



UNIFACS

UNIVERSIDADE SALVADOR

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES*

**UNIFACS UNIVERSIDADE SALVADOR
MESTRADO EM ENERGIA**

ANNE PATRYCE FERREIRA CALFA

**MERCADO DE GÁS NATURAL: O POTENCIAL BRASILEIRO, SEUS ENTRAVES
E CONDICIONANTES**

Salvador
2015

ANNE PATRYCE FERREIRA CALFA

**MERCADO DE GÁS NATURAL: O POTENCIAL BRASILEIRO, SEUS ENTRAVES
E CONDICIONANTES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação,
Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade
Salvador, Laureate Internacional Universities, como
requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Britto Guimarães.

Salvador
2015

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities)

Calfa, Anne Patryce Ferreira.

Mercado de gás natural: o potencial brasileiro, seus entraves e condicionantes. / Anne Patryce Ferreira Calfa. – Salvador, 2015.

112 f. : il.

Dissertação (mestrado) – UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities. Mestrado em Energia, 2015.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Britto Guimarães.

1. Gás natural – mercado brasileiro. I. Guimarães, Paulo Roberto Britto, orient. II. Título.

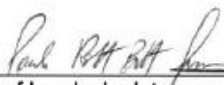
CDD: 553.285


TERMO DE APROVAÇÃO


ANNE PATRYCE FERREIRA CALFA

“MERCADO DE GÁS NATURAL: O POTENCIAL BRASILEIRO, SEUS ENTRAVES E CONDICIONANTES”.

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Paulo Roberto Britto Guimarães (Orientador) 
Doutorado em Engenharia Química pela University of Leeds, Inglaterra
Conselheiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia, Brasil

Paulo Sérgio Rodrigues de Araújo 
Doutor em Agronomia pela Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Brasil
Universidade Salvador – UNIFACS

Regina Ferreira Vianna 
Doutorado em Chemical Engineering/pela University of Leeds, Inglaterra
Universidade Federal da Bahia, Brasil

Salvador, 30 de outubro de 2015.

Dedico esta dissertação aos meus amados pais por toda dedicação, amor, ensinamentos e por serem meus exemplos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que não só me deu a dádiva da vida, como me conduz a todo momento e me dá forças para superar os obstáculos e vencer os desafios.

Agradeço aos meus pais, às minhas irmãs e ao meu irmão pelo amor, companheirismo, união, incentivo, compreensão e apoio incondicionais em todo momento em minha vida.

Agradeço aos meus sobrinhos Lucas e Luíza, cujos sorrisos de criança foram renovação das minhas energias.

Agradeço ao meu orientador Prof. Paulo Guimarães pelo apoio e valiosas contribuições, que permitiram o desenvolvimento e aprimoramento deste trabalho.

Agradeço à Bahiagás por ter acreditado no meu potencial, por ter investido na minha capacitação, ampliando meus conhecimentos sobre o tema, e pelo apoio.

Agradeço aos colegas e professores do Curso de Mestrado em Energia pelos momentos de integração e aprendizado.

“Cada um de nós compõe a sua história, cada ser em si carrega o dom de ser capaz, de ser feliz.”

Almir Sater

RESUMO

Diante da preocupação e necessidade mundiais de desenvolvimento com sustentabilidade e do crescente aumento da demanda brasileira pelo gás natural, este estudo teve como premissa a avaliação do potencial do mercado brasileiro de gás natural, analisando sua tendência de oferta e demanda, considerando a influência das questões regulatórias, a política de preços de seu mercado, os incentivos legais e demais condicionantes para sua expansão. Foram levantados dados públicos e privados, nacionais e internacionais, de documentos públicos oficiais e de legislações específicas, possibilitando uma comparação do mercado energético nacional com o internacional, e propondo ações que permitam ampliar a oferta brasileira de gás natural e desenvolver seu mercado.

Palavras-chave: Mercado de Gás Natural. Gás Natural. Energia.

ABSTRACT

Given the concern and global need for development with sustainability and increasing the Brazilian demand for natural gas, this study was premised on the assessment of the potential of the Brazilian natural gas market, analyzing its supply and demand trend, considering the influence of the regulatory issues, the pricing policy of its market, legal incentives and other conditions for its expansion. Public and private, national and international data were collected from official public documents and specific legislation, allowing a comparison of the national energy market with international and proposing actions that can widen the Brazilian natural gas supply and develop its market.

Key-words: The Natural Gas Market. Natural Gas. Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Projetos Integrados de Regaseificação de GNL mais os três terminais da Petrobras em operação	61
Figura 2 – Classificação do gás natural quanto à sua origem	66
Figura 3 – Esquema de formação convencional de hidrocarbonetos	67
Figura 4 – Esquema de geologia não convencional e convencional de hidrocarbonetos	69
Figura 5 – Cadeia Produtiva do Gás Natural	70
Figura 6 – Rede de Gasodutos de Transporte no Brasil	73
Figura 7 – Exemplo de Precificação pela Metodologia <i>Netback</i>	89

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo Mundial de Energia Primária por Região Geográfica em 2013 (milhões de tep)	21
Gráfico 2 – Matriz Energética Mundial em 2013 (milhões de tep)	22
Gráfico 3 – Consumo de Energia Primária no Brasil em 2013 por Tipo de Fonte Energética (mil tep)	25
Gráfico 4 - Consumo Final de Energia no Brasil em 2013 por Tipo de Fonte Energética (mil tep)	25
Gráfico 5 - Consumo Final de Energia no Brasil em 2013 por Setor (mil tep)	26
Gráfico 6 - Consumo Final Energético no Brasil em 2013 no Setor Industrial (mil tep)	26
Gráfico 7 - Consumo Final Energético no Brasil em 2013 no Setor de Transportes (mil tep)	27
Gráfico 8 – Consumo de GN dos 10 maiores consumidores mundiais em 2013 (bilhões m ³)	30
Gráfico 9 – Consumo Mundial de GN por Região Geográfica em 2013 (bilhões m ³)	30
Gráfico 10 – Consumo Termelétrico de GN no Brasil de 2000 a 2013 (milhões de m ³)	34
Gráfico 11 – Consumo de GN no Brasil por Segmento de Mercado de 2004 a 2013 (%)	35
Gráfico 12 – Produção de GN dos 10 maiores produtores mundiais em 2013 (bilhões m ³)	36
Gráfico 13 – Produção Mundial de GN por Região Geográfica em 2013 (bilhões m ³).	37
Gráfico 14 – Produção de Gás Natural por Localização Pré-sal e Pós-sal (bilhões de m ³)	41
Gráfico 15 – Produção de Gás Natural por Localização Terra e Mar (bilhões de m ³)	42
Gráfico 16 – Histórico de Reinjeção do GN (milhões de m ³ /dia)	42
Gráfico 17 – Participação dos Concessionários na Produção de GN no Brasil em 2013	43
Gráfico 18 – 20 campos com maior produção de GN no Brasil em dez/2013 (milhões m ³ /dia)	44
Gráfico 19 – Distribuição das Reservas Provadas de GN em 1993, 2003 e 2013 (%)	46
Gráfico 20 – Razão Reserva/Produção (R/P) por Região Geográfica	46
Gráfico 21 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil (milhões m ³)	47
Gráfico 22 – Projeção da Produção Mundial de Gás Natural (milhões de tep)	50
Gráfico 23 – Projeção da Demanda Mundial de Gás Natural (milhões de tep)	53
Gráfico 24 – Número de Poços Acumulados Necessários para Manter uma Produção de 15 milhões m ³ /dia de GN por 20 anos	59
Gráfico 25 – Infraestrutura de Gasodutos de Transporte em países selecionados (km)	73
Gráfico 26 – Infraestrutura de Gasodutos de Distribuição no Brasil (km)	75
Gráfico 27 – Preços da Cesta de Óleos Internacionais e do Dólar	82
Gráfico 28 – Preço Sem Impostos do GN de Produção Nacional para as Distribuidoras Estaduais (R\$/m ³)	83
Gráfico 29 – Preço Sem Impostos do GN de Produção Nacional para as Distribuidoras Estaduais (US\$/MMBtu)	83

Gráfico 30 – Preço Sem Impostos do GN de Origem Boliviana para as Distribuidoras Estaduais (US\$/MMBtu)	85
Gráfico 31 – Mecanismos de Formação de Preços do GN no Mundo (%)	88
Gráfico 32 – Consumo de Gás Natural no Brasil no Segmento Industrial (milhões m ³ /dia)	91
Gráfico 33 – Emissões Antrópicas por Setor em 2013 (MtCO ₂ eq)	95

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Participação do GN no Consumo de Energia Primária dos 5 Maiores Produtores de Gás Natural	39
Quadro 2 – Tipos de Mecanismo de Formação de Preços do Gás Natural no Mundo	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição do Consumo de GN no Brasil de 2009 a 2013 (milhões de m ³)	33
Tabela 2 – Reservas Mundiais Recuperáveis de <i>Shale Gas</i> (tcf)	48
Tabela 3 – Importações de GNL realizadas pelo Brasil em 2013 (milhões de m ³)	49
Tabela 4 – Projeção da Oferta de Gás Natural no Brasil (milhões m ³ /dia)	55
Tabela 5 – Projeção da Demanda Total de Gás Natural (milhões de m ³ /dia)	64
Tabela 6 - Emissões de CO ₂ , SO ₂ , NO _x e Particulados de 1994 a 2003 (toneladas)	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABIQUIM	Associação Brasileira da Indústria Química
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BA	Bahia
Bahiagás	Companhia de Gás da Bahia
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
BP	British Petroleum
Btu	British Thermal Unit
CE	Ceará
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DOU	Diário Oficial da União
E&P	Exploração e Produção
EIA	Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FID	Final Investment Decision
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GTB	Gas TransBoliviano S.A
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ICTSD	International Centre for Trade and Sustainable Development
IGU	International Gas Union
MME	Ministério de Minas e Energia
MtCO ₂ -eq	Milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente
NBP	National Balancing Point
NOCs	National Oil Companies
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMAD	Plano de Expansão das Malhas de Distribuição
PEMAT	Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PNE	Plano Nacional de Energia
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
RJ	Rio de Janeiro
SP	São Paulo
Sulgás	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil
tcf	Trillion cubic feet
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TTF	Title Transfer Facility
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
YFPB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	18
1 GEOPOLÍTICA	21
1.1 CONSUMO	21
1.1.1 Energia no Mundo e no Brasil	21
1.1.2 Gás Natural no Mundo	29
1.1.3 Gás Natural no Brasil	33
1.2 OFERTA DE GÁS NATURAL	36
1.2.1 Produção Mundial	36
1.2.2 Produção Brasileira	40
1.2.3 Reservas Provadas	44
1.2.4 Importações e Exportações no Brasil	48
1.3 PROJEÇÕES DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL	50
1.3.1 Projeção da Oferta Mundial	50
1.3.2 Projeção da Demanda Mundial	52
1.3.3 Projeção da Oferta Brasileira	55
1.3.3.1 Pré-sal	56
1.3.3.2 Em Ambiente Onshore	57
1.3.3.3 Gás Não Convencional	58
1.3.3.4 GASBOL	60
1.3.3.5 GNL	61
1.3.4 Projeção da Demanda Brasileira	63
2 O GÁS NATURAL, SUA CADEIA E MERCADO NO BRASIL	65
2.1 CONCEITO E ORIGEM DO GN	65
2.2 GÁS CONVENCIONAL E GÁS NÃO CONVENCIONAL	66
2.2.1 Reservatórios Convencionais	67
2.2.2 Reservatórios Não Convencionais	68
2.3 CADEIA PRODUTIVA	69
2.4 ENTRAVES E CONDICIONANTES PARA A EXPANSÃO DO MERCADO	71
2.4.1 Aumento da Competitividade no Upstream	71
2.4.2 Desenvolvimento da Infraestrutura de Transporte	72
2.4.3 Regulação	76
2.4.4 Política de Precificação	79
3 VANTAGEM AMBIENTAL COMPETITIVA	94
4 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	97

5 METODOLOGIA	98
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	100
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	105
REFERÊNCIAS	107

INTRODUÇÃO

A cada dia, cresce a preocupação com o atendimento das necessidades da população mundial sem comprometimento da habilidade das próximas gerações suprirem suas próprias necessidades (DINIZ; BERMANN, 2012).

Uma das principais preocupações mundiais é com a redução na emissão de gases de efeito estufa. Nesse contexto, o gás natural se apresenta como uma boa alternativa energética para minimizar impactos ambientais, visto que é o combustível fóssil mais limpo e menos intensivo em carbono (VIEIRA et al, 2005).

Esse é apenas um dos fatores que tornam o gás natural um dos energéticos que mais crescem em participação na matriz energética brasileira nos últimos anos (EPE, 2014a). Tornou-se peça importante nas discussões sobre desenvolvimento econômico brasileiro, servindo de combustível para a geração elétrica, para o setor industrial, comercial, automotivo e residencial, além de servir como matéria-prima para a indústria (MONTERA, 2014) .

Este estudo pretende avaliar o potencial do mercado brasileiro de gás natural através de uma análise comparativa com o mercado internacional, verificando a tendência de oferta e demanda do mercado brasileiro, considerando a influência das questões regulatórias, da política de preços de seu mercado, dos incentivos legais e de demais condicionantes para sua expansão.

Para a realização deste trabalho, a estrutura apresentada nesta dissertação é a seguinte: no primeiro capítulo, é feita uma análise do consumo mundial de energia, no intuito de se verificar como está evoluindo a demanda em termos de tipos de energéticos mais consumidos, se renováveis ou não renováveis, como está ocorrendo o crescimento do consumo, quais são as regiões geográficas e países mais demandantes, como estão ocorrendo as substituições de energéticos no consumo mundial e o que tem influenciado nessas mudanças. O objetivo dessas análises é verificar como está o gás natural nesse cenário mundial, em quais regiões e países ele está sendo mais consumido e apresentando maiores incrementos, que ações estão sendo realizadas para possibilitar maior desenvolvimento desses mercados e que vantagens seu uso tem apresentado para eles, para que se possa identificar as ações a serem implantadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil.

É feita uma análise semelhante com relação ao consumo brasileiro de energia, além de ser realizada uma comparação entre a participação do gás natural no consumo energético mundial

e brasileiro. São identificados os segmentos do mercado brasileiro que consomem mais energia e qual é a participação do gás natural no consumo deles, no intuito de se verificar como o gás pode aumentar sua representação.

Ainda nesse capítulo, é analisada a produção mundial de gás natural, quais as regiões e países que se destacam como maiores produtores e os que apresentaram maiores incrementos, que tipo de gás: convencional ou não convencional estão produzindo mais, que ações estão sendo realizadas para o desenvolvimento da sua exploração e produção, como está a situação das reservas provadas nas diversas regiões e quais os maiores exportadores de gás natural.

Descreve-se a produção de gás no Brasil e a necessidade de importações para completar a sua oferta interna. Foram realizadas análises mundiais e brasileiras, no intuito de se comparar a produção e disponibilidade de gás, identificando oportunidades de desenvolvimento da produção brasileira de GN.

Vale ressaltar que todos os dados de consumo, produção, reservas, importações e exportações foram referentes ao ano de 2013, devido ao fato de, durante a elaboração desta dissertação, ainda não estar publicado o Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2015, além dos últimos dados disponíveis da BP Statistical Review of World Energy e da EIA serem relativos ao ano de 2013. Logo, foi necessário utilizar informações do ano de 2013 para que a comparação fosse referente a um mesmo momento vivido pelo cenário mundial e brasileiro.

O primeiro capítulo analisa também as projeções mundiais de oferta de gás natural, inclusive GNL, identificando as regiões e países que terão destaque na sua produção e verificando como se dará a participação do gás não convencional. Ao mesmo tempo, é feita uma análise da projeção da oferta brasileira de GN, verificando as possibilidades de ampliação da oferta do Pré-sal, do ambiente *Onshore*, do gás não convencional, do GASBOL e do GNL.

Também mostra como se comportará a demanda mundial de gás natural nos próximos anos, identificando os segmentos de consumo, as regiões e países que se destacarão e o que poderá influenciar no aumento do consumo. Da mesma maneira, é feita uma análise da projeção da demanda brasileira termelétrica e não termelétrica. Essas verificações visam prever o comportamento do mercado mundial de GN e os possíveis impactos no desenvolvimento do mercado brasileiro.

O segundo capítulo apresenta conceitos sobre as características gerais do gás natural, sua origem geológica, incluindo conceitos sobre gás associado e não associado, gás convencional e não convencional, no intuito de fornecer informações sobre suas principais características e

diferenças. Define também sua cadeia produtiva, com a intenção de apresentar as atividades inerentes aos diferentes blocos e os agentes que os compõem, subsidiando as análises de cenários e mercados.

São detalhados entraves regulatórios, fiscais e de mercado do gás natural, e as condicionantes a serem implantadas, para que o Brasil consiga atrair investimentos para a indústria de gás natural e possa promover sua expansão.

No terceiro capítulo são apresentados conceitos de desenvolvimento sustentável e a interface com fatores econômicos. No intuito de demonstrar a vantagem ambiental do gás natural frente aos combustíveis fósseis concorrentes, é feito um comparativo de emissões de gases de efeito estufa durante o processo de combustão desses energéticos.

1 GEOPOLÍTICA

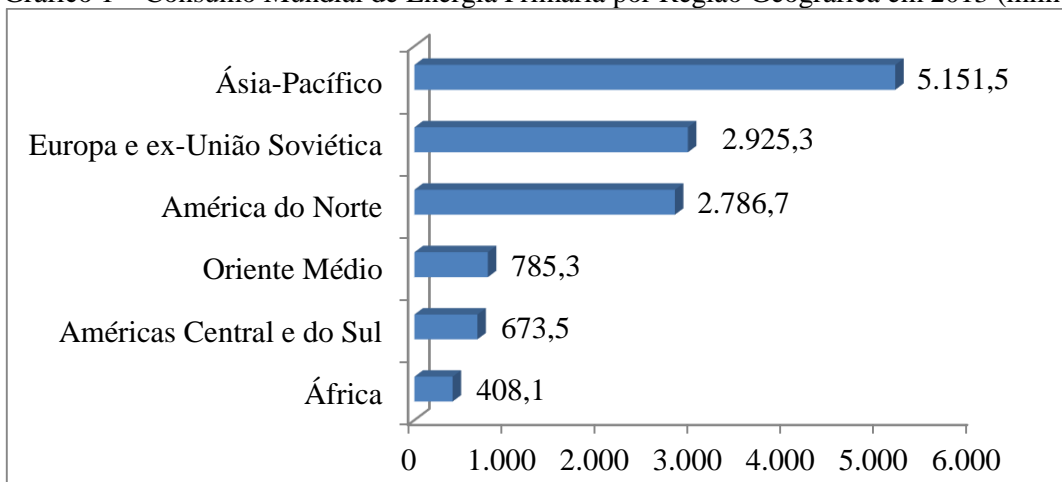
1.1 CONSUMO

1.1.1 Energia no Mundo e no Brasil

Segundo o BP (2014), o consumo mundial de energia primária em 1993 foi de 8,26 bilhões de tep passando para 12,73 bilhões de tep em 2013, um crescimento de 54% em vinte anos. Houve uma aceleração no crescimento do consumo global de energia em 2013, apesar de uma economia global estagnada.

Ainda de acordo com o BP (2014), o crescimento do consumo regional de energia em 2013 foi abaixo da média de dez anos em todos os lugares, exceto na América do Norte. O consumo global de energia primária por região geográfica está representado no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Consumo Mundial de Energia Primária por Região Geográfica em 2013 (milhões de tep)



Fonte: Adaptado de BP (2014).

O crescimento do consumo de energia em 2013 se manteve acima da média de dez anos em economias maduras da OCDE, impulsionado pelos EUA que teve um incremento robusto de + 2,9%, sendo o responsável por todo o aumento líquido da OCDE. O consumo de energia dos EUA foi 18% do total mundial em 2013 (BP, 2014).

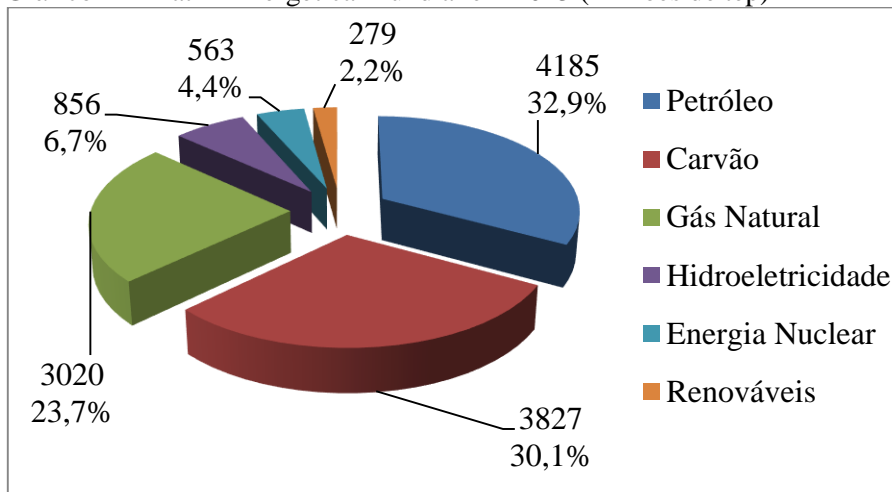
Ainda de acordo com o BP (2014), nas economias emergentes, o crescimento do consumo de energia foi mais fraco em 2013, abaixo da média de dez anos nos países não pertencentes à OCDE, porém foi impulsionado pela China, que teve o maior incremento mundial. Ainda assim, as economias emergentes continuam dominando a demanda global de energia,

respondendo por 80% do crescimento no ano de 2013 e quase 100% de crescimento na última década.

Conforme projetado por Silva (2003), o maior crescimento no consumo de energia até 2020 se dará nos países em desenvolvimento, particularmente nas nações da Ásia. Já em 2013, conforme dados da BP (2014), China foi o maior consumidor de energia no mundo, consumindo um total de 2,85 bilhões de tep, o que representou 22,4% do consumo mundial de 12,73 bilhões de tep.

A matriz energética mundial de 2013 está representada no Gráfico 2 a seguir.

Gráfico 2 – Matriz Energética Mundial em 2013 (milhões de tep)



Fonte: Adaptado de BP (2014).

Todos os combustíveis tiveram aumento de consumo e produção em 2013, alcançando seus níveis recordes, com exceção da energia nuclear. Porém, apesar do petróleo ter continuado a ser o combustível líder no mundo, com 32,9% do consumo global de energia, permaneceu perdendo quota de mercado pelo décimo quarto ano consecutivo e sua atual participação na matriz energética mundial foi a mais baixa desde 1965 (BP, 2014).

Segundo o BP (2014), na região do Oriente Médio (maior produtora de petróleo e terceira maior produtora de gás natural), a geração de energia elétrica continuou a crescer rapidamente 5,3%, mais que o dobro do crescimento do PIB, que foi de 2,2%. Comparando os números das demais regiões, o crescimento na geração foi de apenas 2,3%, enquanto o do PIB foi 3%.

De acordo com o BP (2014), um exemplo é que o consumo de petróleo em Israel caiu em 22% (60.000 barris/dia), pois com o crescimento da produção de gás natural e importações de GNL, o gás foi substituindo o óleo na geração de energia. Também na Arábia Saudita o crescimento da demanda por petróleo foi limitado pelo aumento do uso do gás na geração.

Como o gás foi substituindo o óleo na geração de energia elétrica, além de ter ocorrido aumento do seu uso como matéria-prima devido às políticas de incentivo nos países do Oriente Médio (CNI, 2014), o consumo de gás ultrapassou o de petróleo, se tornando o combustível dominante na região.

Ainda, conforme os dados do BP (2014), o carvão foi o combustível fóssil que teve maior crescimento no consumo em 2013, representando 30,1% da matriz energética mundial. China e Índia foram responsáveis por 88% desse incremento. Além desses países, conforme Abegas (2015), o consumo europeu de carvão também aumentou devido ao fato de algumas das suas térmicas terem mudado para o uso do carvão em substituição ao gás.

Este aumento do consumo de carvão ocorreu em decorrência da queda de seus preços no mercado mundial pelo segundo ano consecutivo, ampliando sua vantagem competitiva na geração de energia elétrica quando comparado aos preços do GNL comprado no mercado *Spot* (BP, 2014; ABEGÁS, 2015).

Como China e EUA responderam por 40,4% do consumo mundial de energia em 2013, além do fato do primeiro representar os países emergentes não membros da OCDE e o segundo representar as economias maduras da OCDE, vale à pena detalhar a seguir os consumos de energia nesses países (BP, 2014).

A China foi responsável por 27,1% das emissões de CO₂ decorrentes do uso de energia em 2013 (GREENBIZ, 2014). Ao se analisar o consumo de energia da China, sua diversificação permanece em andamento. Com a implantação do “Programa Nacional de Mudanças Climáticas” e dos “Planos Quinquenais de Energia”, a China foi obrigada a importar mais energia em 2013 para maior diversificação da sua matriz energética, representando 15% dela (ICTSD, 2009).

De acordo com o BP (2014), o carvão é o combustível dominante na China e sua participação foi de 67,5%, a mais baixa já registrada. Da mesma forma, o petróleo é o segundo combustível mais consumido e sua quota de 17,8% foi a menor desde 1991.

Por outro lado, de 2003 a 2013, o consumo de gás natural na China cresceu 17% ao ano, chegando a quadruplicar. Em 2013, foi o país que apresentou maior incremento no consumo desse combustível (+10,5%), representando 5,1% do consumo total de energia nesse país. Os combustíveis não fósseis também aumentaram sua participação, passando para 9,6%, aumentando em mais de 50% (BP, 2014).

Os EUA foram o segundo maior contribuinte para o crescimento global das emissões de CO₂ em 2013. O petróleo continuou a ser o combustível mais consumido, tendo um aumento de 2% no seu consumo, respondendo por 37% da demanda do país. Seguido pelo gás natural que representou 30% do consumo, após um aumento de 2,4% (BP, 2014).

Enquanto o gás natural representou 23,7% do consumo mundial de energia em 2013, sua participação no consumo americano de energia foi de 30%. O gás vem aumentando sua participação em todos os segmentos de mercado nos EUA, com exceção da geração de energia elétrica, pois neste segmento as energias renováveis vêm ganhando cada vez mais representatividade (BP, 2014).

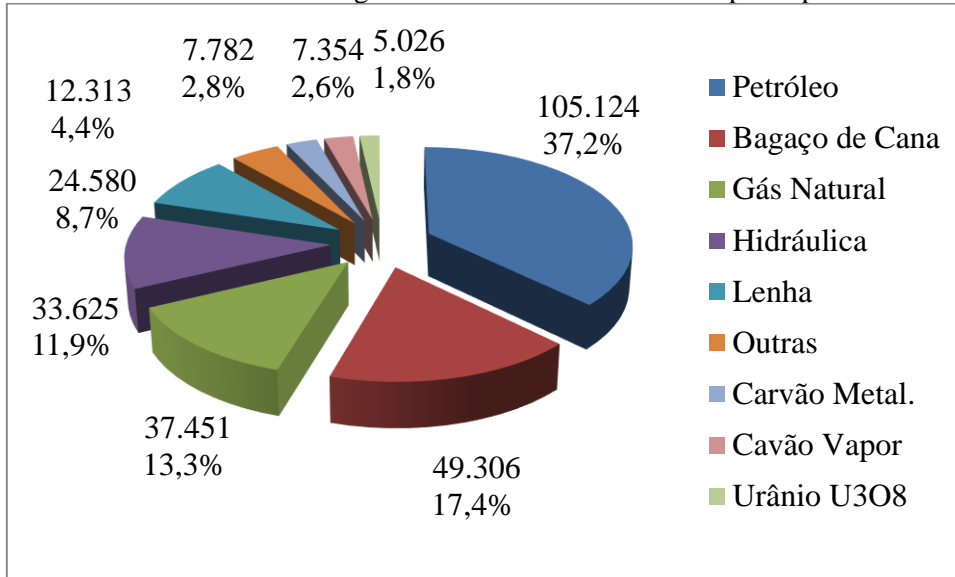
Com o domínio das tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico de rochas, os Estados Unidos passaram a ocupar a posição de maior produtor de gás natural através da exploração de reservatórios não convencionais. O país americano atraiu indústrias eletrointensivas como a petroquímica, que representam grande geração de valor e de empregos no setor industrial, a partir de preços mais competitivos do gás natural no mercado internacional, que viabilizaram sua utilização como combustível e matéria-prima, acelerando o crescimento econômico do país (ABRACE, 2014).

De acordo com a EPE (2014a), o consumo de energia primária no Brasil teve um crescimento de 5% em relação a 2012, atingindo 282,4 milhões de tep em 2013. Isto equivale a 2,2% do consumo global de energia primária, sendo o oitavo maior consumidor mundial de energia em 2013. Segundo o BP (2014), esta participação vem aumentando por quatro anos consecutivos e continua a atingir novos máximos.

Conforme dados da EPE (2014a), no que diz respeito ao consumo de energia primária, as energias renováveis tiveram maior participação no consumo brasileiro do que no consumo mundial, devido à grande participação de produtos da cana (17,4%), da energia hidráulica (11,9%) e da lenha (8,7%).

