentes no gás natural.

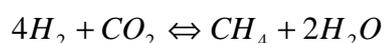
N ₂	nitrogênio
CO ₂	dióxido de carbono (gás carbônico)
H ₂ O	água
H ₂ S	gás sulfídrico
COS	sulfeto de carbonila
CS ₂	dissulfeto de carbono
R-SH	mercaptans
Hg	mercúrio
He	hélio
Ar	argônio
O ₂	oxigênio
H ₂	hidrogênio

Fonte: VAZ et al., 2008.

A origem do gás natural

Os processos naturais de formação do gás natural são a degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbias, a degradação da matéria orgânica e do carvão por temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos. Dessa forma, a origem do gás pode ser descrita basicamente por dois mecanismos: o bacteriológico e o térmico.

Formação do Gás Bacteriológico: a partir da presença e da atuação das bactérias metanogênicas, no momento da deposição dos sedimentos, ricas em matéria orgânica, ocorre a reação entre o hidrogênio e o dióxido de carbono, dando origem ao metano e água, conforme o Quadro 8.



Quadro 8 - Reação de formação do metano.

Fonte: VAZ et al., 2008.

A fonte de carbono é oriunda de íons carbonatos e bicarbonatos presentes nos sedimentos. A fase aquosa sedimentar deve estar isenta de oxigênio e também de íons sulfatos e nitratos. O hidrogênio é fornecido pelas bactérias existentes no meio sedimentar. O único hidrocarboneto formado neste processo é o metano. Esse mecanismo apresenta limitação quanto à produção de metano devido à limitação de espaço e também em razão da necessidade dos sedimentos permanecerem suficientemente porosos.

Formação do Gás Térmico: o mecanismo de formação de gás térmico ocorre a partir da existência de matéria orgânica nos sedimentos chamados de lamas argilosas ou carbonáticas. A presença de micro e macroorganismos permite a degradação da matéria orgânica existente tanto em meio aeróbico (presença de oxigênio) como em meio anaeróbico (ausência de oxigênio). Na primeira situação, o oxigênio existente oxida a matéria orgânica de forma completa e rápida. Em seguida, ocorre a geração de gás carbônico (CO_2), que, por sua vez, retorna para a atmosfera.

No segundo caso, a ausência de oxigênio proporciona uma degradação lenta e incompleta da matéria orgânica, gerando dessa forma, resíduos resistentes à biodegradação, que vão formar o *querogênio*. Durante o sepultamento dos sedimentos há aumento de temperatura e pressão, e começam a ocorrer transformações termoquímicas, que poderão, em determinadas condições, proporcionar a formação de petróleo e gás natural. A Figura 125 apresenta um esquema do modelo geral do processo de degradação da matéria orgânica sedimentada (VAZ et al., 2008).

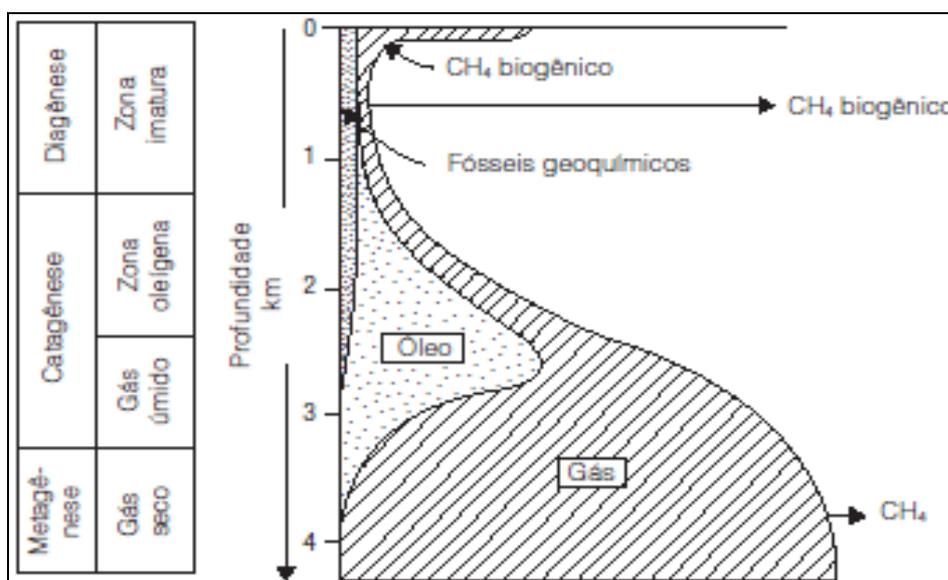


Figura 125 - Modelo geral do processo de degradação da matéria orgânica sedimentar.
Fonte: VAZ et al., 2008.