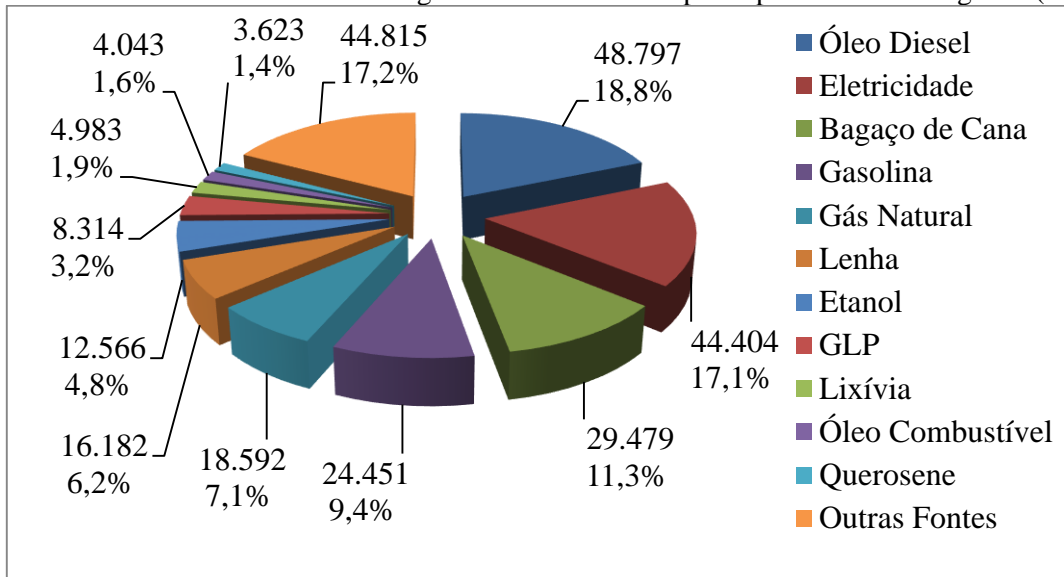
Porém ainda há um grande espaço para crescimento do uso do gás natural, visto que seu consumo representou 13,3% do consumo brasileiro de energia primária (EPE, 2014a), conforme pode ser verificado no Gráfico 3, enquanto mundialmente esta participação foi de 23,7% em 2013 (BP, 2014). Além disso, com relação ao consumo final de energia, esta participação é ainda menor, representando apenas 7,1%, como pode ser observado no Gráfico 4.

Gráfico 3 – Consumo de Energia Primária no Brasil em 2013 por Tipo de Fonte Energética (mil tep)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

Gráfico 4 - Consumo Final de Energia no Brasil em 2013 por Tipo de Fonte Energética (mil tep)

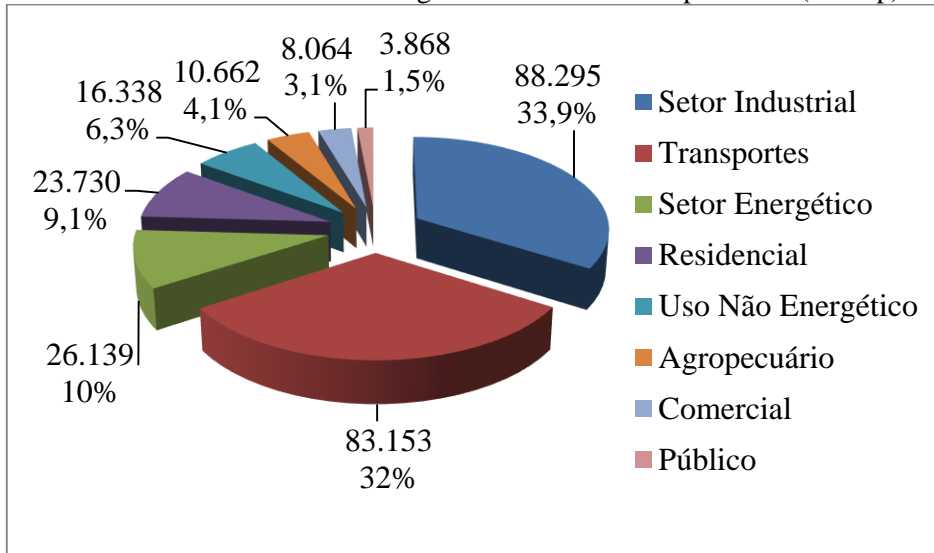


Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

No que diz respeito à geração de energia elétrica em 2013, pelo segundo ano consecutivo, algumas partes do Brasil experimentaram condições de seca, resultando em declínio na geração hidrelétrica. A energia hidráulica teve sua participação na matriz elétrica brasileira reduzida para 70,6%. Isto contribuiu para um acréscimo no consumo de gás natural de 5,4 milhões de tep (EPE, 2014a; BP, 2014). Houve um aumento de quase 55% no consumo de gás natural de 2012 para 2013 pelas térmicas (EPE, 2014a), mas a utilização de gás para esta finalidade é dependente de condições hidrológicas desfavoráveis à geração de energia hidráulica, sendo, portanto, muito variável.

O consumo final de energia no Brasil teve um crescimento de 2,8% em relação a 2012, atingindo 260,2 milhões de tep em 2013. A produção industrial e o transporte de carga e mobilidade das pessoas responderam juntos por 65,9% desse consumo (EPE, 2014a), conforme pode ser visto no Gráfico 5.

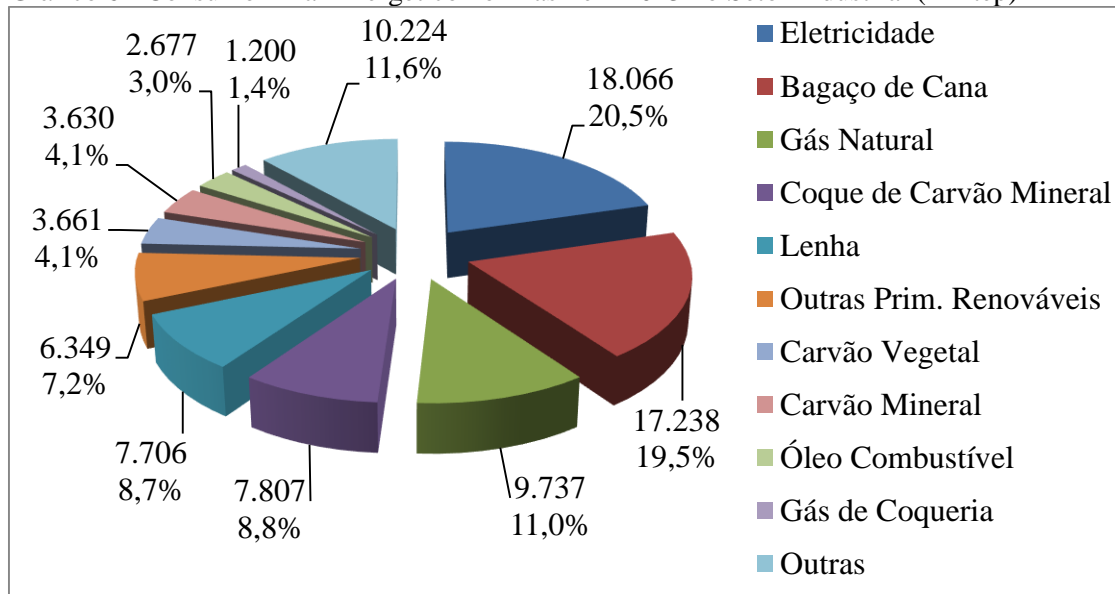
Gráfico 5 - Consumo Final de Energia no Brasil em 2013 por Setor (mil tep)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

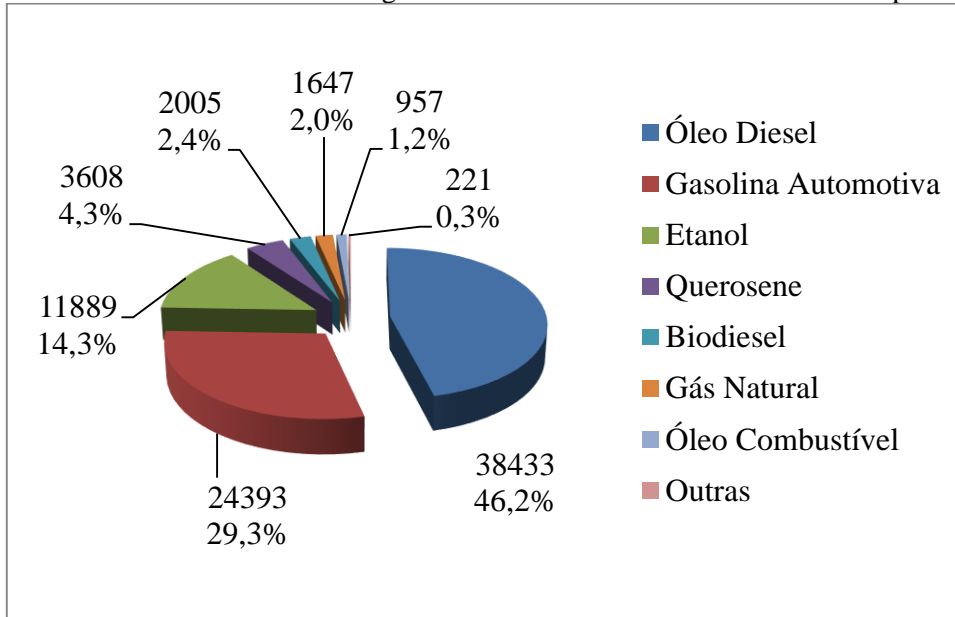
Vale à pena analisar o perfil de consumo final de cada um dos dois setores mais representativos, para possibilitar a identificação de oportunidades de crescimento da participação do gás natural nesses segmentos. Os consumos finais energéticos no setor industrial e no de transportes estão apresentados nos Gráficos 6 e 7, respectivamente.

Gráfico 6 - Consumo Final Energético no Brasil em 2013 no Setor Industrial (mil tep)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

Gráfico 7 - Consumo Final Energético no Brasil em 2013 no Setor de Transportes (mil tep)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

De acordo com a EPE (2014a), o gás natural representou apenas 11% do consumo final energético do setor industrial brasileiro em 2013. A eletricidade ainda ocupa uma grande quota no consumo industrial, quase o dobro da participação do gás natural. Além de poder substituir uma parte do consumo industrial de eletricidade, o GN tem espaço para substituir combustíveis concorrentes mais poluentes como, por exemplo, o coque, o carvão mineral e o óleo combustível. Pois, além do gás natural ser um combustível fóssil menos intensivo em carbono, ele possui vantagens para os processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final (EPE, 2014c).

Ainda de acordo com a EPE (2014a), com relação ao consumo final não energético, o gás natural teve uma participação de apenas 5,1%, enquanto a Nafta ocupa 40,2% desse consumo. Apesar de esse ser um uso nobre do gás natural, ainda é pouco utilizado no Brasil, mesmo tendo um mercado potencial, devido aos preços altos praticados pelo mercado brasileiro (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014).

Com relação ao setor de transportes, segundo a EPE (2014a), o gás natural tem uma posição ainda muito pequena, pois sua quota é de apenas 2% do consumo de energia. O óleo diesel é o combustível mais utilizado chegando à quase a metade do uso energético nesse setor (46,2%), sendo utilizado em grande parte no transporte rodoviário, mas também sendo usado no ferroviário e hidroviário. Outro combustível fóssil largamente utilizado no transporte rodoviário é a gasolina que representa 29,3%. Nesse segmento, existe a possibilidade de

ampliação do uso do gás natural, principalmente em veículos pesados de transporte coletivo de passageiros e transporte de cargas.

Foi visto que, ao mesmo tempo em que o Oriente Médio foi substituindo o óleo combustível pelo gás natural na geração de energia elétrica em 2013, a Europa substituiu o gás pelo carvão em algumas térmicas e a China foi substituindo parte do uso do carvão pelo GN para esse mesmo uso. De uma maneira geral, houve um aumento do uso do gás natural em substituição a combustíveis mais poluentes como o óleo combustível e o carvão, devido aos grandes problemas ambientais que causam (ICTSD, 2009) e às políticas de incentivo ao uso do gás em alguns países, como ocorreu nos países do Oriente Médio (CNI, 2014).

Porém, é importante se observar que o carvão apresentou um maior crescimento de seu uso, devido aos seus preços baixos no mercado pelo segundo ano consecutivo, sendo inclusive utilizado em países europeus como uma alternativa energética mais barata (diante da estagnação da sua economia) para a geração de energia elétrica (ABEGAS, 2015).

A partir do gás não convencional, o gás natural passou a competir mundialmente com o petróleo, deixando de ser visto apenas como seu subproduto, impactando inclusive grandes produtores de petróleo como a Arábia Saudita. Neste país, o príncipe *Alwaleed Bin Talal* mostrou preocupação com a concorrência da revolução americana, enfatizando a necessidade de diversificação da economia de seu país (ABRACE, 2014).

Nos EUA, o GN atraiu indústrias eletrointensivas, como a petroquímica, que representam grande geração de valor e de empregos mundialmente no setor industrial. Soma-se a isso, o fato de que tendo o gás natural preços baixos, viabilizou o crescente aumento de seu uso como matéria-prima, como por exemplo, no setor de fertilizantes, tornando-o mais competitivo no mercado internacional (ABRACE, 2014).

No Brasil, existem alguns entraves regulatórios, fiscais e de mercado que precisam ser superados, para que o país consiga atrair investimentos para a indústria de gás natural, que serão detalhados no segundo capítulo.

A partir da tomada de decisões que os países fizerem no atual momento, é que serão estabelecidas suas posições no novo quadro de forças mundiais, se determinando um novo equilíbrio geopolítico (ABRACE, 2014).

Autoridades energéticas e muitos especialistas veem o gás natural como o principal energético na transição da matriz energética mundial atual para uma matriz em que predominará energias

renováveis e sustentáveis, devido ao fato de sua maior disponibilidade e de suas vantagens ambientais (ABRACE, 2014).

Pelo que pode ser visto em Abrace (2014), a participação de um energético no consumo de uma região não é só realizada a partir da abundância de recursos locais ou maior facilidade na sua importação, mas é definida principalmente pela criação de política de incentivos à sua exploração e ao seu uso, pela influência da existência de políticas de proteção ambiental e principalmente, por preços competitivos no mercado mundial.

1.1.2 Gás Natural no Mundo

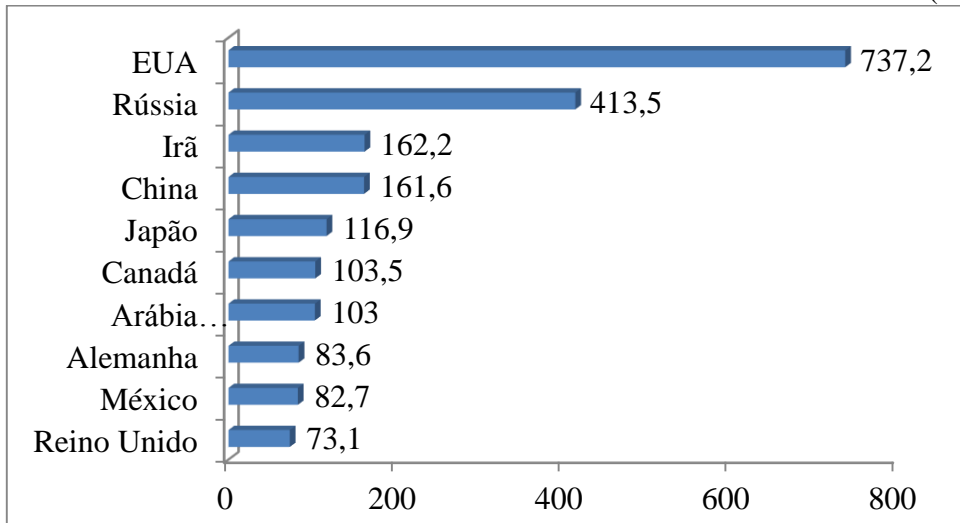
O consumo mundial de gás natural alcançou 3,3 trilhões de m³, crescendo 1,1% em 2013, abaixo da média de 2,5% dos últimos 10 anos. O crescimento do consumo ficou abaixo da média em todas as regiões, com exceção da América do Norte (ANP, 2014; BP, 2014).

Conforme o BP (2014), como ocorreu com a energia primária, o crescimento do consumo de gás natural foi acima da média nos países membros da OCDE e abaixo da média nos países fora da OCDE.

China e EUA foram responsáveis por 85,3% do incremento do consumo de gás natural mundial em 2013, tendo acrescido 15,3 bilhões de m³ (+10,5%) e 14,2 bilhões de m³ (+2%) respectivamente (BP, 2014).

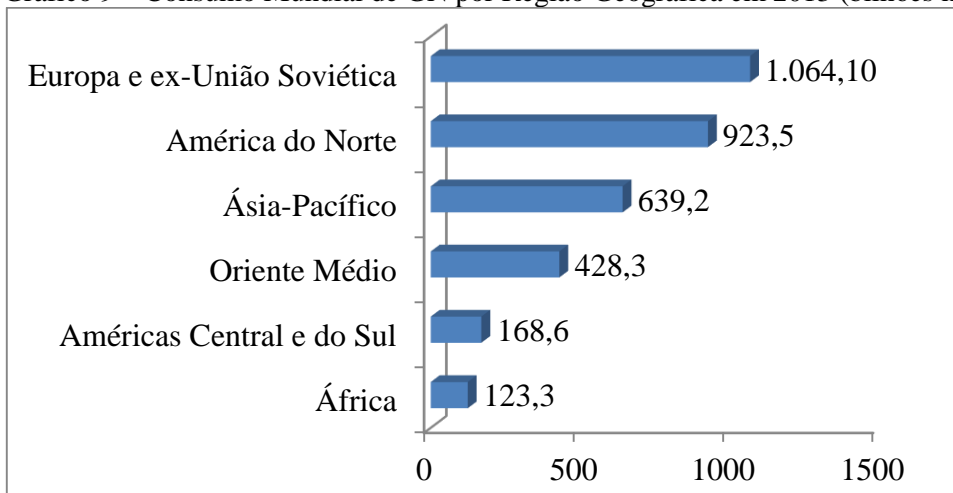
No ranking de maiores consumidores de gás natural, segundo a ANP (2014), os EUA permaneceram na primeira posição, com 737,2 bilhões de m³ (22% do total mundial), seguidos da Rússia, com 413,5 bilhões de m³ (12,4% do total mundial). O consumo destes dois países juntos representa mais de um terço do consumo mundial de gás natural.

De acordo com o BP (2014), o ranking dos 10 principais países consumidores de gás natural em 2013 está representado no Gráfico 8 e juntos eles foram responsáveis por 61% do consumo mundial de GN.

Gráfico 8 – Consumo de GN dos 10 maiores consumidores mundiais em 2013 (bilhões m³)

Fonte: Adaptado de BP (2014).

De acordo com os dados do BP (2014), o consumo de gás natural por região geográfica é dado no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Consumo Mundial de GN por Região Geográfica em 2013 (bilhões m³)

Fonte: Adaptado de BP (2014).

Conforme a ANP (2014) e a BP (2014), o consumo de gás natural por região geográfica foi o seguinte:

- Europa e ex-União Soviética;

Esta região continuou como maior consumidora de gás natural, totalizando 1,06 trilhão de m³ (31,8% do total mundial), visto que a Rússia respondeu por 38,8% do consumo regional. Porém foi o consumo regional mais baixo desde 1999.

O consumo europeu de gás natural diminuiu não só pelo fato de algumas térmicas terem substituído o uso do gás pelo carvão, mas também por ter ocorrido subsídio para a utilização de energias renováveis na geração elétrica e pela estagnação da economia na Europa (ABEGAS, 2015).

- América do Norte;

Foi a segunda maior região consumidora, com 923,5 bilhões de m³ (27,6% do total mundial), pois os EUA respondeu por 80% do consumo.

Segundo Bain & Company e Gas Energy (2014), os EUA aplicaram duas políticas que resultaram num fantástico desenvolvimento do seu mercado interno nos diversos segmentos, principalmente revitalizando o setor industrial, e promovendo maior crescimento econômico, foram elas: a proibição de exportação do gás natural para evitar riscos de inflação e desabastecimento, garantindo preços domésticos baixos; e uma rígida especificação do poder calorífico do gás nos gasodutos de transporte, que possibilitou o desenvolvimento da produção de matéria-prima petroquímica.

Essa segunda política, faz com que o etano seja previamente separado do gás natural, sendo utilizado em crackers para produção de eteno. Em decorrência dessa regra, a indústria local tem uma previsibilidade e garantia de disponibilidade dos líquidos de gás natural a preços competitivos no mercado. Isto permitiu o desenvolvimento da indústria petroquímica no país e atração de muitos investimentos para a produção de matéria-prima, produtos intermediários e finais na cadeia petroquímica (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014).

- Ásia-Pacífico;

Consumiu 639,2 bilhões de m³ (19,1% do total mundial), sendo a China e Japão responsáveis por 25,3% e 18,3% do consumo regional, respectivamente.

Na China, a demanda de gás foi maior que sua produção, refletindo em um crescimento de 32,4% nas suas importações de gás. O segmento que ocupa a maior participação no consumo de gás é o industrial, porém o residencial, de transportes e de geração de energia vêm crescendo nos últimos dez anos, sendo que este último tem prioridade no crescimento da demanda, segundo seu Plano Quinquenal para o Desenvolvimento do Gás Natural (BLOG INFOPETRO, 2015).

O Japão foi o maior importador de GNL, tendo importado 36,6% do total mundial em 2013. A estrutura energética japonesa foi afetada após o acidente nuclear de Fukushima em 2011,

pois o país passou a ser muito dependente do GNL para suprir sua demanda elétrica, visto que suas plantas nucleares foram desligadas (ABEGAS, 2015).

- Oriente Médio;

Apresentou um crescimento de consumo de 3,7%, totalizando 428,3 bilhões de m³ (12,8% do total mundial). Como visto anteriormente, o gás foi substituindo o óleo na geração de energia elétrica e também teve um crescimento do seu uso como matéria-prima, devido às políticas de incentivo nos países dessa região (CNI, 2014), o gás natural se tornou o combustível dominante na região em 2013, ultrapassando o petróleo.

- África;

Teve incremento de consumo de 0,3%, alcançando 123,3 bilhões de m³ (3,7% do total mundial).

- Américas Central e do Sul;

O aumento do consumo foi de 3,9%, atingindo 168,6 bilhões de m³ (5% do total mundial).

Segundo a EPE (2014a), o Brasil registrou alta de 17,8% no consumo de gás natural, atingindo 39,6 bilhões de m³ (1,2% do total mundial) em 2013, subindo da 31^a para a 24^a posição no ranking de maiores consumidores. Grande parte desse incremento de consumo foi na geração de energia elétrica, visto que o acréscimo de consumo das térmicas a gás, incluindo autoprodutores e usinas de serviço público, foi de 55%.

Assim como nos países do Oriente Médio e na China, a geração de energia a partir das térmicas a gás aumentou em 2013 no Brasil, porém enquanto nesses países este incremento de consumo ocorreu como decorrência da substituição de combustíveis fósseis mais poluentes, no Brasil, aconteceu para garantir o suprimento de energia elétrica em complementação à geração hidráulica devido às condições hidrológicas desfavoráveis (EPE, 2014a).

O Brasil precisa implantar uma política específica para o gás natural, principalmente visando desenvolver o segmento industrial e mais ainda, seu uso como matéria-prima. As propostas referentes a esse assunto serão tratadas no segundo capítulo.

1.1.3 Gás Natural no Brasil

Conforme os dados da EPE (2014a), pode-se observar na Tabela 1, que de 2011 a 2013, o consumo total de gás natural teve um incremento médio anual de 18%, principalmente decorrente do aumento na geração de energia elétrica que teve um incremento de 65,4% ao ano, e o consumo final teve um incremento médio anual de apenas 2% ao ano.

Tabela 1 – Composição do Consumo de GN no Brasil de 2009 a 2013 (milhões de m³)

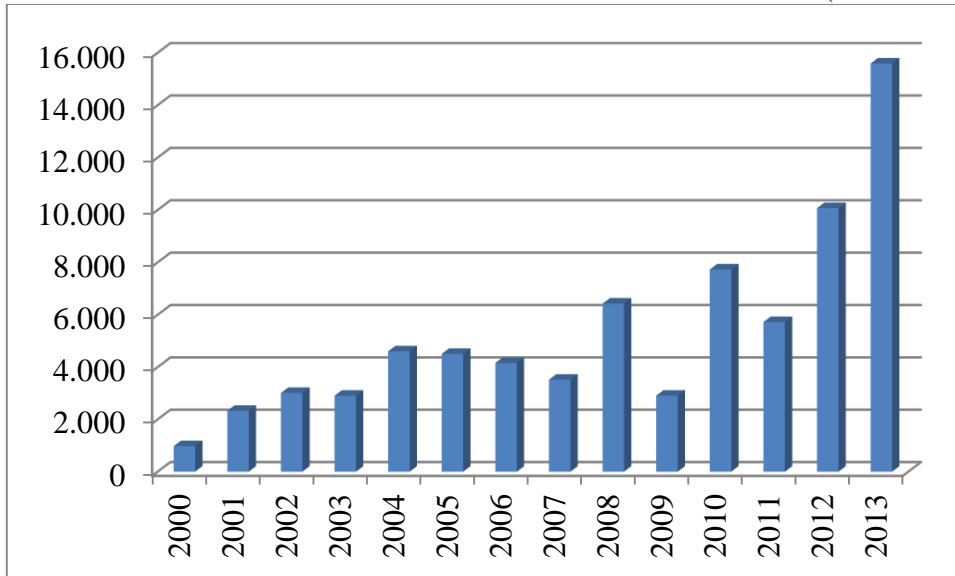
FLUXO	2009	2010	2011	2012	2013
CONSUMO TOTAL	21.580	28.311	28.474	33.611	39.580
TRANSFORMAÇÃO	4.582	9.338	8.470	13.151	18.764
Produção de Derivados de Petróleo	1.674	1.608	2.748	3.082	3.172
Geração Elétrica	2.908	7.730	5.722	10.070	15.592
CONSUMO FINAL	16.999	18.973	20.004	20.460	20.815
Consumo Final Não Energético	815	1.651	1.019	1.021	950
Consumo Final Energético	16.184	17.322	18.984	19.439	19.865
Setor Energético	5.280	4.186	5.053	5.700	6.307
Residencial	270	290	318	336	365
Comercial/ Público	283	297	264	270	257
Transporte Rodoviário	2.106	2.008	1.972	1.942	1.872
+ Industrial	8.243	10.538	11.377	11.192	11.065
- Cimento	29	26	33	63	35
- Ferro-Gusa e Aço	790	1.019	1.133	1.213	1.159
- Ferro-Ligas	2	2	3	3	25
- Mineração e Pelotização	194	714	789	765	720
- Não-Ferrosos e Outros da Metalurgia	460	826	882	973	1.070
- Química	2.587	2.601	2.769	2.520	2.315
- Alimentos e Bebidas	628	752	741	818	781
- Têxtil	340	373	371	360	355
- Papel e Celulose	549	769	829	873	919
- Cerâmica	1.110	1.296	1.464	1.493	1.538
- Outros	1.554	2.160	2.362	2.109	2.148

Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

Esta enorme diferença de crescimento é decorrente principalmente do diferencial nos preços do gás natural para as térmicas do programa PPT, que estão muito abaixo dos preços dos demais segmentos de mercado no país devido aos incentivos dados pelo governo (na época do “apagão” de 2001) para implantação de térmicas a gás natural, objetivando suprir o abastecimento da demanda de geração de energia elétrica quando as condições hidrológicas estão desfavoráveis para a geração hidrelétrica (ANP, 2010). Devido à dependência de

períodos de seca, o consumo termelétrico é muito variável. Porém esse consumo vem crescendo acentuadamente nos últimos anos, como pode ser observado no Gráfico 10.

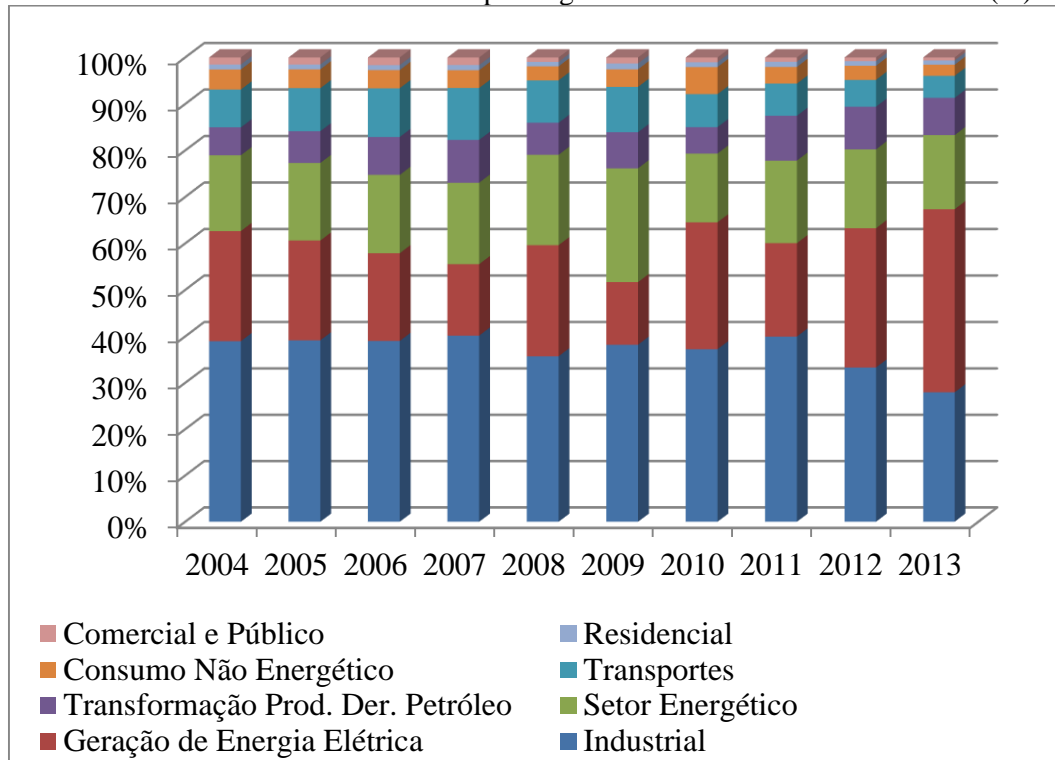
Gráfico 10 – Consumo Termelétrico de GN no Brasil de 2000 a 2013 (milhões de m³)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

Segundo dados da EPE (2014a), 39,4% do consumo total de gás natural foi para a geração de energia elétrica em 2013, totalizando 15,592 bilhões de m³, um crescimento de 55% quando comparado a 2012 (10,070 bilhões de m³) e de quase o triplo quando comparado a 2011 (5,722 bilhões de m³). O histórico da participação do gás, nos diversos segmentos de consumo, está representado no Gráfico 11.

Gráfico 11 – Consumo de GN no Brasil por Segmento de Mercado de 2004 a 2013 (%)



Fonte: Adaptado de EPE (2014a).

De acordo com dados da EPE (2014a), os consumos de gás natural do setor industrial, comercial, residencial e de transportes continuaram se mantendo praticamente estagnados nos últimos anos e o segmento de uso como matéria-prima apresentou decréscimo de consumo.

De acordo com a EPE (2014a), o segundo segmento que mais consumiu gás foi o industrial, respondendo por 28% do consumo total de gás natural em 2013, além de ser responsável por 55,7% do consumo final energético. Porém, a demanda industrial por GN registrou um decréscimo de 1,1% em 2013, em relação ao ano de 2012, com destaque para os setores ferro-gusa e aço (-4,5%) e química (-8,1%). A indústria química representou 21% do consumo energético industrial, conforme pode ser visto na Tabela 1. Vale salientar que o consumo final não energético também decresceu nesse período (-7%).

Conforme já dito, os entraves regulatórios, fiscais e de mercado que precisam ser superados, para que o Brasil consiga atrair investimentos para a indústria de gás natural, serão tratados no segundo capítulo.

1.2 OFERTA DE GÁS NATURAL

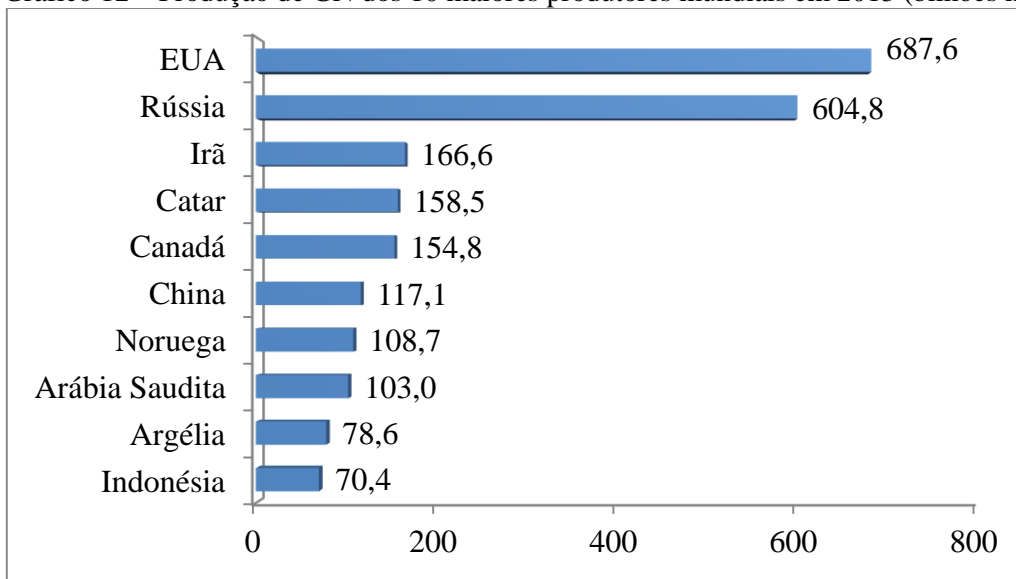
1.2.1 Produção Mundial

A produção mundial de gás natural atingiu 3,4 trilhões de m³ em 2013 (9,3 bilhões de m³/dia), tendo acréscimo de 0,8% em relação a 2012 (ANP, 2014; BP, 2014).

A produção de gás natural dos países não integrantes da OPEP foi de 2,7 trilhões de m³ em 2013, totalizando 80,7% da produção mundial. Já os países membros da OPEP produziram 655,3 bilhões de m³ no mesmo ano, ou seja, apenas 19,3% do total mundial (ANP, 2014; BP, 2014).

Conforme dados do BP (2014), o ranking dos 10 principais países produtores de gás natural em 2013, em ordem decrescente, está representado no Gráfico 12.

Gráfico 12 – Produção de GN dos 10 maiores produtores mundiais em 2013 (bilhões m³)



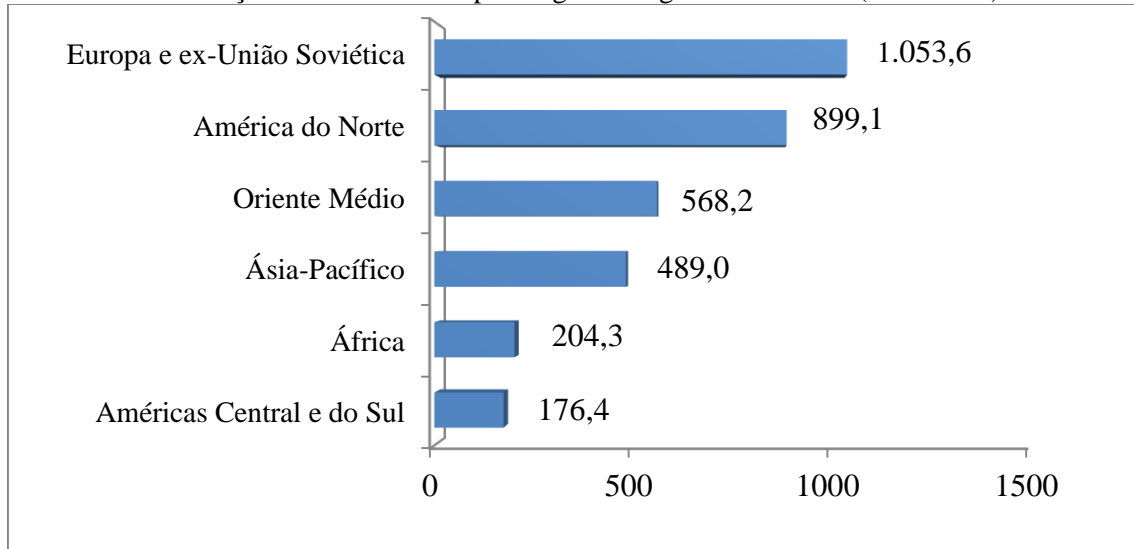
Fonte: Adaptado de BP (2014).

Pode-se verificar que os EUA e a Rússia sozinhos foram responsáveis por 38% da produção mundial de GN em 2013. Os outros oito maiores produtores mundiais de GN responderam juntos por mais 28% da produção mundial: Irã (5%), Catar (5%), Canadá (5%), China (3%), Noruega (3%), Arábia Saudita (3%), Argélia (2%) e Indonésia (2%). E o restante dos países produtores no mundo representaram 34% da produção mundial de GN em 2013.

Segundo ANP (2014, p. 42): O Brasil subiu da 34ª para a 29ª posição, com produção de 21,3 bilhões de m³ (0,6% do total mundial), após alta de 10,7% [...].

Conforme dados do BP (2014), a produção de gás natural por região geográfica em bilhões de m³ é dada no Gráfico 13.

Gráfico 13 – Produção Mundial de GN por Região Geográfica em 2013 (bilhões m³)



Fonte: Adaptado de BP (2014).

Conforme a ANP (2014), a produção de gás natural por região geográfica foi a seguinte:

- Europa e ex-União Soviética;

Esta região se manteve como maior produtora global de gás natural após alta de 0,4% (+4,7 bilhões de m³), com 1,05 trilhão de m³ (31,1% do total mundial).

A Rússia foi responsável por 18% da produção mundial de GN em 2013, sendo o segundo maior país produtor de gás e o maior produtor de gás associado. Produziu 58,5% do gás da região, exportando 31,6% do que foi produzido (22% das exportações mundiais de gás natural), visto que sua produção cresce numa aceleração bem maior que a demanda interna. Apesar desta ser grande, pois foi o terceiro maior consumidor de energia no mundo, sendo o gás natural o combustível líder com 53,2% do consumo total.

- América do Norte;

Foi a segunda maior região produtora de gás natural após aumento de 0,6%, com produção de 899,1 bilhões de m³ (26,5% do total mundial).

Segundo informações do BP (2014), a produção de energia dos Estados Unidos cresceu 3,2% em 2013, o maior aumento mundial. Sendo que o gás natural foi a fonte de energia dominante pelo terceiro ano consecutivo, totalizando 1,88 bilhões de m³/dia, representando 33% da matriz energética do país. Os EUA foram responsáveis por 20% da produção mundial de GN.

Conforme a Abrace (2014), o desenvolvimento de tecnologia de poços horizontais e fraturamento hidráulico, para extração do gás natural dos reservatórios não convencionais, tornou a produção do *shale gas* nos EUA em larga escala. Como reflexo, suas importações líquidas de gás vêm caindo e decresceram 13% em 2013. Além disso, eles deixarão de ser importadores e se tornarão exportadores líquidos de gás natural em 2016, conforme dados do BP (2015).

O desenvolvimento desta tecnologia ocorreu a partir de uma parceria formada entre o governo e empresas privadas independentes e de médio porte (ABRACE, 2014).

- Oriente Médio;

Manteve-se como terceira maior região produtora, após alta de 4,2%, obtendo o maior crescimento volumétrico (+22,8 bilhões de m³) na produção de gás natural, 86% do crescimento global líquido, totalizando 568,2 bilhões de m³ (16,8% do total mundial).

O Catar foi o quarto maior produtor mundial de gás natural e continuou a ser o maior exportador de GNL do mundo em 2013, representando quase um terço das exportações globais de GNL (105,6 bilhões de m³).

- Ásia-Pacífico;

Esta região teve acréscimo de 0,9% (+4,1 bilhões de m³) em sua produção, alcançando 489 bilhões de m³ (14,4% do total mundial). A produção da China teve um acréscimo de 9,5%, representando 24% da produção regional.

A produção de gás natural na China triplicou de 2003 a 2013, crescendo a uma taxa de 13% ao ano, vindo quase sua totalidade de recursos convencionais.

- África;

Registrou decréscimo de 5,6% (-12 bilhões de m³), somando 204,3 bilhões de m³ (6% do total mundial);

- Américas Central e do Sul;

Registraram alta de 1,2% (+2,1 bilhões de m³), totalizando 176,4 bilhões de m³ (5,2% do total mundial).

A participação de Trinidad e Tobago foi de 24,3% da produção de gás natural da região (421,8 bilhões de m³), exportando 19,8 bilhões de m³ de GNL (6,1% do total mundial de

GNL). Já o Brasil representou 12,1% da produção de gás natural da região, ocupando a quarta colocação, ficando atrás da Argentina (20,1%) e da Venezuela (16,1%).

Segundo Prade e Almeida (2015), a Argentina é o país mais avançado na exploração de reservatórios não convencionais de gás natural na América Latina, possuindo mais de 160 poços perfurados de *Shale Gas* e *Tight Gas* até 2014. A produção do gás não convencional é liderada pela empresa YPF, que produz em torno de 6 milhões de m³/dia de *Shale Gas* e *Tight Gas*, sendo que este último já representa 10% da produção da YPF.

O governo argentino vem promovendo e incentivando a produção de gás não convencional, oferecendo melhores preços para as empresas que têm interesse em desenvolver a produção do *Shale Gas* e *Tight Gas* no país, visto que os preços do gás argentino são regulados. Esta política argentina vem atraindo empresas petroleiras do mundo inteiro, como Shell, Exxon, BP, Total e as NOCs Petrobras (PRADE; ALMEIDA, 2015).

Além desse incentivo aos investimentos nos recursos não convencionais, dado pelo governo argentino através do programa Gas Plus, que não só estabelece preços mais vantajosos para o gás não convencional doméstico, como isenta as empresas de impostos para a exportação de até 20% da produção do GN até cinco anos após o início do projeto, existe outra vantagem argentina que é uma malha de gasodutos bem desenvolvida (PRADE; ALMEIDA, 2015).

A partir da análise da produção de gás natural nas diversas regiões geográficas, verifica-se que os 5 maiores produtores de gás também consomem o gás natural como energético prioritário, com exceção do Canadá que consome mais petróleo que gás. Pode-se observar no Quadro 1, a participação do GN no consumo de energia primária nesses países.

Quadro 1 – Participação do GN no Consumo de Energia Primária dos 5 Maiores Produtores de Gás Natural

Ranking (Produção Mundial de GN)	País	Participação do GN no Consumo de Energia Primária
1º	EUA	30%
2º	Rússia	53%
3º	Irã	60%
4º	Catar	73%
5º	Canadá	28%

Fonte: Adaptado de BP (2014).

O Brasil, que ocupa a 29ª posição no ranking mundial de produção de gás natural, com o planejamento de duplicação de sua produção diária de gás até 2022, apresentado pela EPE (2014c) e pela EPE (2014b), deseja ser caracterizado como país produtor de gás, porém seu

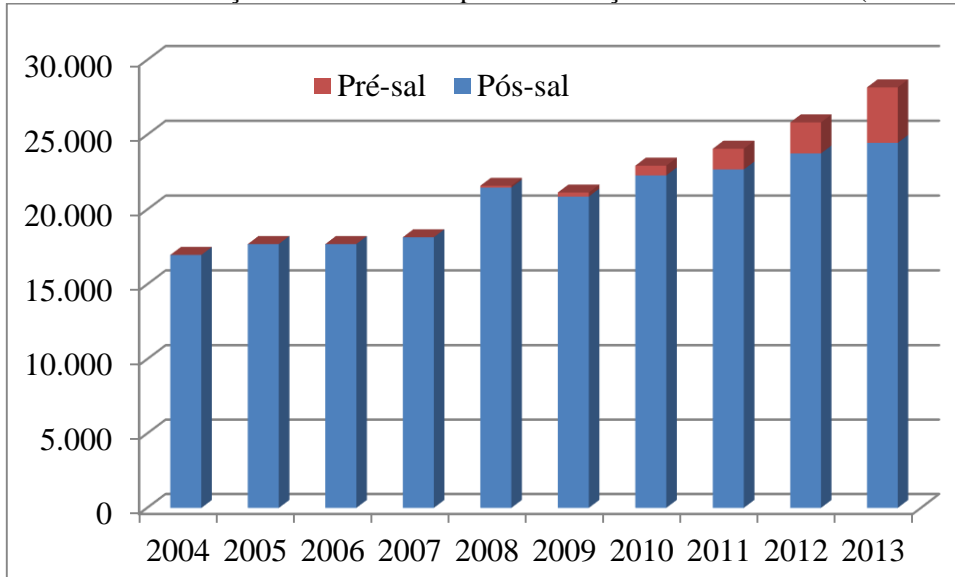
consumo energético está em desalinho com o consumo energético dos cinco maiores produtores de gás, visto que o GN ocupa apenas 13,3% do seu consumo de energia primária (EPE, 2014a).

No intuito de aumentar a fatia do gás natural no consumo energético brasileiro, uma das condicionantes desse mercado é o aumento da sua produção doméstica, visto que o Brasil possui uma demanda crescente de importações de gás natural. Para isso, se faz necessária a criação de políticas de incentivo à exploração e produção de gás convencional e não convencional, pois diferentemente do que ocorre em países como EUA, China e Argentina, que ofertam vários incentivos econômicos e fiscais, o Brasil sequer diferencia o petróleo do gás ao falar em produção e necessita ampliar o número de agentes no *upstream* para possibilitar a concorrência de mercado (ABRACE, 2014).

1.2.2 Produção Brasileira

Segundo a EPE (2014a) e o ANP (2014), o valor total da produção de gás natural no Brasil, incluindo valores de queima, perdas e reinjeção, foi de 28,2 bilhões de m³ em 2013, uma média de 77,2 milhões de m³/dia. Excluindo queima, perdas e reinjeção, o valor foi de 21,3 bilhões de m³.

Segundo a ANP (2014), houve um acréscimo de 9,1% em relação a 2012, representando 0,6% do total mundial, sendo que os campos do pré-sal foram responsáveis por 70% desse incremento. A produção no pré-sal foi de 3,7 bilhões de m³ em 2013, após aumento de 78,5% em relação ao ano anterior, representando 13% do total da produção. Os dados podem ser verificados no Gráfico 14.

Gráfico 14 – Produção de Gás Natural por Localização Pré-sal e Pós-sal (bilhões de m³)

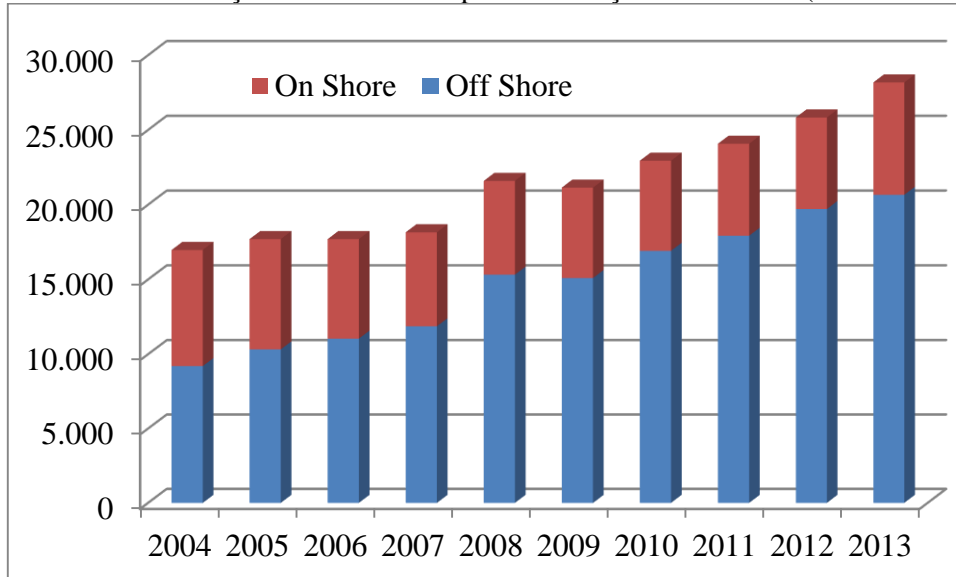
Fonte: ANP (2014).

Ainda segundo a ANP (2014), nos últimos 10 anos, a produção brasileira de gás natural apresentou incremento médio de 5,8% ao ano, o que representa um crescimento total de 66%, saindo de uma produção média diária de produção de 46,5 milhões de m³/dia em 2004 para 77,2 milhões de m³/dia em 2013.

Conforme dados da ANP (2014), o gás associado ao petróleo representou 18,8 bilhões de m³ (66,6% do total da produção de 2013), tendo um incremento de 828 milhões de m³ com relação a 2012. No ranking da produção por estados, o Rio de Janeiro continuou liderando, com 9,6 bilhões de m³.

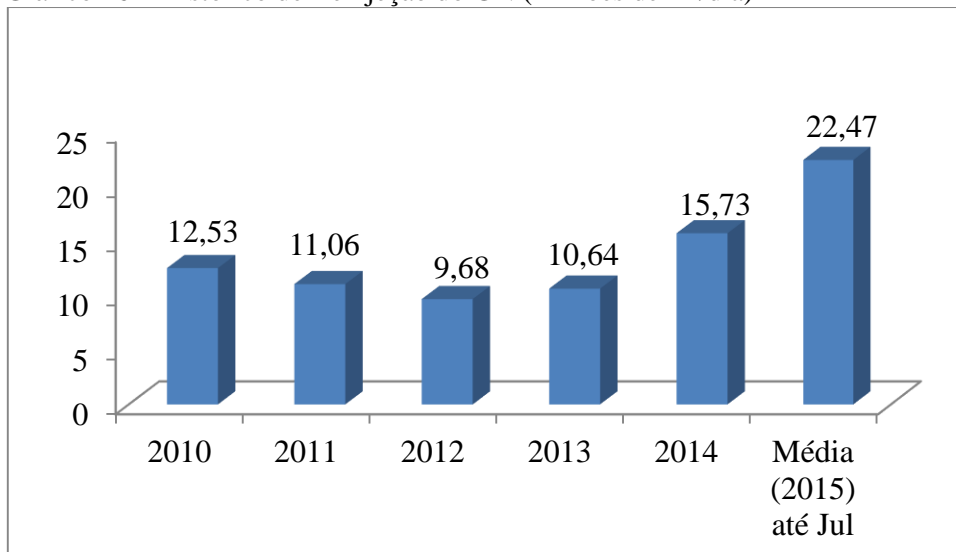
Já a produção de gás não associado apresentou um crescimento volumétrico maior, 1,5 bilhão de m³ em 2013. A maior produção foi na Bahia, com 2,6 bilhões de m³, seguida de São Paulo com 2,3 bilhões de m³ (ANP, 2014).

Segundo a ANP (2014), a produção *offshore* foi responsável por 20,7 bilhões de m³ (73,3% do total), após acréscimo de 4,8%, sendo que o Rio de Janeiro foi responsável por 48,4% dela. A produção *onshore* correspondeu a 7,5 bilhões de m³ (26,7%), após incremento de 22,7%. Esses dados podem ser verificados no Gráfico 15.

Gráfico 15 – Produção de Gás Natural por Localização Terra e Mar (bilhões de m³)

Fonte: ANP (2014).

A produção de gás natural vem crescendo, principalmente de gás associado ao petróleo e *off shore*, porém a reinjeção vem crescendo mais rapidamente (Gráfico 16) com o crescimento mais acentuado da produção de gás do pré-sal, principalmente em campos *off shore* em RJ e SP. A reinjeção em campos marítimos do pré-sal no Rio de Janeiro mais do que dobrou de 2012 para 2013, e comparada à média do primeiro semestre de 2015, esse valor passou a ser mais de dez vezes maior, alcançando 8,34 milhões de m³/dia (ALMEIDA, 2015).

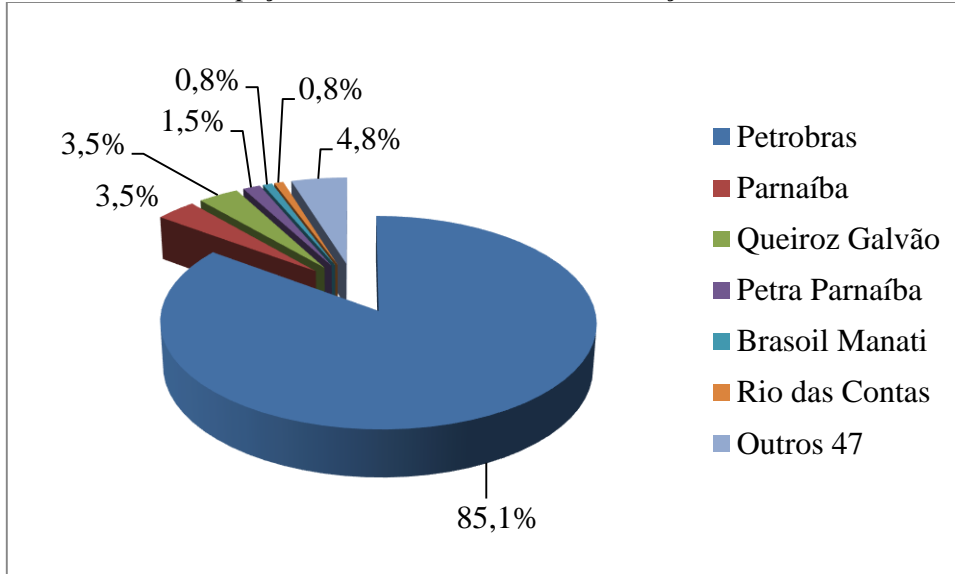
Gráfico 16 – Histórico de Reinjeção do GN (milhões de m³/dia)

Fonte: Adaptado de Almeida (2015).

Segundo os dados da ANP (2014), o concessionário que mais produziu gás natural em 2013 continuou sendo a Petrobras (Gráfico 17). Porém sua participação decresceu com relação a

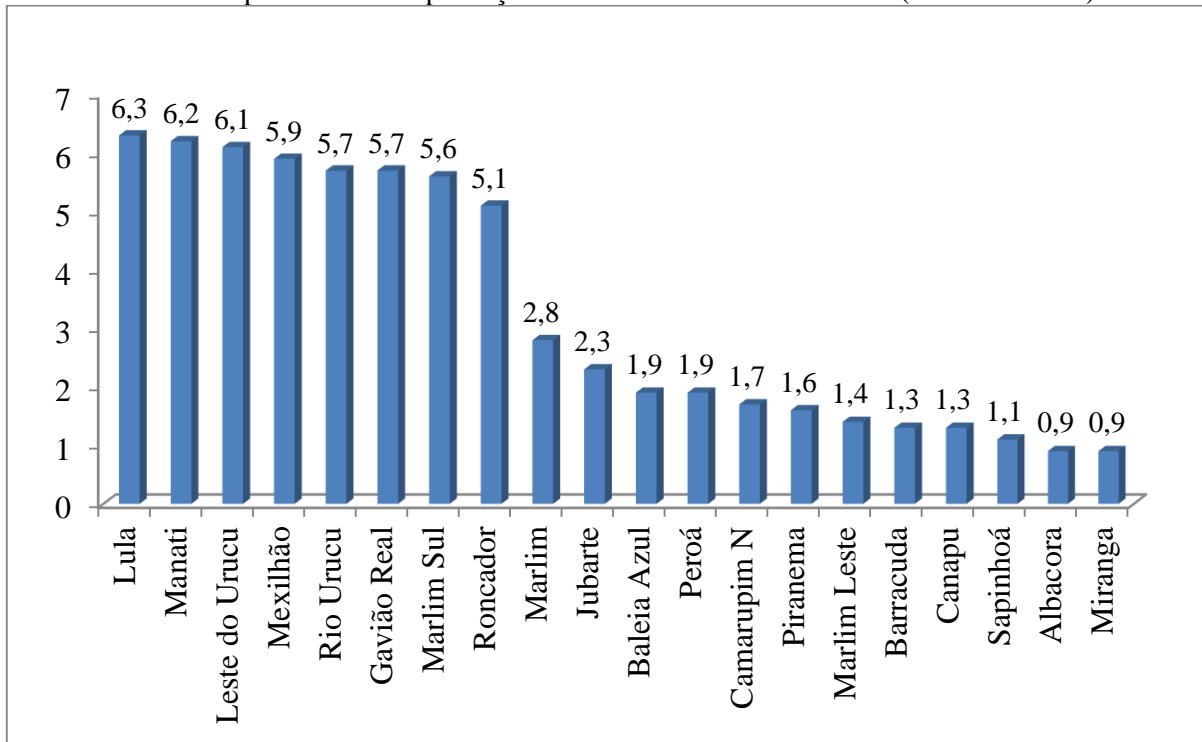
2012, passando de 90% para 85,1%. O mesmo ocorreu na sua atuação como operadora de blocos, pois sua participação reduziu de 98,2% em 2012 para 93,9% em 2013.

Gráfico 17 – Participação dos Concessionários na Produção de GN no Brasil em 2013



Fonte: ANP (2014).

Conforme a ANP (2014), o estado do Maranhão foi responsável por 5% do volume de GN produzido no país em 2013, obtendo uma produção média de 3,9 milhões de m³/dia, tendo um acréscimo de 1,4 bilhão de m³ na sua produção. Este resultado ocorreu devido ao desenvolvimento e produção da Bacia do Parnaíba, visto que o campo de Gavião Real foi o sexto maior campo de produção de GN no Brasil e o maior campo privado de produção de gás *on shore* do Brasil. No Gráfico 18, estão apresentados os 20 maiores campos de produção de GN no Brasil em dezembro de 2013, sendo todos Petrobras com exceção do Gavião Real.

Gráfico 18 – 20 campos com maior produção de GN no Brasil em dez/2013 (milhões m³/dia)

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás natural (ANP) referente a dez/2013.