As etapas da degradação apresentadas pelo modelo de formação do gás térmico são descritas a seguir (VAZ et al., 2008):

Diagênese: é um processo que ocorre a baixas temperaturas, até aproximadamente 65°C . A matéria orgânica se transforma em querogênio, devido à ação das bactérias. Apenas o gás bioquímico é formado nesta etapa (metano biogênico ou “gás de pântano”);

Catagênese: é considerado o primeiro estágio termoquímico, no qual ocorre a degradação do querogênio, dando origem a hidrocarbonetos líquidos e também de “gás úmido”. A média de temperatura desse estágio varia de 65°C até 165°C;

Metagênese: é neste estágio termoquímico verifica-se a cisão de todas as moléculas dos hidrocarbonetos líquidos presentes. Nesta etapa, grande parte do querogênio remanescente se transforma em gás metano. A média de temperatura desta etapa varia de 165°C até 210°C;

Metamorfismo: esta etapa é caracterizada pela ausência quase completa dos hidrocarbonetos. A temperatura de ocorrência é acima de 210°C.

Tipos de reservatórios de gás natural

O gás natural é encontrado em reservatórios subterrâneos em muitos lugares do planeta, tanto em terra quanto no mar, tal qual o petróleo, sendo considerável o número de reservatórios que contém gás natural associado ao petróleo. Nestes casos, o gás recebe a designação de gás natural associado. Quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo o gás natural é dito *não associado*. Dessa forma, as seguintes definições são usualmente empregadas pela indústria do gás natural (VAZ et al., 2008):

Gás Associado (GA): é todo gás natural existente nos reservatórios, em que o plano de exploração prevê a produção de óleo como principal energético, e os quais são considerados produtores de óleo;

Gás Não-Associado ao óleo (GNA): é todo gás natural existente nos reservatórios, em que o plano de exploração prevê a produção de gás como principal energético e os quais são considerados produtores de gás. O gás pode estar livre em solução ao óleo. Este vai sendo liberado à medida que reduz a pressão, ou durante o escoamento até a unidade de produção, ou pela queda natural da pressão do reservatório.

Os reservatórios de gás não-associado apresentam, na fase inicial de produção, energia suficiente para escoar até as instalações de produção, sendo a produção controlada pela demanda do mercado. Nesse caso, não havendo demanda, o poço produtor de gás permanece fechado. Na Bacia de Campos, os reservatórios de GNA têm funções estratégicas, sendo utilizada para complementar a oferta de gás não suprida pela produção de gás associado. Para

melhor compreensão dos tipos de reservatórios de produção de gás natural, as Figuras 126 e 127 apresentam esquemas de poços de gás associado e não-associado.

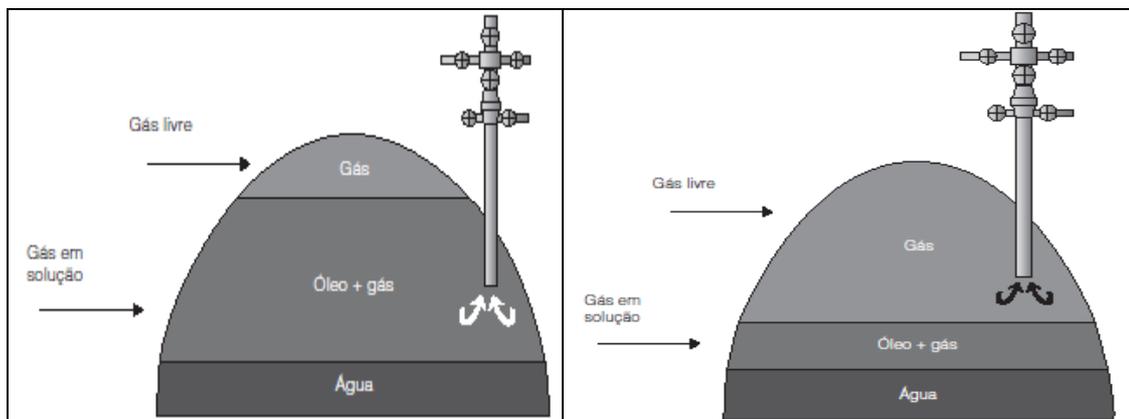


Figura 126 – Modelo de reservatório de gás associado.