Para o próximo decênio, o interesse e planejamento de investimentos da Petrobras estão direcionados ao Pré-sal, considerada a maior descoberta energética do Brasil nos últimos anos. Devido a isso, além de não se esperar um desenvolvimento na exploração de reservas brasileiras de gás não convencional nesse prazo, esta exploração deverá ser realizada por empresas privadas de menor porte, podendo haver associação a grupos norte-americanos. Este fato já vem ocorrendo na Bacia do São Francisco, onde empresas como Orteng, Delp e Petra estão realizando campanhas exploratórias (SIMÃO, 2014).

Apesar de ser esperada maior disponibilidade de gás natural no Brasil devido aos campos do pré-sal, grande parte da produção desses campos será utilizada para reinjeção nos próprios poços, objetivando aumentar a produção de petróleo. Além disso, existe uma demanda crescente do setor termelétrico que vem sendo suprida por GNL, devendo passar a competir com a demanda dos demais segmentos de mercado, no que diz respeito à produção oriunda dos campos do pré-sal (SIMÃO, 2014).

1.2.3 Reservas Provasdas

O gás natural é um recurso relativamente abundante do ponto de vista geológico, porém nem todo recurso tecnicamente recuperável é economicamente viável, em especial quando o gás é

não associado. Este está vinculado a maiores custos, pois estruturas de armazenamento e transporte devem ser construídas exclusivamente para o produto, enquanto no gás associado eles são também utilizados para o petróleo. Além disso, tecnologias mais atuais relacionadas ao gás natural liquefeito (GNL) e na extração de gás não convencional estão contribuindo para transformar o recurso do gás natural em reservas comerciais mais interligadas e independentes da precificação do petróleo (GOMES, 2011).

Segundo a BP (2014), em 2013, as reservas provadas de gás natural no mundo foram de 185,7 trilhões de m³, tendo um crescimento de 0,2% em relação a 2012. O acréscimo nos EUA (+ 7,1%) foi responsável por todo o crescimento líquido nas reservas provadas mundiais.

As reservas provadas de gás natural dos EUA cresceram 35% entre 2008 a 2013, devido à grande participação das reservas de gás não convencional.

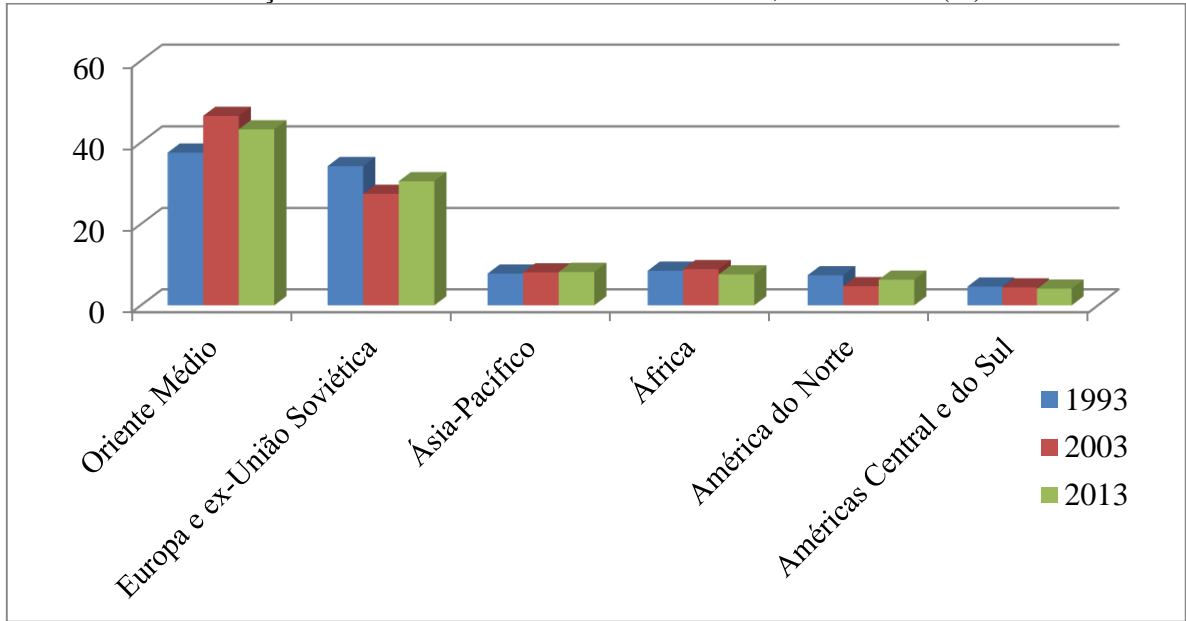
As reservas dos países membros da OPEP concentraram 51,1% do total, apresentando diminuição de 0,1% em relação a 2012, totalizando 94,9 trilhões de m³. Já as reservas dos outros países somaram 90,8 trilhões de m³, após alta de 0,5% em relação a 2012 (ANP, 2014).

Conforme dados do BP (2014), o ranking dos 10 principais países que possuem as maiores reservas provadas de gás natural em ordem decrescente é o seguinte: Irã (18,2%), Rússia (16,8%), Catar (13,3%), Turquemenistão (9,4%), EUA (5%), Arábia Saudita (4,4%), Emirados Árabes (3,3%), Venezuela (3%), Nigéria (2,7%) e Argélia (2,4%), que representam juntos 78,5% das reservas provadas mundiais de GN.

Quase a metade (48,3%) das reservas provadas mundiais de gás natural se encontra em apenas três países: Irã, Rússia e Catar.

Verificando-se as reservas provadas por região geográfica, o Oriente Médio se destaca com 43,2% delas, seguido da Europa e ex-União Soviética com 30,5%, Ásia-Pacífico com 8,2%, África com 7,6%, América do Norte com 6,3% e Américas Central e do Sul com 4,1%, conforme pode ser observado na Gráfico 19 (BP, 2014).

Gráfico 19 – Distribuição das Reservas Provadas de GN em 1993, 2003 e 2013 (%)

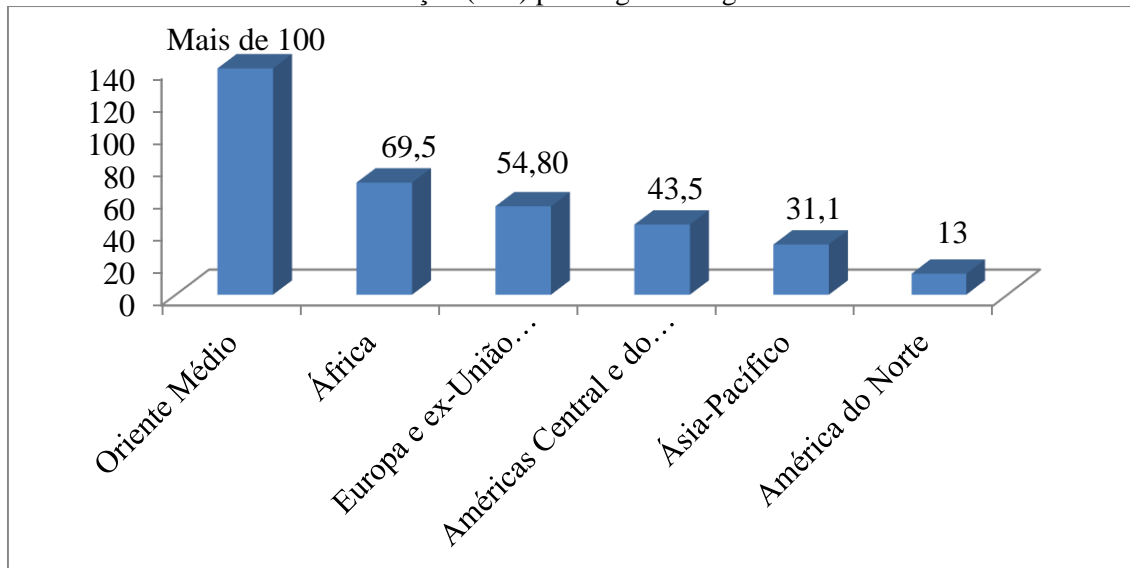


Fonte: BP (2014).

Vale ressaltar, que o Oriente Médio utiliza grande parte de sua produção à reinjeção nos reservatórios para recuperação do petróleo, por isso aparece em terceira colocação no ranking das maiores regiões geográficas produtoras de GN (SILVA, 2011).

De acordo com o BP (2014), realizando o cálculo de Reserva/Produção (R/P), com as informações de níveis de produção e consumo atuais, se obtém um resultado médio estimado de 55 anos para que se esgote a produção destas reservas mundiais. A razão Reserva/Produção (R/P) de cada região geográfica pode ser observada no Gráfico 20.

Gráfico 20 – Razão Reserva/Produção (R/P) por Região Geográfica



Fonte: BP (2014).

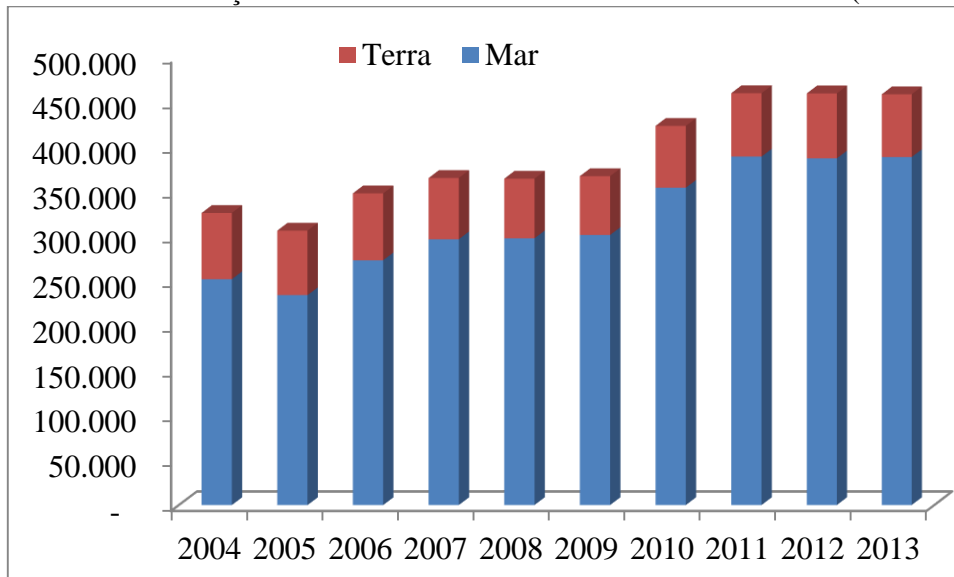
A razão (R/P) do Oriente Médio vem decrescendo em grande aceleração nos últimos trinta anos, apesar de ainda ser a maior do mundo com a previsão de mais de 100 anos para esgotamento.

Conforme a ANP (2014), as reservas provadas de gás natural no Brasil decresceram de 2012 para 2013 em 0,22%, totalizando um montante de 458,16 bilhões de m³ em 2013. Com isso, o Brasil permaneceu na 31ª colocação no ranking das maiores reservas provadas de gás natural.

Ainda segundo os dados ANP (2014), a razão Reserva/Produção (R/P) do Brasil tem um resultado de 16,3 anos. Este índice diminuiu a uma taxa média de 1,8% nos últimos 10 anos, devido ao considerável aumento na produção. No cálculo não são contabilizadas as reservas prováveis e possíveis, além de não se levar em consideração a possibilidade de descoberta de novas reservas (BP, 2014; SILVA, 2011).

A evolução das reservas provadas de gás natural no Brasil no período de 2004 a 2013, apresentada pela ANP (2014), encontra-se apresentada no Gráfico 21.

Gráfico 21 – Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil (milhões m³)



Fonte: ANP (2014).

Conforme exposto por Almeida (2015), as reservas provadas são na maioria *off shore* e associadas ao petróleo e da mesma forma, vêm se apresentando as novas descobertas.

No que diz respeito ao gás não convencional, o Brasil possui 245 trilhões de pés cúbicos (TCF) de *shale gas* tecnicamente recuperáveis (PRADE; ALMEIDA, 2015), estando entre as dez maiores reservas mundiais recuperáveis, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Reservas Mundiais Recuperáveis de *Shale Gas* (tcf)

País	Tcf
Estados Unidos	1.161
China	1.115
Argentina	802
Argélia	707
Canadá	573
México	545
Austrália	437
África do Sul	390
Rússia	285
Brasil	245
Demais países	1.535
Total	7.795

Fonte: EIA (2015).

Com o desenvolvimento do gás não convencional, a disponibilidade de gás se desvinculou da disponibilidade de petróleo. As reservas mundiais de gás natural vêm crescendo rapidamente e, em 2010, se igualaram às reservas de petróleo. Atualmente, algumas grandes empresas do ramo já possuem mais reservas de gás natural que de petróleo (ABRACE, 2014).

1.2.4 Importações e Exportações no Brasil

Segundo ANP (2014), o Brasil iniciou a importação de gás natural da Bolívia em julho de 1999, através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

Conforme exposto por Cabral (2013), em julho de 2000, a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás, responsável pela comercialização e distribuição de gás natural canalizado naquele estado, iniciou a importação de GN proveniente da Argentina. Mas esta última passou a enfrentar grandes dificuldades para seu próprio abastecimento interno, cortando suas exportações de gás natural.

Desde agosto de 2008, o Brasil passou a contar também com a importação de GNL, com o início da operação do terminal de regaseificação de Pecém (CE), com capacidade de regaseificação de 7 milhões m³/dia. Em março de 2009, o terminal da Baía da Guanabara (RJ) foi inaugurado com capacidade de regaseificação de 14 milhões m³/dia. Sendo ampliado em dezembro de 2012, passando sua capacidade para 20 milhões de m³/dia. Em janeiro de 2014, as atividades do terminal de regaseificação de Salvador (BA) foram iniciadas, tendo capacidade de regaseificação de 14 milhões m³/dia (EPE, 2014b).

A importação de gás natural, via gasoduto GASBOL e via os três terminais de GNL, é controlada por uma única empresa no Brasil, a Petrobras (TAVARES, 2013). Segundo a EPE (2014b), nos três terminais de GNL, o processo de regaseificação ocorre em navios, que também têm função de armazenamento do gás liquefeito. A Petrobras fez a contratação dos navios da empresa Golar LNG (Noruega) por um período de dez anos.

Em 2013, as importações brasileiras de gás natural aumentaram 25,7% quando comparadas às de 2012, totalizando 16,5 bilhões de m³, uma média de 46,5 milhões de m³/dia. Deste volume total, 11,6 bilhões de m³ (70,2%) foram provenientes da Bolívia (GASBOL) e 4,9 bilhões de m³ (29,8%) foram provenientes de importações de GNL (ANP, 2014). As importações de GNL, realizadas pelo Brasil em 2013, podem ser observadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Importações de GNL realizadas pelo Brasil em 2013 (milhões de m³)

País de Origem	Volume
Trinidad e Tobago	2.184
Nigéria	851
Espanha	703
Noruega	398
Catar	302
Bélgica	128
Angola	87
Outros	213

Fonte: ANP (2014).

O dispêndio com a importação de gás natural em 2013 foi de US\$ 4 bilhões, 11,6% maior que em 2012, a um valor médio de US\$ 347,35/mil m³, 3,4% mais baixo que em 2012. Por sua vez, o dispêndio com GNL teve acréscimo de 79,6%, fixando-se em US\$ 2,9 bilhões, a um valor médio de US\$ 599,20/mil m³, 10,7% maior que no ano anterior (ANP, 2014).

O GNL é comprado no mercado *Spot*, que possui preços altos e muito variáveis, para suprir a crescente demanda de geração de energia elétrica. Porém a Petrobras está planejando comprar GNL através de contratos de longo prazo, objetivando garantir o suprimento com preços mais reduzidos (IBP, 2015).

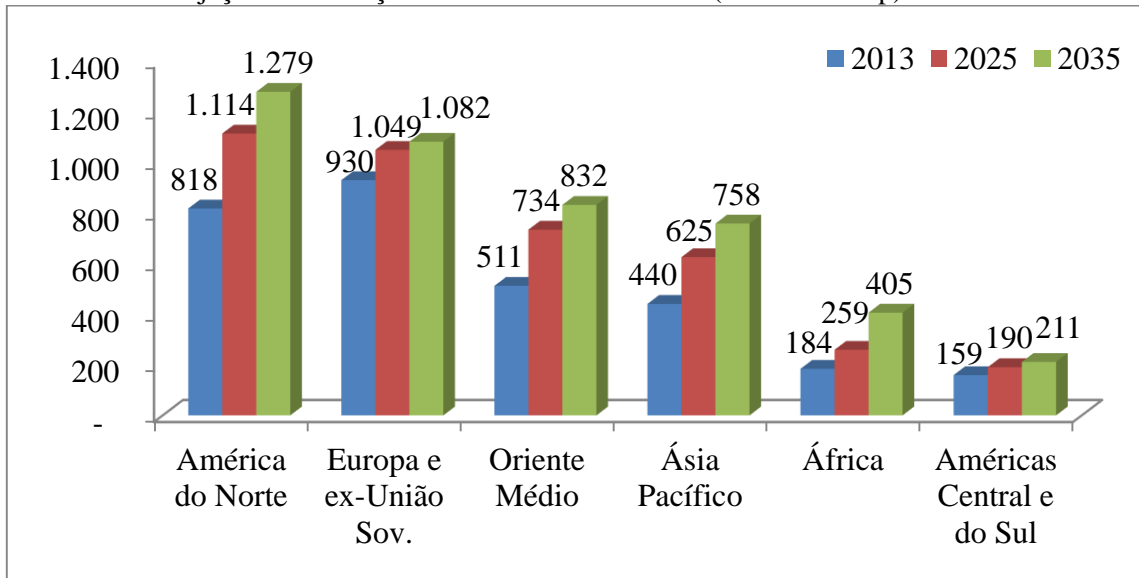
Vale salientar que o Brasil exportou 37,4 milhões de m³ de GNL para a Argentina em 2013, a um valor médio de US\$ 1.194,45/mil m³ (dobro do valor médio de sua compra de GNL em 2013), obtendo receita de US\$ 44,65 milhões (ANP, 2014).

1.3 PROJEÇÕES DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL

1.3.1 Projeção da Oferta Mundial

Segundo as projeções do BP (2015), haverá um aumento de aproximadamente 3 bilhões m³/dia de gás até 2025, atingindo uma oferta diária mundial de 12,3 bilhões m³/dia. Em 2035, a oferta mundial de gás natural será aproximadamente de 14,16 bilhões m³/dia, sendo os EUA responsáveis por quase 25% dela. As projeções da produção mundial de gás natural (em milhões de tep) podem ser verificadas no Gráfico 22.

Gráfico 22 – Projeção da Produção Mundial de Gás Natural (milhões de tep)



Fonte: BP (2015).

Segundo BP (2015), a América do Norte terá um aumento de 56% na produção de gás natural, passando a ser a maior região produtora de GN a partir de 2025, ultrapassando a produção da região da Europa e ex-União Soviética, devido em grande parte ao crescimento da produção dos EUA.

Os EUA continuarão a ocupar o primeiro lugar no ranking de maiores produtores de GN, produzindo 3,14 bilhões de m³/dia em 2035. Terão um incremento na produção de gás natural de 66%, sendo que sua produção de *shale gas* crescerá 164%, alcançando 2,1 bilhões m³/dia (2/3 da sua produção total em 2035). Com o grande aumento na produção de gás natural, a projeção é que os EUA se tornem um exportador líquido de gás natural em 2016 (BP, 2015).

Segundo Prade e Almeida (2015), a produção mundial de gás não convencional, que atualmente representa 17% da produção total de gás natural, passará a ter uma representação

de 27% em 2035. Os EUA continuarão à frente na produção do gás não convencional, mas a China será um dos grandes *players* no futuro. Porém a difusão desse tipo de produção fora da América do Norte só acontecerá a partir de 2020, pelo fato de que os países necessitarão desse tempo para a adaptação às necessidades e especificidades da exploração de reservatórios não convencionais, para que assim possam conseguir produzir em larga escala.

A China comprou várias empresas de exploração e produção de *Shale Gas* dos EUA, no intuito de obter o *know how* para implantação e desenvolvimento dessas atividades no país. O custo para a exploração e produção do gás não convencional na China é alto devido às dificuldades geológicas, visto que o gás está localizado em maiores profundidades, porém é um dos países não pertencentes à América do Norte que está mais na frente na exploração do gás não convencional (ALMEIDA, 2015). Vale salientar que, segundo EIA (2015), é o segundo país em volume de reservas mundiais recuperáveis de *shale gás*, perdendo apenas para os EUA, apesar deste último, segundo Prade e Almeida (2015), não possuir as maiores reservas potenciais de gás.

Segundo o BP (2015), o gás natural duplicará sua participação na matriz energética chinesa, passando para 12% em 2035 (BP, 2015).

A produção de gás natural da Rússia continuará a ser a segunda maior do mundo, tendo um incremento de 28%, alcançando 2,12 bilhões de m³/dia em 2035. No entanto, ao contrário dos EUA, a maior parte da produção será de reservatórios convencionais (BP, 2015).

No Oriente Médio, terceira maior região produtora em 2035, o gás natural terá um incremento em sua produção de 63%, o maior crescimento entre os combustíveis fósseis, atingindo 2,5 bilhões de m³/dia (BP, 2015).

Segundo BP (2014), esta região foi a maior exportadora mundial de GNL em 2013, correspondendo a 41,2% das exportações mundiais, sendo que o Catar respondeu por 78,7% delas (32,5% das exportações mundiais de GNL).

Ainda de acordo com dados do BP (2014), o GNL supriu 9,7% da demanda mundial de gás natural em 2013, sendo que o Japão consumiu 36,6% do total de GNL.

Com relação à capacidade mundial de liquefação até 2014, segundo Almeida (2015), foram 38 plantas de liquefação de gás natural distribuídas em 21 países, sendo que 34% dessa capacidade está instalada no Oriente Médio (25% do total mundial é no Catar) e 32% está na região Ásia-Pacífico, em países como Austrália, Indonésia e Malásia. De acordo com BP (2014), foram 891 milhões de m³/dia de GNL comercializados em 2013.

Porém existem atualmente 15 plantas de liquefação em construção, que adicionarão 473 milhões de m³/dia entre 2015 e 2019. A Austrália possui 45% dessas plantas e os EUA 35% delas. Além disso, já foram identificados aproximadamente 74 projetos de plantas de liquefação nos EUA, Canadá e Austrália, sendo que alguns já estão próximos de alcançarem o FID (*Final Investment Decision*) para iniciar sua construção (ALMEIDA, 2015).

Segundo Almeida (2015), o Catar perderá poder de mercado devido à diversificação da oferta de GNL oriunda desses projetos. De acordo com as projeções da IGU (2014), a Austrália terá uma capacidade de liquefação de gás natural em torno de 318 milhões de m³/dia até 2018, ultrapassando a capacidade do Catar, que permanecerá em 290 milhões de m³/dia. A capacidade dos EUA será em torno de 70 milhões de m³/dia, visto que seus projetos ainda estão na sua grande maioria em fase pré-FID.

Os sete principais projetos de liquefação de gás natural da Austrália, que juntos possuem uma capacidade de 215 milhões de m³/dia, visam atender ao mercado asiático, já possuindo contratos de longo prazo, principalmente com a China (ALMEIDA, 2015).

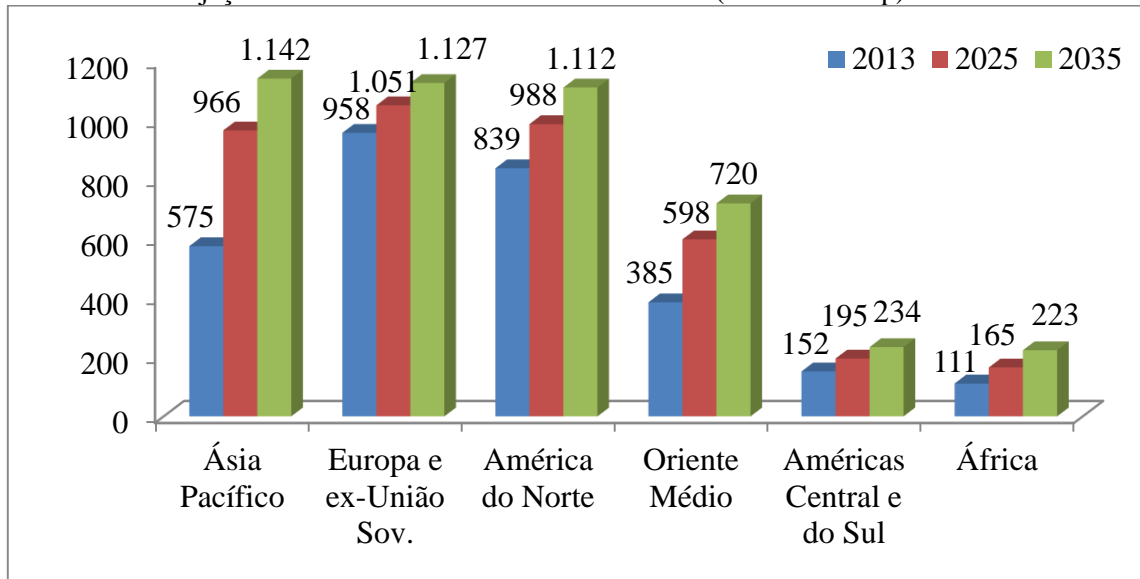
Está prevista uma sobreoferta de GNL a partir de 2019, o que acarretará numa pressão para diminuição dos seus preços no mercado *Spot*. O que não deverá ocorrer com o GNL comercializado através de contrato de longo prazo, pois sofre influência dos preços do petróleo *Brent* e não da oferta e demanda do GNL. Porém novos contratos tenderão a ter indexações diversificadas, não só pelo petróleo, mas também ao Henry Hub e outros hubs, como TTF e NBP (ALMEIDA, 2015).

1.3.2 Projeção da Demanda Mundial

Segundo o BP (2015), os combustíveis fósseis serão responsáveis por 81% do consumo mundial de energia em 2035, sendo o gás natural o que terá o crescimento mais acelerado (1,9% ao ano) e representará 26,1% do consumo mundial de energia. 80% do incremento da demanda mundial de GN de 2035, ocorrerá nos segmentos industrial e de geração de energia.

A projeção da demanda mundial de gás natural acompanha a projeção estimada da oferta, alcançando 14,16 bilhões de m³/dia em 2035, tendo um incremento de 5 bilhões de m³/dia, mais de 50% (BP, 2015). Essas projeções (em milhões de tep) podem ser verificadas no Gráfico 23.

Gráfico 23 – Projeção da Demanda Mundial de Gás Natural (milhões de tep)



Fonte: BP (2015).

De acordo com BP (2015), o consumo de gás natural da região Ásia Pacífico ultrapassará os consumos das regiões Europa e ex-União Soviética e América do Norte em 2035, principalmente devido à demanda chinesa. O consumo de GN chinês terá um incremento de 270%, alcançando 1,64 bilhão de m³/dia, devido ao seu uso em substituição gradativa ao carvão, principalmente na geração de energia elétrica, diminuindo a fatia de participação do carvão neste segmento de consumo, que em 2013 foi de 75% (ICTSD, 2009).

Em 2013, a China foi responsável por 27,1% das emissões de CO₂ decorrentes do uso de energia. No intuito de reduzir a poluição atmosférica em Pequim, o Departamento de Proteção Ambiental da referida capital anunciou em agosto de 2014 que será proibida a venda e o uso de carvão mineral nas seis principais regiões da cidade até o ano 2020, informando também que a energia elétrica e o gás natural deverão substituir o carvão no aquecimento doméstico, na cocção de alimentos, além de outras aplicações (GREENBIZ, 2014).

Segundo o ICTSD (2009), tais mudanças devem seguir um ritmo mais lento do que o crescimento econômico chinês, pois apesar de possuir iniciativas como o “Programa Nacional de Mudanças Climáticas” e os “Planos Quinquenais de Energia”, que englobam a estratégia de diversificação da matriz energética chinesa, a produção de energia a partir do carvão ainda é a mais barata, sendo que o gás natural aumenta o custo em aproximadamente 60%. Para torná-lo uma fonte energética preferencial só em longo prazo, após utilização de tecnologias para melhorar a eficiência das usinas a gás.

Em 2009, na semana em que especialistas em meio ambiente divulgaram o relatório *Emissões de CO₂ e Energia na China*, com grandes propostas para diminuição das emissões de gases do efeito estufa até 2050, o país firmou um acordo de US\$ 41 bilhões com a empresa Exxon, para obtenção de gás na Austrália (ICTSD, 2009).

Além disso, segundo a Revista Exame (2014) e a Revista Veja (2014), em maio de 2014, a China firmou um contrato de US\$ 400 bilhões com a Rússia para fornecimento de gás natural por 30 anos, a partir de 2018, sendo que o volume de entrega aumentará progressivamente, até atingir 38 bilhões de m³/ano. Isto evidencia o potencial do mercado energético chinês, que além de ter sido o maior produtor e consumidor de energia no mundo em 2013, demonstra uma preocupação das autoridades locais com a implementação de políticas alinhadas com o desenvolvimento sustentável (ICTSD, 2009).

Segundo o GreenBiz (2014), um relatório da Greenpeace, publicado no início de 2014, indica que haverá uma redução de 350 milhões de toneladas no consumo de carvão até 2017, além do que será evitada a emissão de aproximadamente 700 milhões de toneladas de CO₂, caso haja o cumprimento de facto do compromisso de redução das emissões de carbono, realizado por doze cidades chinesas.

Com relação ao Japão, sua futura demanda de GNL é incerta, pois uma das suas usinas nucleares já foi reativada e seu planejamento é retornar ao uso das demais usinas nucleares também. Isto acarretará numa diminuição das suas importações de GNL num futuro próximo (ALMEIDA, 2015).

Na Rússia, o gás natural continuará sendo o combustível líder de consumo em 2035, mantendo sua participação em 53%, sendo que na geração de energia elétrica manterá seus 56%. Enquanto que na Europa, sua participação aumentará e se igualará à participação do petróleo em 2035, respondendo por 29% do consumo, deixando de haver um combustível dominante na região pela primeira vez desde 1967 (BP, 2015). A Europa é a segunda maior região consumidora de GNL, perdendo apenas para a região Ásia Pacífico, pois o Japão e a Coreia consomem juntos mais da metade do GNL mundial (ALMEIDA, 2015).

Segundo BP (2015), o consumo energético dos EUA será liderado pelo GN em torno de 2028, apresentando um incremento de 30% em 2035. O gás natural representará 38% do consumo energético da América do Norte em 2035, sendo o combustível dominante na região.

No Oriente Médio, o gás natural será o combustível fóssil que terá crescimento mais rápido no consumo (87%), permanecendo como combustível líder, porém aumentando sua participação de 49% para 54% em 2035 (BP, 2015).

1.3.3 Projeção da Oferta Brasileira

Para se realizar a projeção da oferta de gás natural no Brasil, foram contempladas as seguintes fontes de oferta: gás natural de produção nacional, gás natural importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e GNL importado através dos três terminais de regaseificação: Pecém (CE), Baía de Guanabara (RJ) e Baía de Todos os Santos (BA) (EPE, 2014c).

Segundo a EPE (2014c), a projeção da oferta de gás natural de produção nacional foi estimada a partir dos seguintes itens, todos agrupados nos pontos de oferta:

- das previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) com campos em produção;
- das estimativas dos RD em fase de avaliação (contingentes);
- das perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND).

Para cálculo da oferta de gás natural proveniente da importação do GASBOL, foi mantida a capacidade atual, sem expansão (EPE, 2014c).

A projeção da oferta de gás natural, para a malha integrada e também as malhas isoladas de gasodutos no Brasil, está apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Projeção da Oferta de Gás Natural no Brasil (milhões m³/dia)

Descrição	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Oferta Potencial do Sistema Integrado	123,1	126,6	133,6	147,7	154,9	163,5	171,9	172,0
Recursos Descobertos	51,9	55,0	59,1	63,1	59,5	57,1	53,3	46,6
Recursos Contingentes	0,1	0,3	2,8	7,5	13,7	21,5	31,2	35,0
Recursos Não Descobertos - Empresa	0,0	0,2	0,4	5,6	9,8	11,4	12,4	12,3
Recursos Não Descobertos - União	-	-	0,2	0,4	0,8	2,4	3,9	7,0
Importação GNL	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Importação Gasoduto	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Oferta Potencial do Sistema Isolado	6,5	10,4	11,7	13,9	20,2	27,4	28,9	30,4

Fonte: EPE (2014c) e EPE (2014b).

Pela projeção da EPE (2014c), verifica-se que a oferta de gás natural brasileira na malha integrada será ampliada, passando dos 45 milhões de m³/dia em 2013 para 101 milhões de m³/dia em 2022. Do volume projetado para 2022, aproximadamente 35 milhões de m³/dia serão dos recursos contingentes e 19 milhões de m³/dia serão de novas descobertas. A oferta interna mais as importações de 30 milhões de m³/dia de gás boliviano e de 41 milhões de m³/dia de GNL, ampliarão a oferta potencial de aproximadamente 102 milhões de m³/dia em 2013 para 172 milhões de m³/dia em 2022 (EPE, 2014b).

Devido a atual crise econômica do país, cujo crescimento econômico tem sido bem inferior à previsão utilizada na EPE (2014c) (ALMEIDA, 2015) e, além disso, a Petrobras se encontra em execução de um plano de desinvestimentos, para vender ativos inclusive da área de gás natural, como 49% de sua participação na Gaspetro (O GLOBO, 2015), as projeções da oferta potencial de GN da EPE (2014c) estão superadas e sendo reanalisadas pelo MME/EPE. A previsão preliminar é que a oferta potencial de 172 milhões de m³/dia seja alcançada apenas em 2024 (MME, 2015).

Várias são as incertezas com relação a esse plano. De acordo com Almeida (2015), se analisadas todas as possibilidades de ampliação da oferta de GN ao mercado nacional, as opções são: Pré-sal, gás localizado em bacias terrestres, GASBOL e GNL, que serão analisadas a seguir.

1.3.3.1 Pré-sal

Segundo Almeida (2015), apesar da produção do Pré-sal estar em crescimento acelerado, representando atualmente cerca de 30% do total da produção nacional de petróleo e gás, e a produtividade dos poços ser muito melhor do que se havia previsto, existem grandes variáveis que influenciam na produção de gás natural do Pré-sal.

O Pré-sal está localizado a 300 km da costa em águas muito profundas, ocupando uma área de 149 mil km². Vencer essa distância para levar o GN até a costa é apenas uma das dificuldades encontradas para se conseguir disponibilizar esse gás para o mercado, pois a profundidade das águas é um grande empecilho, visto que não existe nenhum caso de uma indústria trabalhando em águas ultraprofundas voltada à produção de gás natural. A produção é sempre de petróleo e o gás natural ocorre associado à sua produção (ALMEIDA, 2015).

Além disso, o petróleo do Pré-sal é leve e além de possuir grande quantidade de gás natural, possui também muito CO₂, chegando a existir poços no campo de Júpiter com 60% de CO₂.

O CO₂ não pode ser transportado para a costa porque danifica os dutos e nem pode ser liberado ao meio ambiente, ele tem que ser reinjetado, necessitando haver uma planta de separação de CO₂ e uma planta de reinjeção de CO₂. Então, ao se analisar a reinjeção do gás natural, ela é vista não só como uma solução para a otimização da recuperação do petróleo, como também para evitar o investimento em planta de separação de CO₂. Diante dessas dificuldades, o escoamento do gás natural para a costa é muito desfavorável, sendo que a reinjeção pode ficar num patamar de 20 a 60% da produção, sendo que atualmente ela é de 50% (ALMEIDA, 2015).

A relação gás-óleo é também uma das variáveis importantes, podendo estar entre 190 a 280 m³/barril, e outra é a taxa de declínio da produção, que ainda não é conhecida e poderá ser entre 8 a 12%. Além disso, as três rotas de escoamento do gás do Pré-sal Mexilhão, TECAB e COMPERJ juntas terão a capacidade de um escoamento máximo de 55 milhões de m³/dia de GN. Há necessidade de investimentos para o escoamento e tratamento do gás, inclusive para a ampliação da sua capacidade, porém o Novo Plano de Negócios da Petrobras 2015-2019 diminuiu os volumes projetados de produção, postergando esses investimentos.

Segundo Abrace (2014), de acordo com informações da Petrobras, a oferta adicional de gás nacional resultante dos investimentos do pré-sal não será suficiente para atender ao incremento da demanda. Conforme Almeida (2015) e MME (2015), a oferta a ser disponibilizada pelo Pré-sal poderá ficar entre 40 a 70 milhões de m³/dia em 2030, sendo que o Brasil continuará a depender do aumento das importações de GNL, com probabilidade de continuar a ser em grande quantidade, pelo fato de que a Petrobras não considerou o aumento significativo de consumo termelétrico em sua previsão (ABRACE, 2014).

1.3.3.2 Em Ambiente Onshore

O Brasil possui 29 bacias sedimentares com uma extensão total de mais de 7,5 milhões de km², sendo 2,8 milhões de km² de áreas possíveis de exploração e produção de petróleo e gás (69% desta área é *onshore*). Porém apenas 321.000 km² estão em concessão de exploração e produção, perfazendo um total de 500 blocos exploratórios, sendo que só 21.000 km² (6,5%) se apresentam na fase de desenvolvimento e produção, com mais de 400 campos. Cerca de 100 concessionárias de E&P estão atuando, sendo que as empresas independentes brasileiras são responsáveis por 67% das áreas exploratórias em terra, a Petrobras por 18% e as estrangeiras por 15% (ALMEIDA, 2015).

De acordo com CNI (2015), no Brasil, os investimentos em E&P são voltados ao ambiente *offshore*, sendo que os investimentos para o ambiente *onshore* são muito pequenos e estão decrescendo. Segundo Almeida (2015), o número de sondas em operação no Brasil vem diminuindo acentuadamente desde 2012 e o número de notificações de descobertas em terra estagnou desde 2009.

Isso vem ocorrendo devido ao fato da exploração e produção em terra possuírem riscos geológicos elevados, por existir baixo conhecimento geológico e geofísico na maior parte das bacias terrestres brasileiras. Isto se agrava ao se somarem os riscos regulatórios, pois na fase inicial do Contrato de Concessão, são assumidos riscos muito altos pelo Concessionário. Vale ressaltar que a fase de perfuração do poço representa de 40% a 80% dos custos da exploração e do desenvolvimento do poço e depende muito dos estudos geológicos e sísmicos realizados, que custam muito caro e dependem de incentivo (CNI, 2015; SOARES, 2010).

Outro entrave está nos altos tributos atualmente existentes sobre as atividades de exploração e produção *onshore*, como o Repetro, o Imposto de Renda sobre Reinvestimento, o Convênio de ICMS 130/07 e as assimetrias na tributação do ICMS interestadual (CNI, 2015).

Atualmente existe uma grande dificuldade de obtenção de financiamentos para projetos de exploração e produção de gás em terra. Somam-se a isto o baixo desenvolvimento da cadeia de fornecedores e o encarecimento do custo de investimento devido ao tempo demandado para a obtenção do licenciamento técnico e ambiental, que dura em torno de 2 a 3 anos, estendendo o ciclo do projeto. Além desses entraves, existe o problema de que a rede de transporte de GN brasileira é litorânea e pouco desenvolvida, sendo que a falta de uma malha para escoamento e transporte da produção dificulta a monetização do gás natural (ALMEIDA, 2015; CNI, 2015).

1.3.3.3 Gás Não Convencional

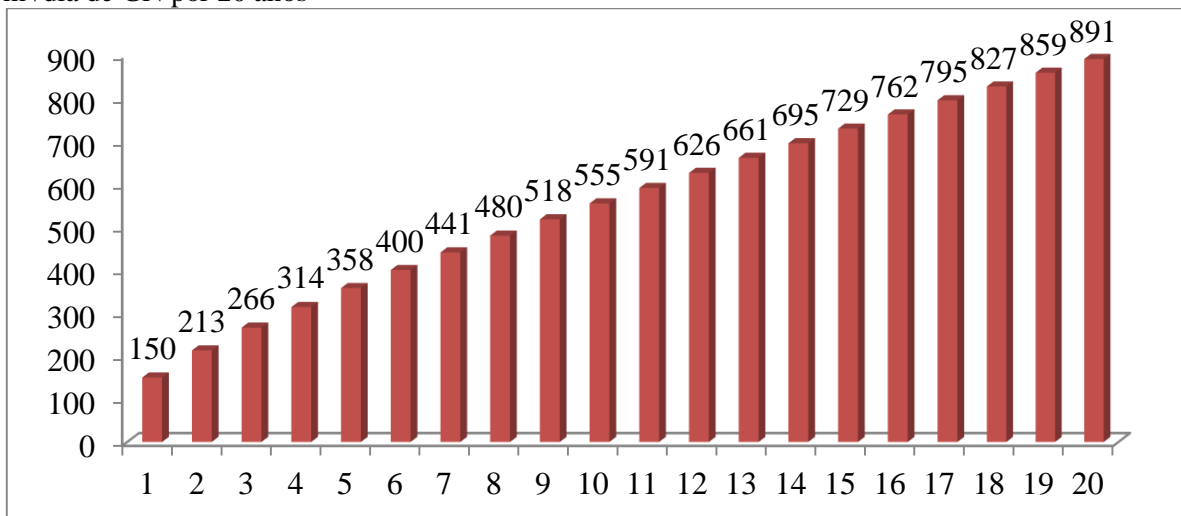
Segundo Almeida (2015), no que diz respeito ao gás não convencional, apesar do Brasil possuir uma das dez maiores reservas mundiais recuperáveis de *shale gas*, ainda existe pouco interesse para sua exploração e produção no Brasil, pois o foco está nos recursos convencionais e em especial no Pré-sal.

De acordo com Almeida (2014), a exploração e produção de gás não convencional apresentam os mesmos entraves da E&P do convencional em terra, porém se acrescenta ainda o fato de não existir cadeia local de bens e serviços para execução do fraturamento hidráulico

em larga escala. A capacidade de bombeamento hidráulico que o Brasil possui, que é em torno de 40 mil HHP, está muito distante do que se necessita para uma produção em larga escala, que seria em torno de 225 mil HHP, como acontece na Argentina e México, sem nem chegar próximo à capacidade dos grandes produtores como Canadá (2.200 mil HHP) e EUA (16.300 mil HHP).

Na projeção de oferta de gás natural da EPE (2014c), o governo brasileiro acredita que a produção de gás não convencional deverá se iniciar em 2020, atingindo o patamar de 15 milhões de m³/dia em 2023. Porém segundo o estudo de Almeida (2014), de acordo com uma curva de produção por poço típica de gás não convencional, para se manter uma produção de 15 milhões de m³/dia por vinte anos, se numa hipótese otimista se conseguisse uma produtividade inicial do poço de cerca de 100 mil m³/dia, seria necessário uma perfuração de 150 poços no primeiro ano a cerca de 900 poços em 2023, como pode ser verificado no Gráfico 24.

Gráfico 24 – Número de Poços Acumulados Necessários para Manter uma Produção de 15 milhões m³/dia de GN por 20 anos



Fonte: Almeida (2014).

De acordo com Almeida (2015), para que seja possível uma produção em larga escala de gás não convencional, são necessários anos de estudo e aprendizado tecnológico para que se possa identificar as técnicas de fraturamento que servem para serem utilizadas no Brasil e os *sweets spots*. Devido a este tempo de maturação dessa indústria é que o BP (2015) prevê que nos países fora da América do Norte, a difusão da exploração e produção do gás não convencional só ocorra a partir de 2020.

Segundo Sarney Filho (2013), existe um receio de contaminação dos lençóis freáticos pelo gás metano ou pelas substâncias químicas utilizadas no processo de fraturamento, pois os

reservatórios não convencionais de gás natural se localizam abaixo dos lençóis freáticos. Além disso, de acordo com Educom (2013), a tecnologia requer a utilização de enorme quantidade de água (podendo ser superior a 10.000 m³ por poço), o que gera mais dois entraves: o grande consumo de água diante de um cenário de escassez e o descarte dessa água após contaminada pelo seu uso no processo de produção.

Esses problemas fazem com que exista um risco de moratória. As atividades de E&P do gás não convencional foram suspensas até que se realizem estudos técnicos que possam definir se o fraturamento hidráulico no Brasil é viável ou não, com regulamentação prévia do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), devido à crescente judicialização do licenciamento ambiental referente a E&P dos recursos não convencionais (ALMEIDA, 2014).

Diante de todos esses entraves ao desenvolvimento da exploração e produção do gás não convencional no Brasil, é muito pouco provável que a previsão de oferta de gás não convencional da EPE (2014c) venha a acontecer.

1.3.3.4 GASBOL

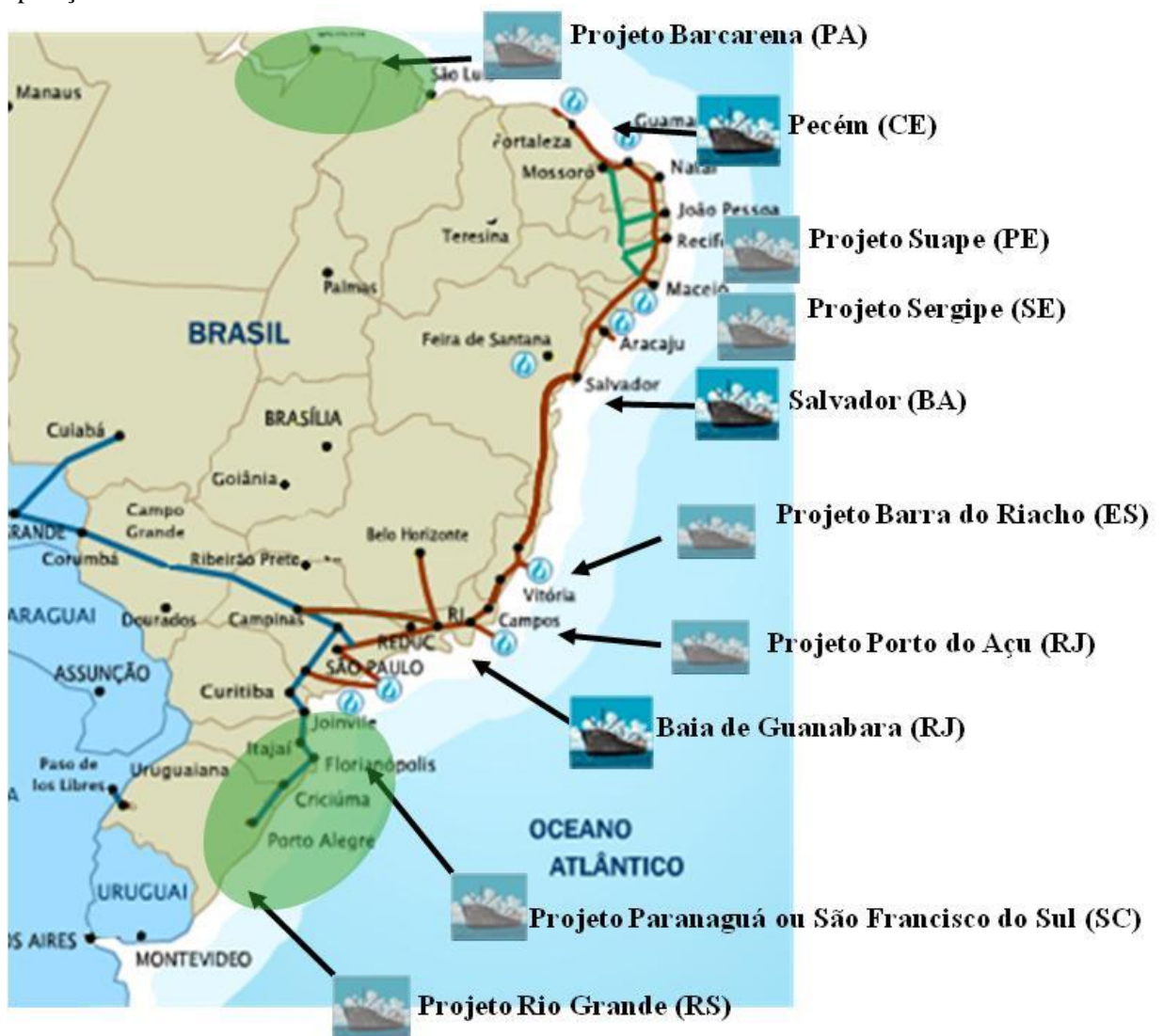
Com relação ao GASBOL, a previsão de oferta de GN pela EPE (2014c) é que se mantenham os atuais 30 milhões de m³/dia, que é a capacidade máxima do gasoduto, durante todos os anos até 2023. Porém o contrato entre a YFPB e a Petrobras vence em 2019 e existem incertezas quanto à sua renovação, pois a relação R/P vem caindo rapidamente, tornando as reservas de gás natural bolivianas insuficientes para o atendimento às suas demandas internas e externas (Argentina e Brasil), o que não justificaria a renovação do contrato por parte do Brasil (ALMEIDA, 2015).

O intuito da Bolívia é primeiro renovar o contrato para que assim se viabilizem os investimentos exploratórios, como foi feito com relação ao contrato vigente. Diante dessa situação, a Petrobras pode ser obrigada pelo governo brasileiro a renovar o contrato nas condições atuais ou pode ser que ela exija da Bolívia uma redução do valor de *Take or Pay*, que atualmente é de 80%, opção que não é vista com bons olhos pelo governo boliviano (ALMEIDA, 2015).

1.3.3.5 GNL

A previsão de oferta de GNL de 2015 a 2022, pela EPE (2014c), é de 41 milhões de m³/dia, capacidade total dos três terminais de regaseificação da Petrobras. Porém, conforme D'Apote (2015), os Projetos Suape (PE) e Rio Grande (RS) que são de térmicas à base de GNL ganharam o último leilão de energia nova. Além disso, segundo Almeida (2015), existem diversos projetos integrados de GNL a serem implantados na costa litorânea brasileira (alguns já possuem contrato), conforme Figura 1.

Figura 1 – Projetos Integrados de Regaseificação de GNL mais os três terminais da Petrobras em operação



Fonte: Almeida (2015).

De acordo com Almeida (2015), o despacho térmico no Brasil vai se tornar cada vez menos aleatório e mais sazonal com a entrada dos projetos de hidrelétricas do Amazonas, continuando a necessidade de importação de GNL. Além disso, a curto e médio prazos serão necessárias mais importações de GNL para atender as novas térmicas a gás, as regiões não ou pouco atendidas (por exemplo, o Pará) e o abastecimento da demanda enquanto o Pré-sal não ofertar GN suficiente ao mercado ou enquanto não houver grandes produções de GN em terra que possam atendê-lo.

Como o GNL no mercado *Spot* tem preços muito altos e muito variáveis, gerando um ônus elevado para a Petrobras, parte da sua compra deverá ser feita através de contratos firmes e de longo prazo e caso a produção nacional de gás natural cresça muito, os contratos poderão ser revendidos no mercado secundário. Assim, no longo prazo, o GNL poderá ser utilizado para atendimento de uma parte flexível da demanda das térmicas (ALMEIDA, 2015; D'APOTE, 2015).

No que diz respeito à comparação ao mercado internacional, a previsão de uma sobreoferta de GNL em 2019 possibilitará ao Brasil a compra de GNL no mercado *Spot* a custos mais baixos e a negociação de contratos de longo prazo mais vantajosos e com novas opções de indexações como Henry Hub ou outros hubs, desvinculando o preço do GNL das cestas de óleos. Por outro lado, os preços mais baixos do GNL serão um desafio para o desenvolvimento da oferta interna de gás, principalmente com relação ao gás não associado e em terra, visto a dificuldade que poderá apresentar na viabilidade dos investimentos (ALMEIDA, 2015).

Para viabilizar uma oferta competitiva de gás natural no Brasil a curto e médio prazo, é importante se estimular investimentos, viabilizando a entrada de novos agentes no setor para a criação da competição no *upstream* (ABRACE, 2014). Essa diversificação de agentes, principalmente nas etapas de exploração e produção, é necessária para promover o aumento da oferta doméstica de gás natural, visto que, além do Plano de Negócios da Petrobras estar comprometido com o Pré-Sal nos próximos anos, a Petrobras está buscando desinvestimentos na área de gás, dentre outras áreas, diante da atual crise financeira que enfrenta (ABRACE, 2014; O GLOBO, 2015).

Além disso, os preços de GNL ainda são altos e afetam também a Petrobras, já que a empresa não consegue repassar para as termelétricas do PPT os custos de importação. Por exemplo, estas termelétricas pagaram 5,105 US\$/MMbtu pelo GNL em 2013, enquanto o preço médio foi de 12,85 US\$/MMBtu (ABRACE, 2014).

1.3.4 Projeção da Demanda Brasileira

Para que se possa realizar uma projeção da demanda de gás natural, é necessário antes fazer uma comparação de preços entre este e o óleo combustível, para que se possa avaliar sua participação no segmento industrial, além, é claro, de levar outros fatores em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, como na fabricação de vidro, de determinados tipos de cerâmica, e também no segmento de fertilizantes, no qual é utilizado tanto com fim energético quanto como matéria-prima (EPE, 2014c).

Assim, a EPE (2014c) realiza as projeções da demanda de GN conforme 2 cenários distintos. Um deles (Cenário 1) mantém os preços relativos de gás natural para o consumidor final no patamar atual. O outro (Cenário 2) considera o aumento da competitividade do gás natural no setor industrial em relação aos energéticos substitutos e a mantém no setor residencial e do GNV. Logo, a demanda potencial (Cenário 2) será sempre maior que a demanda de mercado (Cenário 1), pois o Cenário 2 estima a demanda potencial do segmento industrial como consequência de um preço relativo mais favorável.

De acordo com o Cenário 1, projetado pela EPE (2014c), o consumo final energético de gás natural é estimado em 62,9 milhões de m³/dia em 2023, enquanto que no Cenário 2, se estima atingir 76,4 milhões de m³/dia, apresentando uma diferença de 13,5 milhões de m³/dia ao se tornar o preço do gás natural para o segmento industrial mais competitivo com relação ao preço do óleo combustível.

Segundo a EPE (2014c), para se obter a demanda total de gás natural, soma-se ao consumo final energético, sua utilização como matéria-prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica. Apesar de ser um consumo variável em função do despacho das usinas termelétricas, do carregamento das unidades de processamento de gás, ou do fator de utilização das plantas de fertilizantes, é importante se estimar a demanda total para que se possa dimensionar a infraestrutura de transporte, se prevendo o atendimento aos momentos de demanda máxima. A demanda total está estimada na Tabela 5.

Tabela 5 – Projeção da Demanda Total de Gás Natural (milhões de m³/dia)

Descrição	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Potencial	125,5	135,2	144,2	159,6	163,8	170,0	175,0	180,4
Demanda Não Termelétrica	81,9	91,6	98,2	113,6	116,9	121,4	124,5	127,9
Demanda Termelétrica	43,6	43,6	46,0	46,0	46,9	48,6	50,5	52,5
Térmicas a Gás	34,9	34,9	34,9	34,9	35,8	37,5	39,4	41,4
Térmicas Bicombustíveis	8,7	8,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1

Fonte: EPE (2014c).

Porém, da mesma forma como ocorre com a oferta potencial de gás natural prevista pela EPE (2014c), a demanda potencial também sofre os impactos da atual crise econômica e dos desinvestimentos da Petrobras, já estando em revisão pela EPE. As projeções preliminares do PDE 2024, segundo MME (2015), indicam que a demanda potencial de gás natural, prevista anteriormente em 180,4 milhões de m³/dia para 2022, será reduzida pra 158 milhões de m³/dia para 2024, passando a demanda potencial não termelétrica de 127,9 milhões de m³/dia em 2022 para 79 milhões de m³/dia em 2024.

Estas projeções precisam ser revisadas também pelo fato de que a demanda termelétrica está projetada com um crescimento anual médio de apenas 2,7%, enquanto que seu incremento de 2011 a 2013 foi de 65,4% ao ano (EPE, 2014a). A demanda termelétrica continua mantendo um crescimento acirrado e com os projetos integrados de GNL a serem implantados, a projeção é que se mantenha assim (ALMEIDA, 2015).

Já a demanda não térmica está projetada na EPE (2014c) com um crescimento médio anual de 6,7%, bem mais acentuado que a projeção termelétrica, apesar dos segmentos industrial, comercial, residencial e de transportes estarem com consumos estagnados e do de matéria-prima estar decrescendo. Existem entraves ao desenvolvimento desse mercado que precisam ser solucionados para que se possa ter um maior crescimento da demanda, inclusive para atingir esse crescimento médio projetado. Isto vem ocorrendo devido aos preços do gás natural não estarem competitivos, à preferência da sua oferta ser para o uso nas térmicas e à falta de uma política setorial específica para o gás, visando o desenvolvimento da sua exploração e produção, e do seu mercado de consumo (ABRACE, 2014).

2 O GÁS NATURAL, SUA CADEIA E MERCADO NO BRASIL

2.1 CONCEITO E ORIGEM DO GN

O gás natural, assim como o petróleo, é um combustível fóssil e não renovável, formado na natureza a partir de um processo lento de decomposição de material orgânico, em ambiente com condições elevadas de temperatura e pressão. Segundo Santos e outros (2007), ele é encontrado em acumulações de rochas porosas no subsolo (terrestre ou marinho), frequentemente associado ao petróleo.

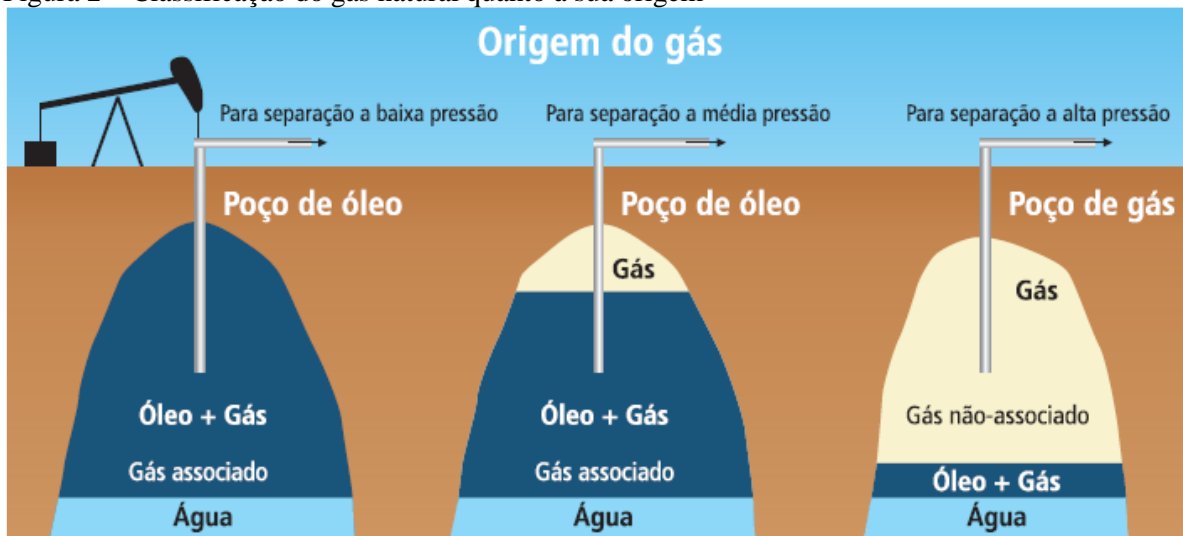
É uma mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições normais de temperatura e pressão, é encontrado no estado gasoso, sendo inodoro, incolor e não tóxico (VIEIRA et al, 2005).