Figura 127 – Modelo de reservatório de gás não-associado.

Fonte: VAZ et al., 2008.

É importante frisar que, independente do tipo de reservatório produzido (gás associado ou não associado), o gás natural precisa ser processado em unidades especializadas (UPGN) para adquirir a especificação exigida para comercialização. Essa especificação, definida atualmente pela Resolução nº16 da ANP, visa garantir a segurança do consumidor durante a utilização do produto. Dessa forma, somente o gás processado pode ser comercializado e entregue ao consumidor final.

Composições típicas do gás natural

A composição do gás natural *in natura* é função de uma série de fatores naturais que determinaram o seu processo de formação e as condições de acumulação do seu reservatório de origem. O principal componente do gás natural (metano) reflete as principais propriedades da mistura gás natural, devido basicamente à sua predominante participação. A baixa densidade do gás natural (mais leve do que o ar) é explicada pela grande presença do metano na mistura gasosa, enquanto todos os demais hidrocarbonetos são mais densos. A Tabela 22 apresenta algumas composições típicas de gás natural encontradas no país.

Tabela 22 – Composições típicas de gás natural produzido no Brasil.

Composição (% vol.)	Ceará/ Rio Grande do Norte	Sergipe/ Alagoas	Bahia	Espírito Santo	Rio de Janeiro	São Paulo	Amazonas
C1	74,53	81,32	81,14	88,16	79,69	87,98	68,88
C2	10,40	8,94	11,15	4,80	9,89	6,27	12,20
C3	5,43	3,26	3,06	2,75	5,90	2,86	5,19
C4	2,81	1,84	1,39	1,55	2,13	1,16	1,80
C5	1,30	0,74	0,72	0,44	0,77	0,27	0,43
C6*	1,40	0,42	0,30	0,44	0,44	0,07	0,18
N ₂	1,39	1,51	1,43	1,62	0,80	1,16	11,12
CO ₂	2,74	1,97	0,81	0,24	0,50	0,23	0,20
H ₂ S (mg/m ³)	1,50	7,50	7,60	7,50	6,70	Traços	—

Fonte: VAZ et al., 2008.

Características gerais do gás natural

Abaixo, são apresentadas as características gerais do gás natural, que fazem desse produto, uma excelente opção para utilização nas mais variadas formas de consumo (Material do curso sobre gás natural, ministrado pelo IBP, 2009):

- O gás natural especificado para venda apresenta um poder calorífico superior a 9400 kcal/m³;
- O gás natural apresenta grande estabilidade de chama, sendo ideal para produção de produtos sensíveis a variações térmicas, como vidraçaria e material cerâmico;
- O gás natural torna-se inflamável entre os limites de 5% a 15% de gás em mistura com o ar (na pressão atmosférica);
- Possui temperatura de ignição entre 593°C e 704°C, bem acima da temperatura ambiente e dos combustíveis líquidos em geral;
- O gás natural é mais leve que o ar, por isso se dispersa rapidamente quando liberado (como por exemplo, em um vazamento);
- Praticamente isento de enxofre, vanádio e sódio, o que garante a ausência de processo corrosivo proporcionado por tais compostos;
- Apresenta maior relação hidrogênio/carbono (4:1), implicando numa queima limpa e com baixo índice de emissões de poluentes (em comparação com os combustíveis líquidos);

- O gás natural tem excepcional característica antidetonante (aceita elevadas taxas de compressão, da ordem de 16:1);
- Em relação ao uso como combustível em motores a combustão, apresenta menor formação de depósitos, maior duração do lubrificante, troca de filtros com menor frequência e menor desgaste dos componentes dinâmicos do motor;
- Normalmente é odorado com produtos do tipo mercaptans, para fins de segurança na comercialização e uso pelos consumidores finais.