É um composto de densidade inferior à da água e mais leve que o ar atmosférico, razão pela qual é dissipado com grande facilidade quando da ocorrência de vazamentos a céu aberto. Seu poder calorífico superior médio (PCS) é elevado (10 kcal/Nm³) (JACOMO, 2014).

De acordo com Vieira e outros (2005), a composição do gás natural varia de acordo com o tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, os processos naturais a que foi submetido e o processamento em unidades industriais, dentre outros fatores. Sua composição consiste predominantemente de metano e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Além desses compostos, são encontrados nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre, em forma de impurezas, porém, com baixo teor.

O gás natural pode ser classificado como gás associado e como gás não associado, no que se refere à sua origem, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Classificação do gás natural quanto à sua origem



Fonte: Vieira e outros (2005).

O gás associado ocorre quando há a predominância do petróleo na exploração da jazida, sendo o gás separado durante o processo de produção, passando este a ser considerado um coproduto, enquanto que o gás não associado é obtido em extensas quantidades diretamente do reservatório, sendo pequena a parcela de produção de petróleo (VIEIRA et al, 2005).

O gás não associado é constituído de maiores teores de metano, já o gás associado apresenta porções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados. O GN pode ainda ser chamado de gás úmido, quando frações líquidas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis estão presentes, e de gás seco, quando se tem a fração líquida retida depois de processado na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) (FIOREZE et al, 2013).

As reservas de GN que possuem gás com maior quantidade de hidrocarbonetos pesados possuem maior valor comercial, visto que estes podem ser transformados em produtos de grande valor comercial e comercializados independentemente (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

2.2 GÁS CONVENCIONAL E GÁS NÃO CONVENCIONAL

A expressão “gás não convencional” ao longo da história apresenta diversos significados de acordo com o agente que a emprega: organizações públicas, governos e setor privado. Este termo foi utilizado inicialmente nos EUA (meado dos anos 70) para classificar os recursos

economicamente não viáveis de serem explorados ou os recursos com retorno econômicos marginais (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

Segundo aqueles autores, recentemente, a classificação “convencional” ou “não convencional” passou a ser realizada a partir das diferenças geológicas dos reservatórios, deixando de ser guiada pelos aspectos econômicos.

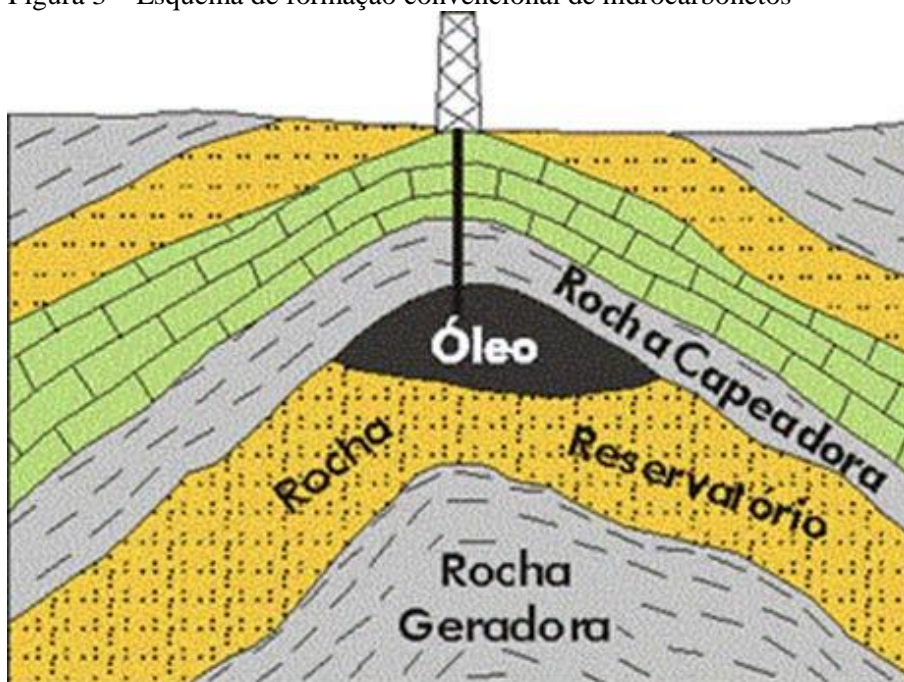
2.2.1 Reservatórios Convencionais

Conforme exposto por Almeida e Ferraro (2013), os recursos de gás convencional são referentes às acumulações de gás em rochas reservatórios de elevada porosidade e permeabilidade com a presença de “armadilhas” estruturais e estratigráficas.

Esse modelo é caracterizado por ser um sistema onde, para que ocorram jazidas de hidrocarbonetos com volumes significativos, é necessária a ocorrência simultânea e sincronizada de quatro etapas geológicas: rocha geradora madura, trapas, rochas selantes e rochas reservatório, além de dois fenômenos dependentes do tempo: migração e sincronismo. Para que ocorra a acumulação de petróleo é necessário que após o processo de geração haja a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica (JACOMO, 2014).

O esquema do reservatório convencional de hidrocarbonetos está ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Esquema de formação convencional de hidrocarbonetos



Fonte: Jacomo (2014).

Nos reservatórios convencionais, para recuperação do hidrocarboneto são aplicados métodos que buscam utilizar a energia primária do reservatório ou que busquem a injeção de fluidos com a finalidade única de deslocamento do hidrocarboneto para fora dos poros da rocha, buscando um comportamento puramente mecânico, sem quaisquer intervenções de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, não interferindo na rocha reservatório (JACOMO, 2014).

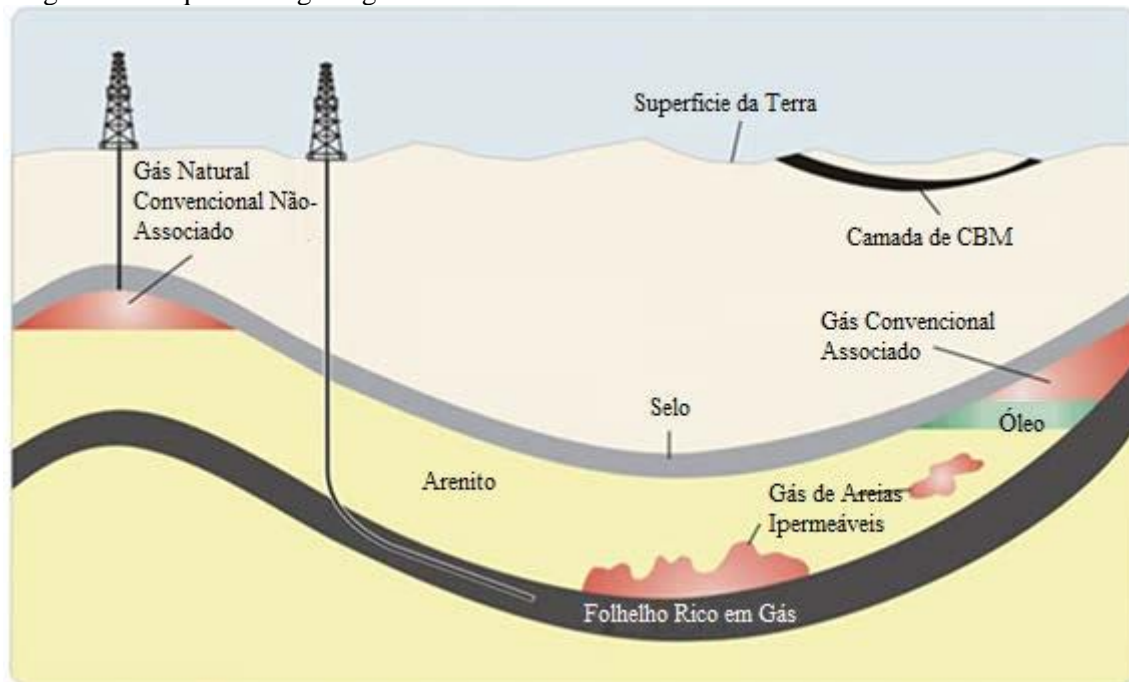
2.2.2 Reservatórios Não Convencionais

Os recursos de gás não convencional são aqueles cujas formações dos reservatórios são independentes de “armadilhas” estruturais ou estratigráficas (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

Para este tipo de reservatório, não ocorre o processo de migração da rocha geradora para a rocha reservatório. Não possuem uma sequência geológica tradicional de formação com os quatro elementos geológicos e mais os dois fenômenos temporais necessários para que se resulte a formação de um hidrocarboneto em seu interior. O principal diferencial está na localização em que os hidrocarbonetos se encontram armazenados. A rocha geradora e a rocha reservatório são, necessariamente, as mesmas (JACOMO, 2014).

A denominação “gás não convencional” está relacionada diretamente às características geológicas da rocha-reservatório e não com as características físico-químicas do tipo de gás natural que, a rigor, possui exatamente a mesma composição do gás natural “convencional” (JACOMO, 2014). O reservatório não convencional de gás está ilustrado na Figura 4.

Figura 4 – Esquema de geologia não convencional e convencional de hidrocarbonetos



Fonte: Jacomo (2014).

O reservatório de gás não convencional é um reservatório de baixa permeabilidade, que não permite a interconexão entre os poros existentes nessa formação. Neste caso, o gás natural não pode ser produzido com vazões economicamente viáveis, a menos que o reservatório seja estimulado por fraturamento hidráulico, poços horizontais, ou usando poços multilaterais ou alguma outra técnica para que se exponha mais do reservatório para a parede do poço (JACOMO, 2014).

O termo não convencional é utilizado para vários tipos de reservatórios de gás natural: gás de carvão (*coalbed methane*), folhelho (*shale gas*), gás de arenitos de baixa permeabilidade (*tight sands gas*) e os hidratos de gás natural (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

2.3 CADEIA PRODUTIVA

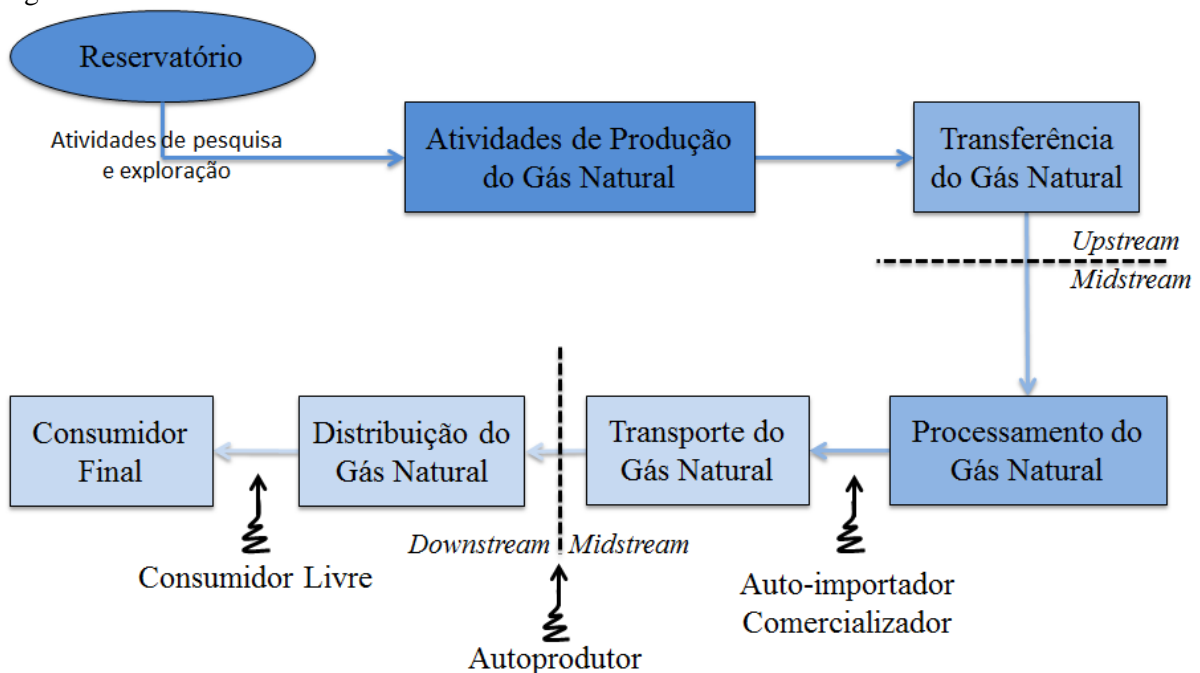
Cadeia Produtiva é o conjunto de atividades que se articulam progressivamente desde os insumos básicos até o produto final, incluindo distribuição e comercialização, constituindo-se em segmentos (elos) de uma corrente (TAVARES, 2014).

Segundo Montera (2014), a cadeia produtiva do gás natural (Figura 5) pode ser dividida em três blocos: *Upstream* (exploração e produção), *Midstream* (processamento e transporte) e

Downstream (distribuição e consumo final), conforme definições por ela descritas que seguem resumidas a seguir e ilustradas na Figura 5:

- *Upstream* – engloba desde as atividades de prospecção de um bloco exploratório até a extração do gás natural e seu escoamento até uma unidade de tratamento e processamento. Durante esta etapa, o gás natural pode ser reinjetado para recuperação de líquidos quanto pode ser utilizado para o próprio funcionamento da plataforma, como pode ser queimado;
- *Midstream* - compreende as atividades de tratamento e processamento do gás e o transporte do gás tratado até uma estação de distribuição (*city gate*);
- *Downstream* – etapa em que o gás natural tratado é entregue para uma empresa distribuidora e esta faz a sua distribuição para os consumidores finais, que podem ser dos segmentos: industrial, automotivo, comercial, residencial e para a geração de energia elétrica.

Figura 5 – Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: Montera (2014).

Na estrutura atual da cadeia produtiva brasileira, após a Lei do Gás (Lei 11.909/2009), geralmente, o que ocorre é que o produtor de gás natural vende seu produto para os comercializadores, estes vendem para as distribuidoras estaduais e realizam a transação deste gás através de dutos de transporte; por fim, as distribuidoras comercializam este gás para os consumidores finais. Vale salientar que as atividades de transporte e distribuição caracterizam

a indústria de gás natural como uma indústria de rede, por possuir altos custos de implantação, baixos custos de operação e manutenção e grandes ganhos de escala (NEGREIROS, 2013).

2.4 ENTRAVES E CONDICIONANTES PARA A EXPANSÃO DO MERCADO

No Brasil, algumas mudanças no mercado brasileiro de gás natural se fazem necessárias e urgentes, visto que sua estrutura atual não atende à sociedade brasileira e é incompatível com o desenvolvimento de um mercado competitivo.

Segundo Abrace (2014) e CNI (2014), para atrair investimentos para a indústria de gás natural e desenvolver o mercado de gás natural no Brasil, é preciso solucionar os principais entraves regulatórios, fiscais e de mercado, conforme exposto a seguir.

2.4.1 Aumento da Competitividade no Upstream

Segundo Almeida (2015), atualmente a produção de gás natural pela Petrobras é predominantemente de gás associado e *offshore*. Devido às dificuldades de produção, escoamento e tratamento do gás no ambiente *offshore*, pois exigem maiores investimentos, a produção nas bacias terrestres se apresenta como uma opção de desenvolvimento do *upstream* com barreiras muito menores, favorecendo a entrada de novos agentes nesse segmento. Porém, como visto no primeiro capítulo, ainda é dada pouca importância à produção em terra no Brasil e para se mudar isso, se faz necessário implantar algumas ações, de acordo com a Abrace (2014) e a CNI (2014), conforme segue:

- Criação de novos prospectos exploratórios a serem leiloados, sendo que para isso ocorrer será preciso um grande investimento por parte da ANP em sísmica terrestre. Isto promoverá maior conhecimento geológico e geofísico das bacias, trazendo maior segurança aos investidores da área de E&P com relação aos possíveis custos da exploração e do desenvolvimento do poço (ABRACE, 2014);
- Promoção mais frequente de rodadas de licitações para blocos exploratórios em terra, mantendo um cronograma anual e previsível, possibilitando assim ampliar as oportunidades de produção em terra e a entrada de maior número de agentes (ABRACE, 2014);

- Busca de alternativas no mercado de capitais pelo BNDES, visando redução do custo do investimento para operadoras independentes, favorecendo assim a realização de financiamentos para projetos de E&P de gás em terra. (ABRACE, 2014);
- Realização de leilões periódicos que possibilitem a compra, pelas distribuidoras de GN e pelos novos projetos de termelétricas, do gás produzido por empresas independentes e parceiros da Petrobras (ABRACE, 2014);
- Concessão de incentivos fiscais para produção de gás natural e redução dos royalties (ABRACE, 2014).

2.4.2 Desenvolvimento da Infraestrutura de Transporte

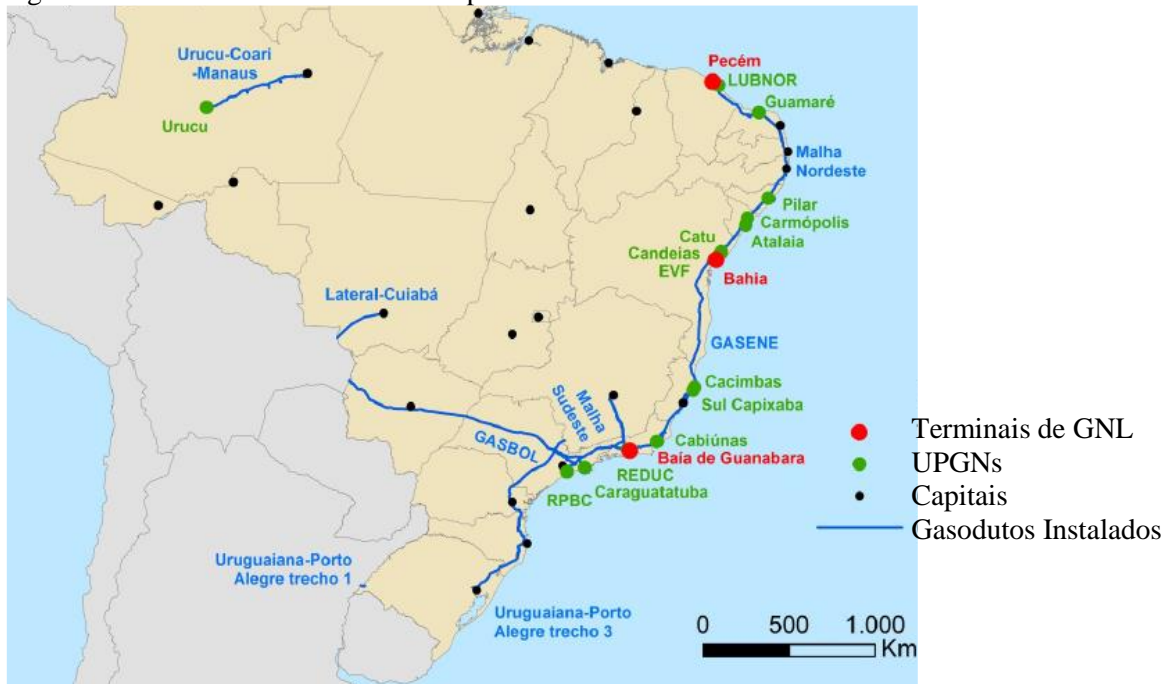
As malhas de gasodutos que transportam o gás natural desde os campos de produção até os pontos de entrega (PEs ou *City Gates*) às distribuidoras estaduais são o que se chama de Infraestrutura de Transporte (CABRAL, 2013).

O sistema brasileiro de transporte de gás natural é dividido em três grandes sistemas regionais: Malha Norte, Malha Nordeste e Malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Até 2009, todos eram completamente desconectados, não sendo possível fluxo de gás natural entre as regiões geográficas. A partir de 2010, o gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (GASENE) tornou possível a interligação entre as redes regionais de transporte de gás natural do sudeste e nordeste (CNI, 2010).

Conforme o BNDES (2006) expôs, e que ainda é algo que retrata a atualidade, a infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil é pouco desenvolvida ao se levar em conta a extensão do país. Além disso, a maior parte da malha está localizada apenas no litoral brasileiro.

Segundo as informações da EPE (2014b), a rede de gasodutos de transporte do Brasil tem uma extensão de 9.244 km, estando 8.583 km integrados e 661 km de gasodutos estão em sistemas isolados (Urucu-Coari-Manaus, Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre Trecho 1), conforme Figura 6.

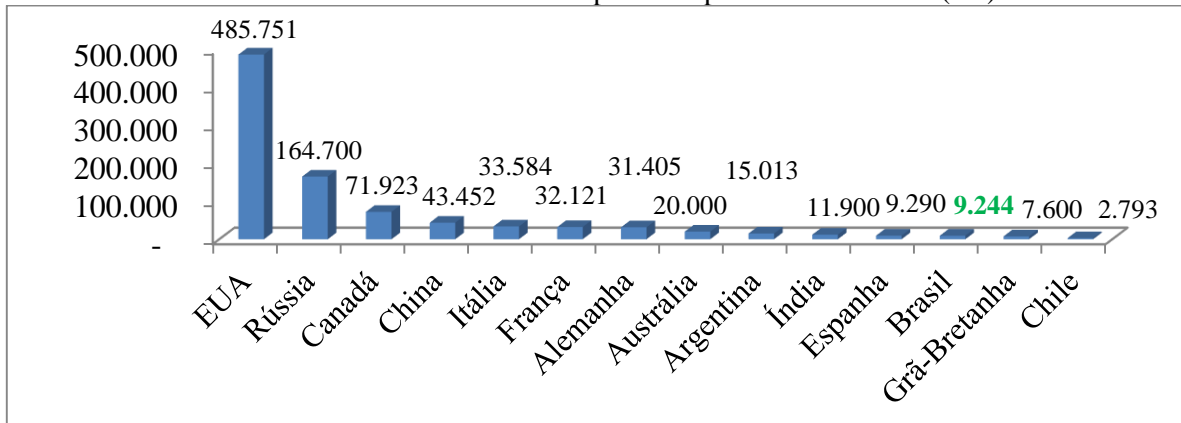
Figura 6 – Rede de Gasodutos de Transporte no Brasil



Fonte: EPE (2014b).

A infraestrutura de transporte de gás natural brasileira ainda é muito pequena, principalmente quando comparada a de outros países, conforme demonstra o Gráfico 25.

Gráfico 25 – Infraestrutura de Gasodutos de Transporte em países selecionados (km)



Fonte: EPE (2014b).

Além da malha de gasodutos não estar totalmente interligada e ser pequena em extensão, o Brasil está muito atrás também em termos de densidade de malha de gasodutos, quando comparado a países como: EUA, Espanha e Argentina. Nesta última, que é um país vizinho ao Brasil e o mais avançado na exploração de reservatórios não convencionais de gás natural na América Latina, a dimensão da malha não chega a ser o dobro da brasileira, porém sua densidade chega a ser cinco vezes maior. A rede da Espanha é praticamente do mesmo

tamanho, mas sua densidade é 18 vezes maior. Já a malha dos EUA chega a ser 52 vezes maior e mais densa que a brasileira (CNI, 2014; EPE, 2014b).

Segunda a CNI (2014), esta malha pouco desenvolvida se torna um empecilho à viabilidade econômica de campos de exploração de novos investidores, visto que estes ficam isolados do mercado consumidor, por não terem acesso à infraestrutura de transporte. Vale ressaltar que um dos fatores fundamentais para que o *shale gas* se tornasse um fenômeno na economia americana foi o fato de existir uma ampla malha de gasodutos já consolidada no país.

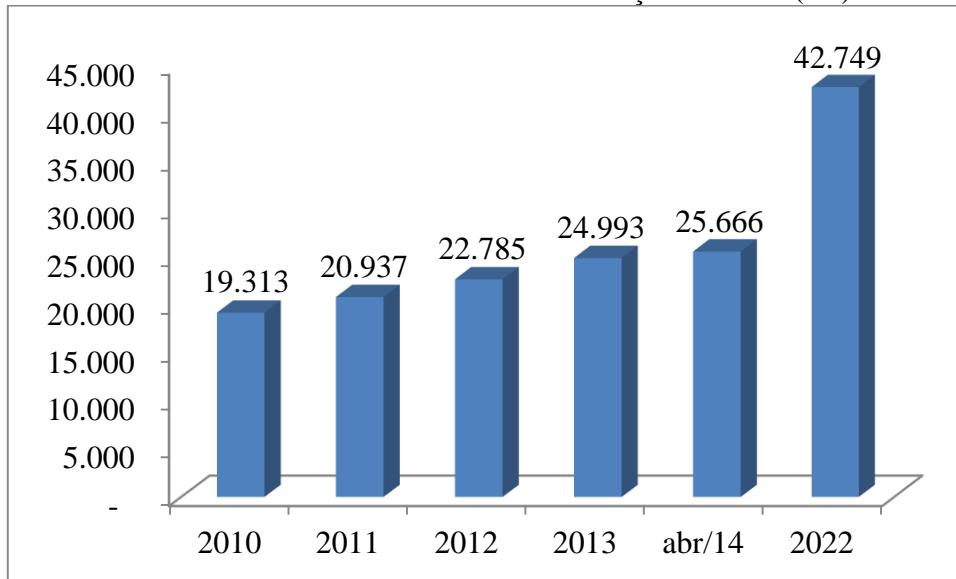
Existe a necessidade de expansão da malha de gasodutos até as áreas em terra que foram recentemente leiloadas, porém os investimentos para a interiorização dessa infraestrutura são altos e como não se sabe ao certo qual será a demanda a ser atendida, para se analisar o retorno financeiro, isto acaba limitando o ritmo de expansão da rede de gasodutos no Brasil (CNI,2014).

A Lei do Gás atribui ao Ministério de Minas e Energia (MME) a responsabilidade pela elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural (PEMAT), que é o formulador das políticas públicas para o setor de gás natural, tendo como base estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2014b).

Conforme o Plano Nacional de Energia 2030, para o desenvolvimento do mercado de gás natural, será necessária também a ampliação da malha de distribuição na grande maioria dos estados brasileiros, mesmo onde já existe malha de certa forma extensa, pois existe a necessidade de ramificação também para o atendimento aos segmentos residencial e comercial. Vale ressaltar que a expansão da rede de distribuição é de responsabilidade dos estados, conforme o art. 25 da Constituição Federal.

Segundo a Abegás (2014), a EPE (2014b) projeta a construção de 11 km de gasodutos de transportes em 10 anos, enquanto o Plano de Expansão das Malhas de Distribuição (PEMAD) prevê a construção de 17.485 km de gasodutos de distribuição (Gráfico 26). Porém para que esta expansão aconteça, será necessário se ter a visibilidade de aonde chegarão os gasodutos de transporte.

Gráfico 26 – Infraestrutura de Gasodutos de Distribuição no Brasil (km)



Fonte: EPE (2014b).

Além das malhas de gasodutos de transporte e distribuição serem limitadas e pouco densas, existe o problema da indústria do gás natural ser dominada por um único *player*, a Petrobras, que atua em todas as etapas da cadeia produtiva. A verticalização da cadeia, característica típica das indústrias de rede pouco desenvolvidas, vem sendo um entrave à entrada de novos *players*, por não possuírem acesso à infraestrutura de escoamento *offshore*, de tratamento e de transporte do gás. Além disso, não se justificaria a construção de novos gasodutos e UPGNs, devido ao alto custo disso, a não ser que se conte com reservas consideráveis e a existência de um mercado potencial que possa gerar contratos de longo prazo para viabilizar o investimento (CNI, 2010).

Cabe ao regulador (ANP) a fiscalização e verificação das possibilidades de acesso ao serviço de transporte fornecido pelas transportadoras. Porém, ainda que, com a Lei do Gás, o período de exclusividade venha a terminar em 2019, ainda existirá uma indefinição quanto aos mecanismos de fiscalização e monitoramento da utilização da rede de transporte, devido ao fato da ANP não possuir ferramentas para este controle. Assim, como não há transparência quanto à capacidade e ociosidade de gasodutos, geram-se incertezas quanto à viabilidade de um novo supridor conseguir levar sua produção ao mercado consumidor (CNI, 2014).

Diante desse cenário, para que o gás produzido por um pequeno produtor chegue ao mercado consumidor, ele terá que contratar o serviço de transporte de um gasoduto de propriedade da Petrobras, vender o gás para uma distribuidora estadual (a Petrobras é sócia na maioria delas) e assim, levar o gás até o consumidor tendo que competir no mercado com a própria

Petrobras. Diante de tantos obstáculos, esses produtores não encontram outra alternativa a não ser a de vender o gás à Petrobras na saída do poço, a preços muito inferiores aos que seriam pagos pela indústria (CNI, 2010; 2014).

Para solucionar questões como essas, é necessária uma reformulação do PEMAT. A EPE deveria continuar a realizar os estudos para identificação das necessidades de construção de novos gasodutos de transporte para interiorização do gás, atendimento a estados desassistidos e eliminação de gargalos, porém deixando aberta a possibilidade de surgimento de novas propostas de gasodutos, por exemplo, para atender a um projeto de uma nova térmica cujo volume de gás viabilize a expansão da rede para uma determinada região (ABRACE, 2014).

Além disso, visando financiar os investimentos em gasodutos de transporte, o Governo Federal e os estados poderiam realizar a compra antecipada de capacidade de transporte dos gasodutos (ABRACE, 2014).

2.4.3 Regulação

Segundo Mano e Tiryaki (2011), para se analisar a legislação e regulação referentes ao gás natural é necessário entender sua indústria e sua importância como energético, pois ressaltaram que existem no mundo vários sistemas legislativos e regulatórios para a indústria do gás natural e suas características são conforme a vocação de atuação de cada país em um ou outro segmento da indústria, ou seja, *upstream* no caso de países produtores ou *downstream* no caso de países consumidores. Porém, no caso de países como o Brasil, em que há relativo equilíbrio entre os segmentos, a preocupação deverá ser com a formação de uma regulação que atenda a todos os atores da cadeia econômica.

Conforme exposto por Sobreira e Almeida (2009), o ambiente regulatório da indústria brasileira de gás natural tem sido questionado, inclusive pelo governo. Desde 2004, pensava-se que a Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), que regulava também as atividades referentes à indústria do gás natural, era inadequada para atender todos os seus segmentos, sendo concebida para as atividades do *upstream*, e não promovendo a abertura dos segmentos do *downstream*, por não enfrentar os desafios necessários para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Segundo Mano e Tiryaki (2011), a Constituição Federal de 1988 atribui a dois entes federativos distintos, União e estados, poderes para instituir os arcabouços normativos relacionados aos vários segmentos da indústria do gás natural. Esta repartição de

competências vem gerando uma série de debates referentes ao limite entre as competências da União e dos estados com relação ao gás natural, ocasionando litígios, como por exemplo, os referentes à reclassificação de gasodutos da Petrobras, para definição se um determinado gasoduto, que atende sua refinaria ou sua fábrica de fertilizante, é de transporte ou de transferência.

Conforme aqueles autores, devido às dificuldades vivenciadas com a utilização da Lei do Petróleo para a indústria do gás natural, em 2009, foi aprovado um novo marco regulatório específico para este energético, a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás), trazendo vários parâmetros jurídicos que antes eram inexistentes e buscando esclarecer uma série de pontos que vinham gerando conflitos entre o arcabouço federal e os estados.

Citam como exemplo, os artigos 56 e 57 da Lei do Gás que garantem que o fornecimento de gás natural às instalações das fábricas de fertilizantes e refinarias da Petrobras continuará a ser realizado diretamente pela própria Petrobras, sem a intermediação das distribuidoras de gás dos estados, seja para a comercialização ou para a movimentação do produto, resolvendo assim, segundo eles, os conflitos regulatórios e judiciais existentes referentes a estes tipos de fornecimento.

Porém, aqueles autores citam dois casos como exemplos deste tipo de conflito que são a “Reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari” e a “Reclassificação do Gasoduto Atalaia-Fafen”, que constituem conflitos com relação a situações semelhantes, nas quais a Petrobras transporta o gás natural nestes gasodutos para abastecimento de suas fábricas de fertilizantes, a primeira na Bahia e a segunda em Sergipe, cujo entendimento do órgão regulador ANP foi diferente para os dois casos, permanecendo a classificação do gasoduto da Bahia como de transferência e reclassificando o gasoduto de Sergipe como de transporte, inclusive após o julgamento deste em 24 de abril de 2012, ou seja, data posterior a instalação da Lei do Gás. Isto mostra que na realidade esta lei não resolveu este tipo de conflito com a implantação dos seus artigos 56 e 57, necessitando ser reformulada.

Conforme exposto pela CNI (2010), a Lei do gás, que foi debatida entre o governo e os diversos agentes do mercado durante mais de quatro anos, é o fruto de um grande acordo entre as partes com relação aos interesses envolvidos.

Segundo a visão de Sobreira e Almeida (2009) e CNI (2010), na Lei de Gás existem poucas mudanças significativas com relação à Lei do Petróleo. As alterações se concentram no bloco *Midstream* da cadeia (tratamento, processamento, estocagem, transporte, liquefação,

regaseificação e comercialização do GN), porém a estrutura da indústria se manteve inalterada, visto que a distribuição permaneceu sob o controle estadual e a Petrobras continua livre para decidir a política de preços do gás natural no Brasil, pois permanece no domínio da sua produção e importação.

Sobreira e Almeida (2009) observaram que permaneceu a ausência de uma metodologia transparente de formação de preços do gás natural, a manutenção do poder de mercado da Petrobras e a assimetria entre a regulação federal e a estadual. Sinalizaram ainda que o aumento da competição no segmento *upstream*, sem o desenvolvimento do segmento *downstream* tende a criar pontos de "estrangulamentos regulatórios" no segmento de distribuição de gás natural, pondo em questionamento a estabilidade do atual marco regulatório.

Os serviços locais de gás canalizado são explorados, diretamente ou mediante concessão, por cada estado, tendo cada um suas normas para o mercado. Isto dificulta, por exemplo, o planejamento do consumidor do segmento industrial que possui consumo de gás natural em diferentes estados, por ter que lidar com diferentes regulações. Um exemplo claro disso é a decisão de migração para o mercado livre de gás, pois seria possível realizar nas suas unidades de consumo localizadas em São Paulo, mas não seriam possíveis nas unidades localizadas, por exemplo, na Bahia ou em Alagoas (CNI, 2014).

Segundo a CNI (2014), os contratos de concessão permitem às distribuidoras atuarem sem muita transparência, sem mecanismos para incentivar à eficiência na gestão dos ativos, aumentando os custos a serem inclusos nas tarifas, além de não levar em consideração o cenário econômico.

Segundo a Abrace (2014), para garantir a atração de investimentos para a indústria do gás natural, é necessária que a Lei do Gás seja eficiente e para isto, é imprescindível a sua reformulação. Primeiramente deverá realmente garantir o livre acesso à infraestrutura de gasodutos de escoamento, transferência, transporte e distribuição, unidades de tratamento do gás e terminais de GNL a terceiros, mediante uma remuneração justa e transparente, cujo valor será determinado pela ANP, visando a diversificação da oferta e promoção da concorrência de mercado.

Além disso, a ANP deverá regular os monopólios naturais, como o transporte de gás natural. Os custos da molécula e do transporte do gás devem ser separados, porém ambos devem ser

aprovados pela ANP, que deverá publicar as tarifas. Além disso, o gás no *city gate* deverá ter preço definido pelo custo do serviço ao invés de custo da oportunidade (ABRACE, 2014).

Não deveria ser permitido que os transportadores de gás sejam comercializadores, devido ao conflito de interesse. Para que isto ocorra, poderia se vender ativos de transporte da Petrobrás para um operador neutro, ou se criar um operador independente do Sistema Nacional de Gás, como o que acontece no setor elétrico. Aliada a esta ação, poderia ser feita a liberação de 10% dos contratos de gás e da capacidade de transporte para terceiros, para facilitar a atuação de comercializadores independentes, ficando proibido o monopólio de contratos de transporte por produtores ou comercializadores com alta concentração. Essas ações ajudariam a desenvolver a concorrência de mercado, como ocorreu na comunidade europeia (ABRACE, 2014).

Além disso, o operador neutro ou operador independente do Sistema Nacional de Gás deverá possuir ferramentas de controle da taxa de utilização da rede de transporte, possibilitando a fiscalização e monitoramento pela ANP. Este órgão regulador deverá também coibir abusos e arbitrar tarifas entre os agentes (ABRACE, 2014).

Ainda, de acordo com Abrace (2014), com relação à disponibilidade de gás ao mercado para curto e longo prazos, deverá ser obrigatório, para a Petrobras e produtores privados, passar essa informação aos consumidores finais, para que estes possam obter dados para planejar seus investimentos.

Com relação à assimetria entre a regulação federal e a estadual, deverá haver uma coordenação da ANP junto aos órgãos reguladores estaduais, para conciliação de margens e tarifas de distribuição de gás e integração entre órgãos reguladores estaduais. Além disso, as agências estaduais deverão comprovar independência e capacitação para regular em suas regiões (ABRACE, 2014).

2.4.4 Política de Precificação

Diante da explanação de Rocha e Calfa (2003) e Filgueiras (2009), percebe-se a semelhança das análises referentes à formação de preços do mercado gasífero brasileiro, apesar de terem realizado as mesmas em momentos diferentes da história do gás no Brasil, visto que durante o estudo realizado em 2003 ainda não havia a Lei do Gás. Porém isto se deve ao fato da política de preços do mercado de gás natural estar baseada em metodologias de precificação que têm como base a análise do tipo de mercado onde será aplicada. Para isto, é levado em

consideração o grau de desenvolvimento do mercado, identificando-se principalmente a existência de monopólio ou de competição no cenário do mesmo.

Conforme exposto pelos referidos autores, o mercado de gás natural brasileiro é pouco maduro, tanto com relação ao seu tempo de desenvolvimento quanto no que se refere à extensão relativa da sua rede de transporte e distribuição. Analisaram que para este tipo de mercado com fortes características de monopólio, é de fundamental importância a existência de mecanismos de controle de preços e da intervenção do governo.

Filgueiras (2009) destacou que apesar do gás natural ter inúmeras aplicações, não tem um mercado cativo. Seu consumo sofre forte variação de acordo com seu preço e os praticados pelos seus concorrentes. Ressaltou então a importância de uma política de preços para mercados como este, onde a indústria é pouco madura e o objetivo da política energética é vinculado ao desenvolvimento do mercado. Sinalizou ainda que esta política de preços tem que ter regras claras e simples de formação dos preços, divulgação para os interessados e ser coerente com a realidade da indústria para contribuir com o desenvolvimento do seu mercado.

Além disso, a autora definiu que o processo de formação de preços utilizado no mercado gasífero brasileiro ocorre através do uso da metodologia *cost plus*, ou seja, aquela que agrega custos ao longo da cadeia de produção do gás natural. Já para Rocha e Calfa (2003), o mercado gasífero brasileiro não se encaixa em nenhum dos modelos tradicionais de formação de preços, visto que apesar de apresentar uma estrutura monopolista predominante, apresenta características de uma possível concorrência a longo prazo.

A metodologia *cost plus* de precificação do gás natural não é a mais adequada para o tipo de mercado predominantemente monopolista, ou seja, com baixo grau de maturidade, como é o caso do mercado gasífero brasileiro, pois pode comprometer a competitividade, dificultando assim seu desenvolvimento.

Atualmente existem três formas de determinação dos preços do gás natural no Brasil, a depender se o gás é de origem nacional, se é importado ou se é destinado às térmicas do Programa Prioritário de Termoeletricidade (ANP, 2010).

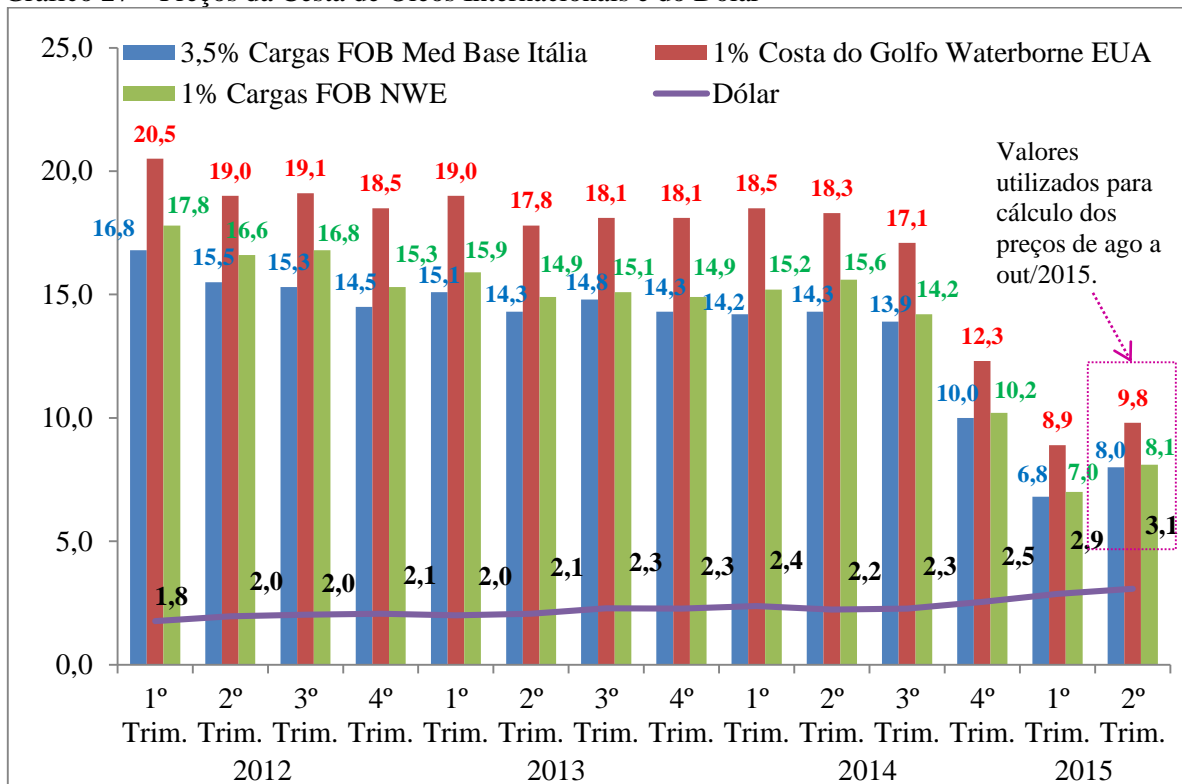
Segundo o órgão regulador, no que diz respeito ao gás natural destinado às térmicas do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), existe uma regulação direta de preços, a partir da edição de Portarias Interministeriais MME/MF. O suprimento de gás natural é garantido, por até vinte anos, baseado nas regras estabelecidas pelo MME.

Além disso, vale ressaltar que este gás é isento de imposto e que existe uma limitação de preço a ser cobrado, visto que o programa estipula um preço máximo para cobrança no caso de térmicas que iniciassem sua operação comercial até final do ano de 2004. Seu preço é muito abaixo do preço do gás nacional, do gás boliviano e do GNL importado, sendo que este último é precificado conforme mercado *spot* (ANP, 2010).

Com relação ao gás de origem nacional, em 1º de janeiro de 2008, a Petrobras deu início à negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais de gás natural canalizado, determinado uma Nova Política de Preços (NPP). O preço do gás natural passou a vigorar trimestralmente, sendo formado pela soma de uma parcela fixa (que visa remunerar a infraestrutura de transporte) com uma parcela variável (que visa remunerar a molécula, ou seja, investimentos em exploração e produção). Os trimestres se iniciam nos seguintes meses: fevereiro, maio, agosto e novembro.

A parcela fixa é reajustada anualmente por um índice de inflamação, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) da Fundação Getúlio Vargas (FGV); e a parcela variável é atualizada trimestralmente a partir da variação de uma cesta de três óleos combustíveis internacionais (variação da molécula e do câmbio), cujos preços têm uma grande correlação com o preço do petróleo comercializado na Bolsa de Londres, o petróleo *Brent* (ANP, 2010; ABRACE, 2013). Os preços dos três combustíveis dessa cesta de óleos pode ser observado no Gráfico 27.

Gráfico 27 – Preços da Cesta de Óleos Internacionais e do Dólar

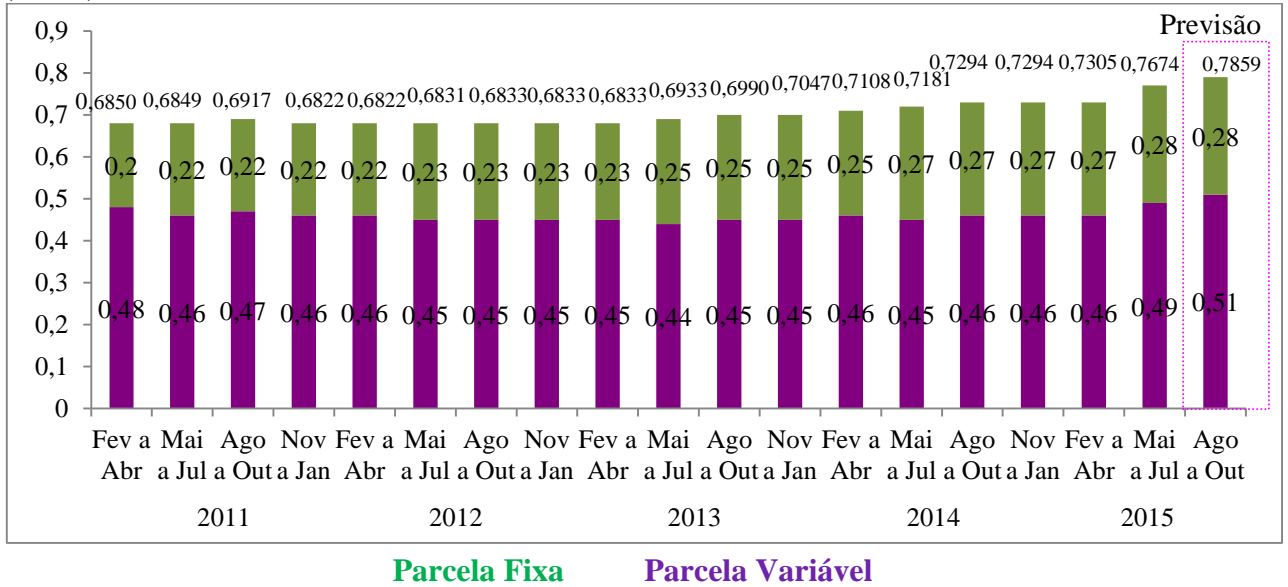


Fonte: Abrace (2015).

Apesar dos preços dos óleos combustíveis que compõem a cesta estarem caindo desde o terceiro trimestre de 2014 (devido ao crescente aumento de produção de petróleo nos EUA), pode-se observar no Gráfico 28, que o preço do gás natural de produção brasileira vem apresentando um maior aumento em 2015.

Isto está ocorrendo devido ao fato de que a Petrobras vinha aplicando um desconto comercial, a critério próprio, no preço do gás natural de produção nacional desde fevereiro de 2011, para mantê-lo praticamente constante. No entanto, a empresa decidiu retirar gradativamente o desconto até o final do ano de 2015, para que assim o preço do gás doméstico corresponda ao preço contratual determinado pela sua Nova Política de Preços (NPP) (ABRACE, 2015).

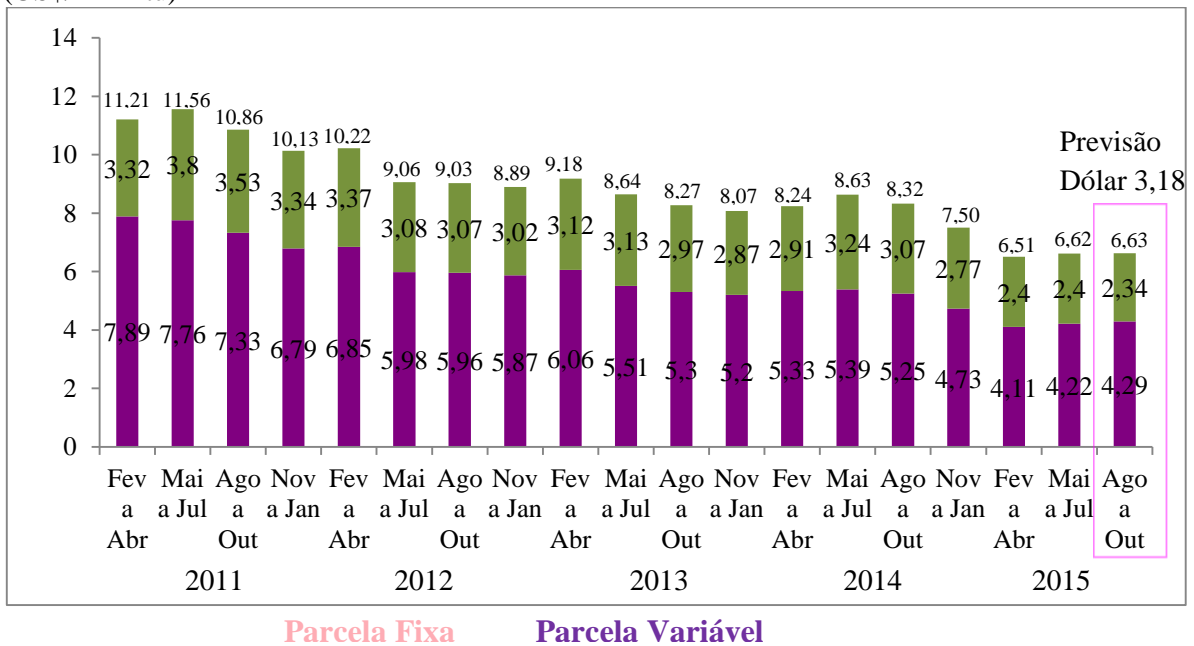
Gráfico 28 – Preço Sem Impostos do GN de Produção Nacional para as Distribuidoras Estaduais (R\$/m³)



Fonte: Abrace (2015).

Vale salientar também a participação do valor do dólar no preço do gás natural de produção nacional, pois sua cotação vem apresentando um crescimento mais acirrado desde o quarto trimestre de 2014. Dessa forma, em US\$/MMBtu, o preço do gás de produção doméstica vem anualmente decrescendo como mostra o Gráfico 29.

Gráfico 29 – Preço Sem Impostos do GN de Produção Nacional para as Distribuidoras Estaduais (US\$/MMBtu)



Fonte: Abrace (2015).

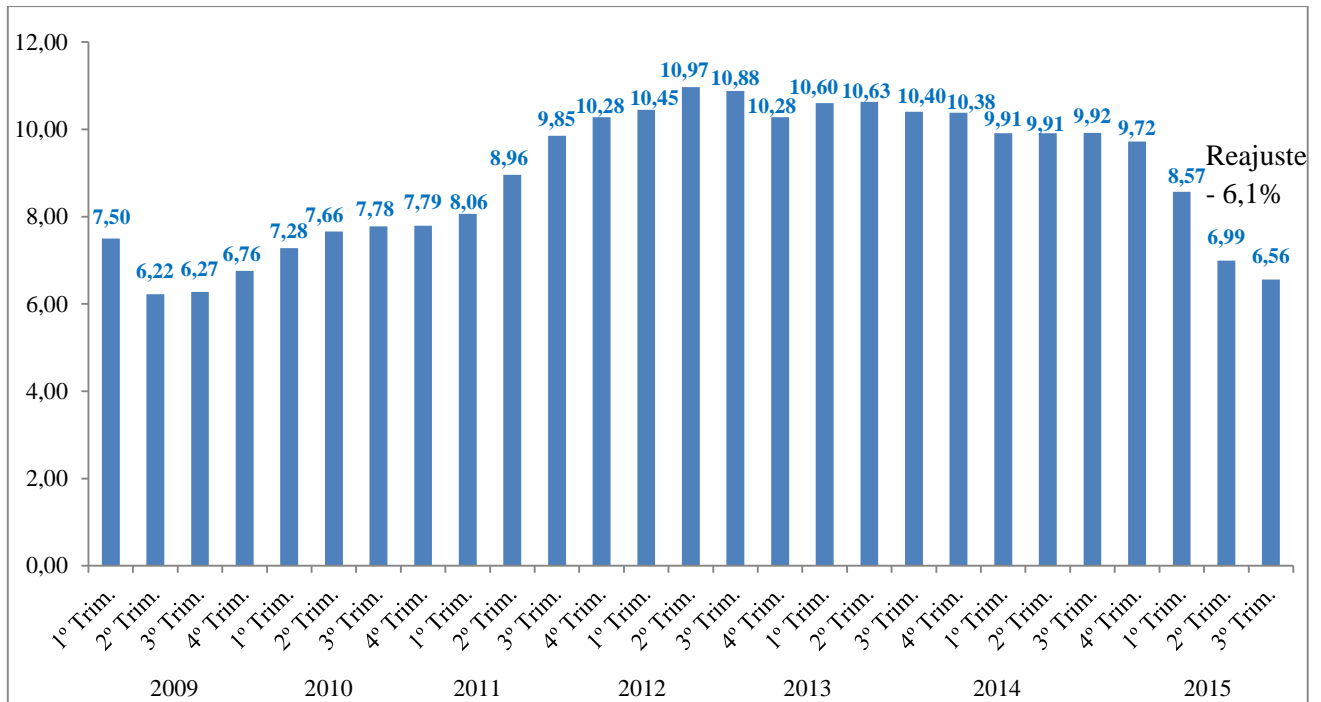
Relacionado ao gás importado da Bolívia (GASBOL), os contratos de compra e venda de gás natural foram firmados entre a Petrobras e a YPFB. Já os contratos de transporte, a Petrobras firmou, no lado brasileiro, com a TBG e no lado boliviano, com a GTB (ANP, 2010).

De acordo com as informações da ANP, no contrato com a YPFB, a Petrobras se compromete a comprar quantidades crescentes de gás natural, através de cláusulas de *take or pay*, que atualmente é de 80% do volume contratado de 30,08 milhões de m³/dia.

As regras de reajuste são as que estão contidas nos contratos de compra e venda de gás e de transporte de gás supracitados. São semelhantes ao da Nova Política de Preços por também conterem em suas fórmulas a indexação do preço da molécula à mesma cesta de óleos combustíveis internacionais (atualizadas trimestralmente) e o custo de transporte também corrigido anualmente por um índice de inflação. O preço do gás boliviano vigora por cada três meses e os trimestres são iniciados nos meses de janeiro, abril, julho e outubro (ABRACE 2013; 2015).

Assim como o gás de produção nacional, por ter em sua composição a mesma cesta de óleos (porém com parâmetros diferentes), e por esta vir apresentando queda de preços desde o terceiro trimestre de 2014, pode-se observar no Gráfico 30, que esta redução vem se refletindo no preço do gás natural boliviano. Este é estabelecido em US\$/MMBtu, porém quando convertido em R\$/m³, esta queda é menos acentuada, devido ao valor crescente que o câmbio vem apresentando desde o final de 2014.

Gráfico 30 – Preço Sem Impostos do GN de Origem Boliviana para as Distribuidoras Estaduais (US\$/MMBtu)



Fonte: Abrace (2015).

De acordo com o ANP (2010), o gás de origem nacional tem preços mais altos que o gás importado da Bolívia, porém os descontos aplicados pela Petrobras tornaram o gás nacional mais barato. Através dos Gráficos 29 e 30, com a retirada parcial dos descontos, é possível observar que a previsão para setembro de 2015 é que o gás nacional passe a ficar mais caro que o gás boliviano, apresentando valores de US\$6,63/MMBtu e US\$6,56/MMBtu respectivamente.

A Petrobras possui autonomia na determinação do preço da molécula de gás desde 2002 e a partir de 2008, com a Nova Política de Preços e mudança do nome de “Parcela de Transporte” para “Parcela Fixa”, passou também a determinar o preço referente à infraestrutura de transporte (FILGUEIRAS, 2009).

Conforme a Lei do Gás é atribuição do órgão regulador estabelecer (concessão) e de aprovar (novos gasodutos autorizados) as tarifas de serviço de transporte de gás natural. Assim a Resolução ANP nº 52, publicada no DOU em 30 de setembro de 2011, passou a determinar que os agentes vendedores registrassem seus contratos de compra e venda de gás natural junto ao regulador, explicitando as parcelas do preço referente à molécula e ao transporte, quando se aplicasse. Devido a este fato, os contratos atuais e os que serão renovados ou aditivados com as distribuidoras, terão que atender a esta resolução. Porém a Petrobras criou um novo

elemento na metodologia da fórmula, que é o “preço teto”, com o intuito de equiparar o preço máximo ao preço cobrado na NPP como o somatório da parcela fixa com a variável (ABRACE, 2013).

Conforme a Abrace (2013), nos países caracterizados como produtores de gás natural, são utilizados progressivamente métodos de precificação concorrencial ou pelo custo. O Brasil está em desalinho com a tendência do mercado ao praticar um método de precificação da molécula de gás baseado em uma cesta de óleos combustíveis internacionais, visto que, segundo a EPE (2014c) e a EPE (2014b), deseja ser identificado como país produtor de GN, projetando mais do que duplicar sua produção diária de gás natural até 2022.

O gás natural ainda não deve ser considerado uma *commodity*, visto que não existe um referencial único de preços para o gás nas diferentes regiões do mundo. A metodologia de precificação do gás natural atualmente praticada no Brasil prejudica a competitividade da economia nacional (ABRACE, 2013). Isto pode ser observado inclusive quando se analisa a influência da variação do câmbio no preço do gás.