Principais propriedades do gás natural

As propriedades físico-químicas do gás natural apresentadas abaixo são as mais relevantes para a caracterização do combustível e definem a qualidade e o desempenho do produto nos diversos tipos possíveis de utilização do gás pelos seus consumidores:

- Poder Calorífico Superior (PCS): 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.
- Poder Calorífico Inferior (PCI): 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. Dessa forma, o poder calorífico superior difere do poder calorífico inferior do valor da entalpia de condensação da água.
- Densidade Relativa (d): 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 (IW): quociente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão de referência.

$$IW = PCS / \sqrt{d}$$

Sendo *IW* o índice de Wobbe, *PCS* o poder calorífico superior do gás e *d* a sua

densidade relativa (em relação ao ar).

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.

- Poder antidetonante: 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 à 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 puro apresenta o valor de 140.

- Número de Metano (NM): no intuito de obter uma melhor representação do poder antidetonante dos combustíveis gasosos, desenvolveu-se a nova escala denominada “*número de metano – NM*”. Esta escala utiliza como referências o comportamento do metano puro (NM = 100) e o do hidrogênio (NM = 0). É empregado o procedimento disposto na Norma ISO 15403 para o cálculo do número de metano a partir da composição do gás.

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.

- 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 condensados são água, hidrocarbonetos ou glicol, que apresentam pontos de orvalho distintos. Dessa forma, o gás natural pode apresentar dois pontos de orvalho: um para a condensação de água e outro para a condensação da primeira gota de hidrocarboneto pesado presente no gás.

O requerimento de segurança mais importante do gás natural é a temperatura do ponto de orvalho do combustível (água e hidrocarboneto). O gás natural deve sempre ser

manipulado pelo consumidor acima dessa temperatura, 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_2 e H_2S . A combinação de agentes corrosivos e a pressão variável, durante o transporte de combustível, podem resultar em rachaduras metálicas e causar obstruções nos sistemas de gás. A condensação de frações pesadas do gás também precisa ser evitada, pois só combustíveis na fase vapor entram em combustão e a presença de líquidos nos queimadores pode trazer consequências extremamente perigosas.

- Faixa de inflamabilidade: na condição ambiente, a maioria das misturas entre combustíveis gasosos e comburente (oxigênio do ar) não reagem espontaneamente. Entretanto, se houver uma excitação, chamada de ignição, haverá o desencadeamento da reação de combustão, com intensa liberação de energia térmica. Combustões são reações químicas que envolvem a oxidação completa de um combustível na presença de um comburente (oxigênio). A combustão pode ser entendida como um processo de oxidação muito rápido, auto-sustentado, acompanhado de liberação de calor e luz de intensidades variáveis. Segundo Baukal (2001), combustão é a liberação controlada de calor a partir de uma reação química entre um combustível e um oxidante (comburente).

Para que o processo de combustão de mantenha até todo o combustível ser queimado, é fundamental que a relação molar da mistura combustível-comburente (oxigênio) esteja dentro de uma determinada faixa, cujos limites variam de combustível. No caso do gás natural, a faixa de inflamabilidade ocorre entre os limites de 5 a 15% de mistura com o ar (na pressão atmosférica). Misturas com menos de 5% de gás (mistura pobre) ou mistura com mais de 15% de gás (mistura rica) não conseguem manter o processo de combustão.

Aspectos relevantes da composição do gás natural

Os aspectos mais relevantes sobre a composição do gás natural traduzem o efeito dos mesmos sobre a qualidade final do combustível e estão vinculados à presença no gás natural de componentes hidrocarbonetos mais pesados do que o etano, componentes não-hidrocarbonetos e partículas sólidas provenientes do sistema de transporte de gás natural. A presença destes no gás, acima de pequenos teores residuais traz características indesejáveis ao gás e por isso deve ser evitada ou mitigada ao máximo possível, dentro da possibilidade econômica dos projetos de aproveitamento de gás natural.

- Hidrocarbonetos pesados: hidrocarbonetos mais pesados apresentam um poder calorífico na base volumétrica, superior ao metano. Apesar disso, são indesejáveis em teores elevados no uso veicular por apresentarem poder antidetonante muito inferior ao metano (menor número de metano - MM). No que se refere ao emprego do gás natural processado em turbinas a gás e equipamentos industriais em geral, esses componentes pesados acarretam problemas de qualidade de combustão;
- 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;
- Gás Sulfídrico: o gás sulfídrico (H_2S) é o componente mais crítico no que se refere à corrosão e à segurança no manuseio, por ser extremamente tóxico. 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;
- Inertes: Os principais compostos inertes presentes no gás natural são o dióxido de carbono (CO_2) e o nitrogênio (N_2). 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;
- 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 das superfícies metálicas dos equipamentos utilizados no aproveitamento do gás natural.
- 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 uso como combustível em turbinas, as partículas sólidas podem provocar erosão nas partes em que o gás quente circula, causando paradas não programadas dos equipamentos;

- Partículas líquidas: causam alterações bruscas na temperatura da chama e na carga da turbina a 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 (ANP – Resolução n° 16, 2008).

Equivalência energética do gás natural

A comparação do gás natural com outros combustíveis líquidos nos permite definir uma equivalência energética entre os mesmos. A tabela 23 apresenta quantos m³ de gás é necessário queimar para se obter a mesma quantidade de energia de um metro cúbico de combustível líquido.

Tabela 23 - Equivalência energética.

COMBUSTÍVEL LÍQUIDO	GÁS NATURAL EQUIVALENTE (m ³ gás / m ³ comb) ¹
Petróleo Médio	1000
G L P	695
Gasolina	950
Óleo Diesel	1045
Óleo Combustível "A" (BPF)	1100
Óleo Combustível "B" (APF)	1090

Fonte: Material do curso sobre gás natural - IBP, 2009.

¹ m³ de gás referido a 20°C e 1atm.

Prioridades para utilização do gás natural

As principais prioridades de utilização do gás natural produzido buscam disciplinar a substituição de combustíveis líquidos tradicionais, independentemente da região consumidora. Basicamente, o gás é utilizado em programas de deslocamento de combustíveis líquidos. A Tabela 24 apresenta as prioridades de utilização do gás natural, conforme definido na Portaria n° 1.061, do Ministério de Minas e Energia, publicada em 08/08/1986.

Tabela 24 - Prioridade de utilização do gás natural.

PRIORIDADE DE UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL
1 - Substituição de GLP de uso residencial, comercial, industrial e outros;
2 - Utilização como matéria prima na indústria Petroquímica e de Fertilizantes;
3 - Substituição do óleo diesel nas frotas de ônibus urbanos e interurbanos, em frotas cativas de serviços públicos, e em veículos de transporte de cargas;
4 - Substituição de derivados de petróleo na indústria;
5 - Outros usos a critério dos Órgãos reguladores.

Fonte: Material do curso sobre gás natural - IBP, 2009.

REFERÊNCIAS

ALLINGER, N. L. et al. *Química orgânica*, 2^a. Edição, Ed.Guanabara Dois. Rio de Janeiro, 1978.

ANP - Agencia nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Resolução n° 16*. Brasília. jun/2008.

BAUKAL, C. E. *The John Zink combustion handbook – LLC*. Tulsa, Oklahoma, 2001.

IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Material do curso sobre gás natural: aula conceitos básicos sobre o gás natural*. Rio de Janeiro, 2009.

KOTZ, J. C; TREICHEL Jr, P. M. *Química geral 1 e reações químicas*. Tradução da 5^a Ed. norte-americana. Thomson. São Paulo, 2005.

MCMURRY, J. *Química Orgânica*, 4^a. Edição, Rio de Janeiro, Ed. Livros técnicos e científicos, vol.1 e 2. São Paulo, 1997.

MME - Ministério de Minas e Energia. *Portaria n° 1.061*. Brasília, ago/1986.

SANTOS, W. G. *Apostila gás natural: produção, processamento e transporte*. Curso de engenharia do petróleo da SONANGOL. Luanda, Angola, 2009.

VAZ, C. E. M; MAIA, J. L. P; SANTOS, W. G. *Tecnologia da indústria do gás natural*, Blucher. São Paulo, 2008.