De acordo com a Abrace (2013), a International Gas Union (IGU) categorizou os tipos de mecanismo de formação de preços do gás natural no mundo, conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Tipos de Mecanismo de Formação de Preços do Gás Natural no Mundo

Fórmula atrelada ao Preço do Petróleo (OPE)	Preço vinculado por um valor base e uma cláusula de reajuste a outros combustíveis, como o petróleo bruto, gás de petróleo, gás combustível ou até mesmo o carvão e preços da energia elétrica.
Competição Gás-Gás (GOG)	O preço é determinado pela interação do fornecedor e sua demanda, e é negociado dentro de diferentes períodos (dias, semanas, meses), geralmente em um hub físico.
Acordos Bilaterais (BIM)	Preço é discutido bilateralmente por um grande vendedor e um grande comprador, sendo fixado por certo período de tempo, geralmente por 1 ano.
Netback a partir do preço do produto final (NET)	O preço praticado pelo fornecedor depende do preço final do produto final feito pelo comprador. Normalmente ocorre quando o gás é matéria-prima dominante, como por exemplo, nas fábricas de produtos químicos.
Regulação do Custo de Serviço (RCS)	O preço é definido por uma entidade regulatória com a justificativa de cobrir os custos médios do serviço, cobrir também o investimento, e fornecer uma aceitável taxa de retorno.
Preço Regulado (RSP)	O preço é definido de forma irregular, e sob uma base política/social, pela necessidade de conter o aumento dos preços, ou aumentar as receitas do exercício.
Regulação abaixo do custo (RBC)	Preço intencionalmente ajustado abaixo do custo médio de produção e transporte. Gás é tratado como um subsídio do governo à população.

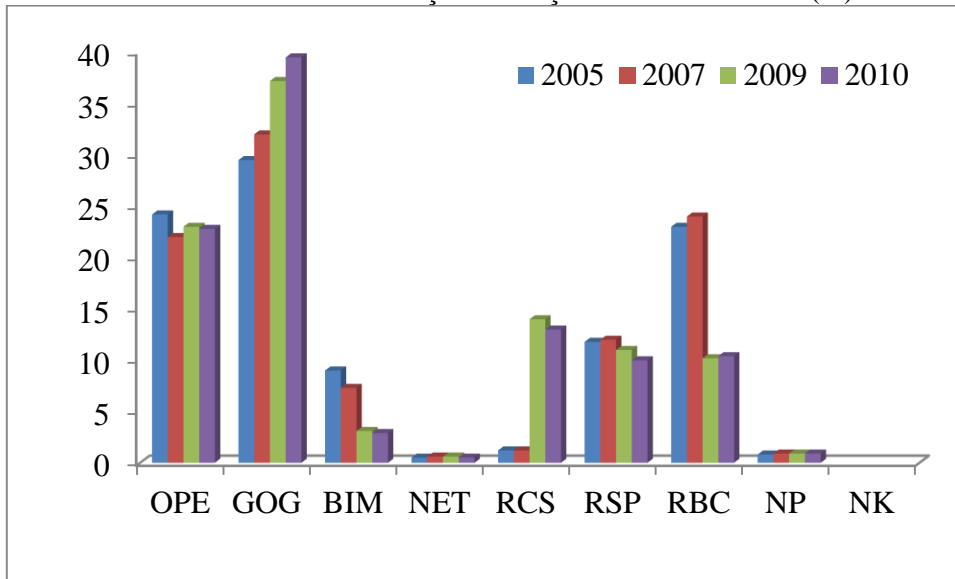
Fonte: Abrace (2013).

Segundo a Abrace (2013), conforme os dados da IGU, com relação ao gás produzido no mundo e consumido internamente em cada país em 2010, apenas 6% foi precificado pelo método que atrelou o preço do gás ao preço do petróleo (OPE), enquanto que 42% foi precificado pela Competição Gás-gás (GOG), visto que se o gás não tinha como destino a exportação, não justificava a utilização de um método de precificação ligado ao mercado internacional. Vale ressaltar também que 18% foi precificado pela regulação do custo do serviço (RCS).

Segundo a IGU (2012), a produção interna de gás natural nos países, consumida domesticamente, representou quase 70% do total mundial de consumo em 2010.

Ainda de acordo com a IGU (2012) e EPE (2014c), o método de precificação Competição Gás-gás tem representação mais significativa na América do Norte e no Reino Unido. Mas a tendência do aumento de sua participação no mundo vem tomando o espaço dos mecanismos que se baseiam na indexação ao petróleo, na regulação abaixo do custo de produção e nos objetivos sociais e políticos (ABRACE, 2013), como pode ser visto no Gráfico 31.

Gráfico 31 – Mecanismos de Formação de Preços do GN no Mundo (%)



Fonte: Abrace (2013).

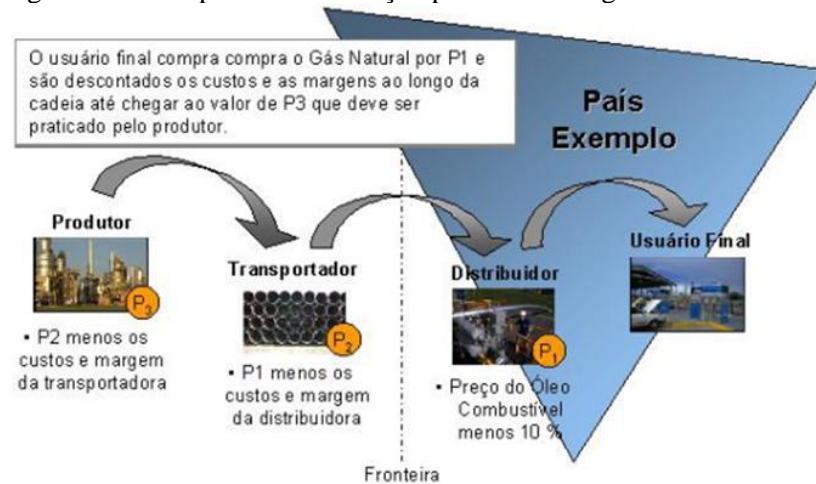
Porém o método de precificação Competição Gás-Gás ainda não é viável no Brasil por apresentar um mercado de gás pouco desenvolvido, sobretudo, por ter mais características de monopólio do que de mercado competitivo.

Quando a indústria gasífera é pouco madura, existe a dificuldade de existência de concorrência devido aos elevados custos de investimento. Assim, um elevado poder de mercado fica nas mãos de poucos *players*, responsáveis pela implantação de toda infraestrutura necessária. No caso do Brasil, um único grande *player*, a Petrobras.

A metodologia de formação de preços do gás natural mais indicada para mercados gasíferos com características de monopólio, como o brasileiro, é a *netback*, pois limitando o preço do gás natural ao consumidor final pelo valor atribuído ao mesmo nos mercados dos diversos segmentos, se geraria mais competitividade e ofereceria maior segurança ao consumidor, gerando maior probabilidade de desenvolvimento do mercado.

Utilizando a metodologia *netback*, conforme exposto pela CNI (2010), o risco do preço é assumido pelo produtor, permanecendo competitivo o preço para o consumidor final, sendo isto necessário para que se tenha uma demanda estável, garantindo a remuneração dos altos investimentos realizados ao longo de toda cadeia do gás natural.

Figura 7 – Exemplo de Precificação pela Metodologia *Netback*



Fonte: Rocha e Calfa (2003).

Se for avaliada a estrutura de formação de preços, verificando-se que o preço do gás natural ofertado por algumas distribuidoras estaduais, como é o caso da Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), quando pratica políticas de tarifas promocionais para alguns segmentos de mercado, como, por exemplo, o comercial e o residencial, leva em consideração o preço dos energéticos concorrentes no mercado, como visto em Silva (2011), reduzindo sua margem de distribuição aprovada pelo órgão regulamentador AGERBA. Pode-se observar que esta parte final da cadeia de produção já ensaia a utilização da metodologia *netback*, para garantir a competitividade do gás.

Segundo a IGU (2012), o método de precificação Netback (NET) é utilizado geralmente quando o gás é usado como matéria-prima dominante, como por exemplo, nas fábricas de produtos químicos.

O gás natural tem grande importância para a indústria química, sendo utilizado tanto como combustível quanto como matéria-prima. Porém seu preço no mercado, para o segmento industrial, é atribuído pelo seu uso como combustível (PERRONE, 2010).

Conforme dados da EPE (2014a), o setor industrial respondeu por 57,7% do consumo final do gás natural e 28% do consumo total do GN em 2013. A indústria química foi o maior consumidor desse segmento, representando 27,2 % do consumo final industrial. Além de ela ser a única que o consome como matéria-prima, ela é quem mais o utiliza como combustível. Foi registrado que, em 2013, o consumo de gás natural, pela indústria química, foi de 8,94 milhões de m³/dia, sendo 6,34 milhões de m³/dia para uso como combustível e 2,6 milhões de m³/dia para uso como matéria-prima. Para esta finalidade, segundo Perrone (2010), o gás seco

é utilizado no Brasil para a fabricação de amônia, hidrogênio, metanol, oxoálcoois e uretanos (MDI e TDI).

Porém a utilização do gás natural como matéria-prima não vem se viabilizando, o que faz com que represente anualmente, em média, apenas 4,5% do consumo final total, enquanto que mundialmente, nos países produtores este número é em torno de 8% (ABIQUIM, 2012).

O Brasil necessita de maior oferta de gás natural para o segmento de matéria-prima. Segundo a Bain & Company e Gas Energy (2014), o gás seco ofertado para a indústria química é apenas o excedente do atendimento às termelétricas e aos segmentos residencial, industrial, comercial e automotivo.

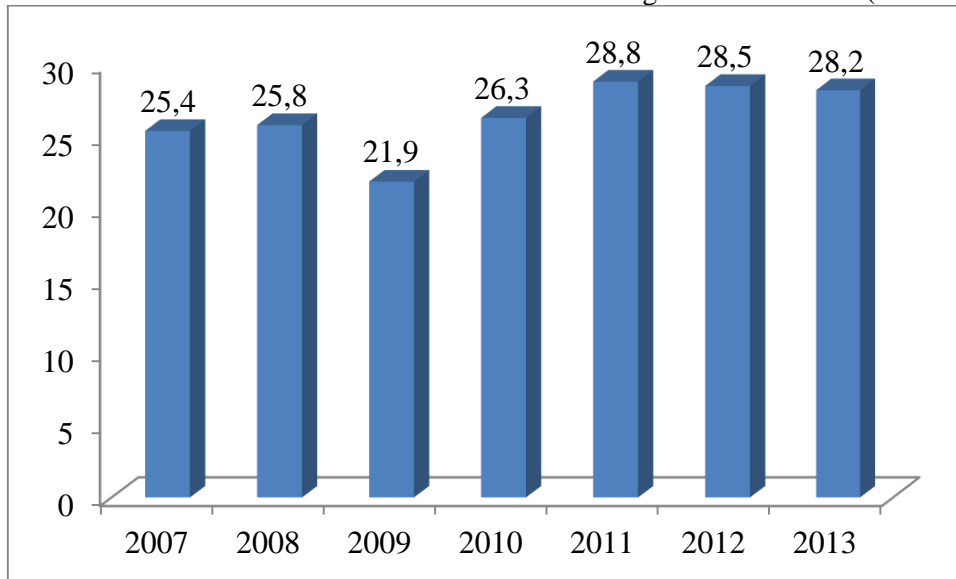
A indústria tem perdido competitividade na economia brasileira, devido, entre outros fatores, ao elevado preço do gás natural e sua perspectiva de oferta para o segmento industrial, resultando em desestímulo ao investimento na produção industrial, capacidade ociosa e substituição da produção interna por bens importados (ABRACE, 2014).

Segundo Abrace (2014), os preços do gás natural para os consumidores industriais no Brasil em 2013 eram entre 10 a 37% mais altos que os preços nos países europeus, e para os clientes residenciais chegavam a ser 450% mais altos que o preço do GN residencial nos EUA e 26% mais caro que no Reino Unido.

De acordo com Magalhães e Dutra (2011), os preços do gás natural atualmente praticados para seu uso como matéria-prima na indústria estão fora da realidade competitiva do mercado internacional, chegando a ser, segundo a Abiquim (2012), mais que o dobro dos preços praticados pelos EUA e México.

Segundo a Abrace (2014), a queda do preço do gás natural nos EUA decorrente do fenômeno do *Shale Gas*, passando seu preço para, em média, US\$4/MMBtu, atraiu em dois anos dezenas de projetos industriais para esse país, com investimentos anunciados de mais de US\$ 90 bilhões. Além disso, proporcionarão mais de 1 milhão de empregos diretos e indiretos no curto prazo.

Enquanto isso, no Brasil, o consumo do segmento industrial totalizou uma queda de 1,1% em 2013, ou seja, vem se mantendo praticamente estagnado (CNI, 2014), como pode ser visto no Gráfico 32. Vale salientar que o consumo da indústria química registrou uma queda de 8,1%.

Gráfico 32 – Consumo de Gás Natural no Brasil no Segmento Industrial (milhões m³/dia)

Fonte: CNI (2014).

Conforme a Abrace (2014), é necessária uma política industrial energética no Brasil, com foco nas indústrias de base e grandes consumidoras, visto que estas dão suporte às cadeias produtivas nacionais. Ressalta ainda que a política traria mais desenvolvimento, mais geração de empregos, melhor resultado na balança comercial e mais arrecadação para os governos.

Além disso, apesar da Lei do Gás ter incluído o inciso VII no artigo 2º da Lei do Petróleo, dando ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a atribuição de: “estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos”, não existe ainda uma política para a utilização do gás natural como matéria-prima na indústria (ABIQUIM, 2012).

De acordo com a Bain & Company e Gas energy (2014), existem políticas públicas de gás natural para a produção de matéria-prima petroquímica e para proteção das indústrias nacionais, tanto em países industrializados como em fase de desenvolvimento, como por exemplo, EUA, México, Arábia Saudita e Índia.

Segundo Perrone (2010), a Abiquim vem pleiteando um preço diferenciado para o gás natural utilizado como matéria-prima, levando em consideração que esse uso do gás é o que agrega maior valor, o consumo é elevado, concentrado e uniforme, além do fato dos consumidores serem cativos, visto que não têm possibilidade de trocar de matéria-prima ou de fornecedor.

Além disso, os preços atualmente praticados para uso do gás natural como matéria-prima, por exemplo, na produção nacional de amônia/ureia e de metanol não viabilizam sua utilização, pois não conseguem competir com as importações. Esses preços precisam estar equiparados aos preços do mercado mundial de ureia e metanol, pois são produtos que acabam refletindo nos preços das mais importantes cadeias produtivas (alimentos e combustíveis) (CNI, 2010).

Diante desses entraves apresentados, primeiramente se faz necessária a modificação da metodologia de precificação no Brasil, desvinculando os preços do gás natural produzido domesticamente dos preços do petróleo, visto que se esse gás não se destinará à exportação, não justifica o uso de uma metodologia de precificação ligado ao mercado internacional (ABRACE, 2013).

Além disso, devido ao fato do mercado de gás brasileiro ser pouco desenvolvido e com características de monopólio, não tendo como se aplicar a metodologia Competição Gás-gás que seria o ideal para um mercado onde já exista a concorrência de mercado, se faz necessária a utilização de uma metodologia que tenha intervenção do governo e mecanismos de controle de preços (FILGUEIRAS, 2009).

Essa metodologia deverá ser a metodologia Regulação do Custo de Serviço (ABRACE, 2014), ficando a ANP responsável por moderar e aprovar os preços, que cubram os custos médios do serviço, os investimentos realizados e forneçam uma taxa de retorno aceitável. Conforme já dito, tanto os custos da molécula quanto de transporte do gás deverão ser aprovados pela ANP, além da responsabilidade de realizar a conciliação de margens e tarifas de distribuição de gás entre órgãos reguladores estaduais. Essas tarifas deverão possibilitar a penetração do gás natural em todos os segmentos de mercado (ABRACE, 2014).

A metodologia *Netback Value* não seria a mais indicada nesse momento para a precificação do gás em todos os segmentos de mercado, devido ao fato do risco dos preços serem assumidos pelos produtores (CNI, 2010), podendo gerar receio e dificultando a atração de investimentos e de maior número de players no segmento *upstream*.

Seria interessante utilizar o método *Netback* para a formação de uma política de preços de gás específico para uso como matéria-prima (IGU, 2012), conforme previsto pela Lei do Gás (Lei 11.909/2009), visto que o gás natural matéria-prima necessita competir com os preços do mercado mundial de ureia e metanol, principalmente o americano (CNI, 2010; MAGALHÃES; DUTRA, 2011; ABRACE, 2014).

Conforme Bain & Company e Gas Energy (2014) e Abiquim (2012), o Brasil precisa criar uma política pública de gás natural para a produção de matéria-prima petroquímica, gerando condicionantes que protejam as indústrias nacionais. Isto inclui a utilização do método *Netback* de precificação do gás, que, de acordo com IGU (2012), é o método geralmente utilizado para a precificação do gás matéria-prima em outros países, dando condições de competição com os preços dos concorrentes.

Assim, conforme corroborado pela CNI (2010), se poderá promover o desenvolvimento de toda a cadeia do metano como uso químico e possibilitar a substituição da importação desses químicos, e conseqüentemente, gerando uma indústria mais sólida e competitiva no Brasil. Além disso, de acordo com Abrace (2014), outros setores que usam o gás como matéria-prima, como o de fertilizantes, poderão se beneficiar de preços mais baixos do GN, se tornando mais competitivos no mercado internacional.

Outra condicionante importante, para promover a desoneração dos preços do gás natural, é a diminuição da carga tributária sobre o gás natural nacional e importado, inclusive GNL, com relação ao PIS/Cofins e nivelar as alíquotas interestaduais de ICMS às dos energéticos concorrentes. Esta ação é imprescindível, pois essa alta carga tributária equivale a 27% do preço do gás sem tributos, inclusive excedendo, em muitos casos, as margens de distribuição (ABRACE, 2014).

3 VANTAGEM AMBIENTAL COMPETITIVA

O desenvolvimento sustentável é um novo conceito de desenvolvimento econômico, pois engloba não só a redução da desigualdade de renda como também a igualdade de bem-estar e oportunidades para as gerações, necessitando de critérios que norteiem o uso racional dos recursos naturais, conforme exposto por Diniz e Bermann (2012).

Conceito surgido na década de 80, o desenvolvimento sustentável foi a ideia central da Rio+20, Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, que ocorreu em junho de 2012 no Rio de Janeiro. Este evento teve como objetivo a renovação do compromisso político com o desenvolvimento sustentável e abordou temas como a estrutura institucional e a economia verde nesse contexto.

A Rio+20 englobou as dimensões econômica, social e ambiental do desenvolvimento com sustentabilidade. Estas são as três dimensões que o tipo benéfico de desenvolvimento tem como preocupação simultânea, pois tem como propósito uma conciliação do desenvolvimento com o crescimento econômico, conforme exposto por Vecchiatti (2004).

Segundo Diniz e Bermann (2012, p. 324):

A noção de economia verde é mais recente que o conceito de desenvolvimento sustentável. Pode-se definir economia verde como aquela que “resulta em melhoria do bem-estar humano e equidade social, ao mesmo tempo em que reduz significativamente os riscos ambientais e a escassez ecológica” (United Nations (2011, p.16). Uma economia verde possui baixas emissões de carbono, eficiência no uso de recursos e inclusão social. [...]

Com relação à economia verde, não há consenso dos economistas no que se refere à existência de dilema entre sustentabilidade e crescimento econômico, conforme exposto por Diniz e Bermann (2012).

Isto também pode ser verificado na seguinte explanação de Vecchiatti (2004, p. 90):

[...] Na prática, a equação que relaciona crescimento e desenvolvimento ainda não está com suas variáveis equilibradas; ela ainda desafia os economistas questionando se o desenvolvimento socialmente justo e ambientalmente sustentável estaria realmente na contramão do crescimento econômico.

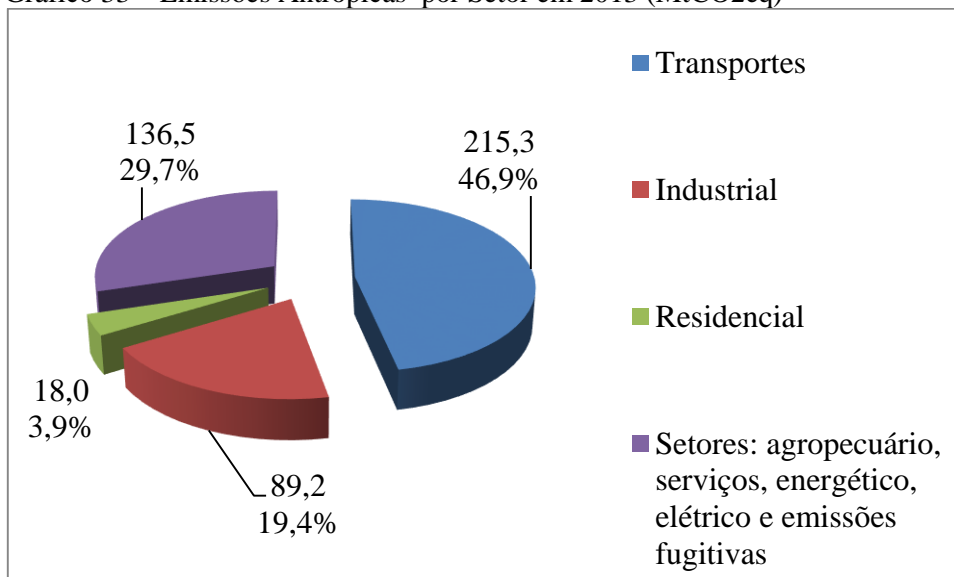
Vecchiatti (2004) ressaltou a importância das políticas públicas no processo de conciliação entre crescimento econômico e o desenvolvimento sustentável.

No que diz respeito à dimensão ambiental, segundo o Centro de Voluntariado de São Paulo (2015), uma das principais preocupações mundiais é a “Qualidade de Vida e Respeito ao

Meio Ambiente”, que é o 7º Objetivo do Milênio da ONU. Este objetivo engloba o compromisso com a redução na emissão de gases de efeito estufa (GEE), já que estes são responsáveis pelo aquecimento global do clima e, além disso, segundo Vieira e outros (2005), causam doenças na população e degradação biológica em corpos d’água devido à poluição.

Segundo o Balanço Energético Nacional (2014), o total de emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira atingiu 459,0 MtCO₂-eq no ano de 2013, sendo 47% desse total gerado no setor de transportes, conforme demonstrado no Gráfico 33. Observa-se que o setor industrial e o de transportes foram responsáveis por 65,9% do consumo de energia no Brasil em 2013.

Gráfico 33 – Emissões Antrópicas por Setor em 2013 (MtCO₂eq)



Fonte: Adaptado da EPE (2014a).

Nesse contexto, o gás natural se apresenta como uma boa alternativa energética para minimizar impactos ambientais, visto que é o combustível fóssil mais limpo e menos intensivo em carbono. No processo de combustão, o gás natural produz menos gases de efeito estufa como o CO₂ e NO_x e praticamente não gera SO₂ e particulados (VIEIRA et al, 2005).

Em estudo apresentado por aqueles autores, a partir da quantidade de gás natural comercializado para uso como combustível na Bahia, estimou-se a quantidade do combustível fóssil consumido anteriormente ao gás natural, determinando a demanda energética de cada processo. Assim, realizou-se um comparativo entre as emissões de CO₂, SO₂, NO_x e dos particulados gerados no processo de combustão através do uso real do gás natural durante dez anos e as emissões que teriam sido geradas nesse período, caso fossem utilizados os combustíveis fósseis anteriores, como o óleo combustível, diesel, GLP, gasolina e coque.

A análise das emissões dos poluentes foi realizada por setor de atividade de atuação do consumidor, dividindo-se nos seguintes grupos: químico/petroquímico, siderúrgico, energético, alimentos e bebidas, metalúrgico, papel e celulose e transporte.

Segundo Vieira e outros (2005), a conclusão do estudo foi que, no período de 1994 a 2003, devido à substituição dos demais combustíveis fósseis pelo gás natural, cerca de 6.124.709t de CO₂ deixaram de ser emitidas para o ambiente, o que representou aproximadamente 600.000t por ano, em média. Além disso, nesse mesmo período, ainda foram evitadas 88.600t de SO₂, 18.671t de NO_x e 18.466t de material particulados. A Tabela 6 ilustra os resultados encontrados.

Tabela 6 - Emissões de CO₂, SO₂, NO_x e Particulados de 1994 a 2003 (toneladas)

Emissões	SO₂	NO_x	Particulados	CO₂
Outros Combustíveis (1)	89.532	47.965	18.999	19.695.164
Gás Natural (2)	932	29.294	533	13.570.455
Diferença (1) - (2)	88.600	18.671	18.466	6.124.709

Fonte: Vieira e outros (2005).

Outro exemplo é aquele apresentado pelo estudo sobre gás natural do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, que demonstra que o volume de CO₂ emitido na atmosfera para a geração elétrica de energia, a partir do uso do gás natural, pode ser entre 20% e 23% inferior àquele produzido pela geração elétrica a partir do óleo combustível. Além disso, esta emissão a partir do uso do GN pode ser entre 40% e 50% inferior à geração a partir de combustíveis sólidos, como o carvão (ANEEL, 2008).

Os exemplos anteriormente citados permitem verificar que o gás natural realmente é um combustível fóssil mais limpo, ou seja, sua utilização na matriz energética em substituição aos demais combustíveis fósseis traz grandes benefícios ao meio ambiente.

4 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

O crescente aumento da demanda pelo gás natural, além das tecnologias que tornam o seu uso mais barato e eficiente, justifica a necessidade de um estudo que tenha como premissa avaliar a sua oferta e demanda para o próximo decênio, e responder, dentre outras, as seguintes questões: há condições de aumento significativo da participação do gás natural na matriz energética brasileira? Quais os setores que podem apresentar maior demanda por este energético? Como as questões regulatórias e a política de precificação influenciam o mercado brasileiro de gás natural? Quais as condicionantes e os entraves para sua expansão?

É importante a realização de um trabalho que possibilite o levantamento de dados, a análise e planejamento de ações que permitam desenvolver esse mercado, se verificando setores de maior carência de investimento e de atuação, a fim de ampliar a oferta de gás natural e corrigir os problemas que impedem seu crescimento.

Deste modo, o objetivo principal deste trabalho é avaliar o potencial do mercado brasileiro de gás natural e analisar a tendência de oferta e demanda, considerando a influência das questões regulatórias, a política de preços de seu mercado, os incentivos legais e demais condicionantes para sua expansão.

Assim, este estudo propõe os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o mercado internacional de gás natural para compará-lo ao mercado nacional;
- Verificar o potencial de oferta e de demanda do gás natural no mercado brasileiro para o próximo decênio;
- Analisar os impactos favoráveis e os principais entraves da regulamentação da Lei Nacional do Gás;
- Identificar e analisar as principais condicionantes e os entraves para a expansão do mercado nacional do gás natural;
- Avaliar a política de preços do mercado nacional de gás natural.

5 METODOLOGIA

Para realização deste estudo, foi feito um levantamento de bancos de dados públicos e privados, nacionais e internacionais, de documentos públicos oficiais e de legislações específicas.

Foram levantados, filtrados e analisados os dados da seguinte forma:

- Consumo mundial de energia primária nas diferentes regiões geográficas e em cada país, no período de 1965 até 2013;
- Consumo mundial dos diferentes energéticos: petróleo, gás natural, carvão, energia nuclear, energia hidráulica e energias renováveis nas diferentes regiões geográficas e em cada país, no período de 1965 até 2013;
- Quantidade de emissão de CO₂ decorrente do uso de energia, para cada região geográfica e cada país, durante o período de 1965 a 2013;
- Produção mundial de petróleo, gás natural e carvão nas diferentes regiões geográficas e em cada país, nos períodos de 1965 até 2013, 1970 a 2013 e 1981 a 2013, respectivamente;
- Histórico de preços do petróleo, gás natural e carvão para o período de 1987 a 2013 no mercado internacional, por serem os principais energéticos mundialmente consumidos;
- Geração de energia elétrica nas diferentes regiões geográficas e em cada país, no período de 1985 até 2013;
- Histórico das reservas provadas de gás natural de 1980 a 2013, para cada região geográfica e cada país;
- Importações e exportações mundiais de gás natural via gasodutos e GNL em 2012 e 2013;
- Ações estratégicas e tecnologias utilizadas para desenvolvimento do mercado de gás natural, implantadas nos países que possuem mercado já maduro ou em franca expansão;
- Balanço energético brasileiro de 2014 (ano base 2013);
- Histórico de oferta e demanda do gás natural de 1970 a 2013;
- Preços do gás natural no Brasil no período de 2009 a 2015;
- Metodologias de precificação do gás natural no mundo e no Brasil;

- Extensões das redes de gasodutos no Brasil e em países selecionados no ano de 2013;
- Projeções das ofertas e demandas de petróleo, gás natural, carvão, energia hidráulica, energia nuclear e renováveis, no mundo, até o ano de 2035;
- Projeções da oferta e demanda de gás natural no Brasil até o ano de 2022;
- Plantas de liquefação de GN no mundo (existentes, projetos e em construção);
- Projetos integrados de regaseificação de GNL no Brasil;
- Legislações brasileiras: Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) e Lei do Gás (Lei 11.909/2009).

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Através de estudos de balanços energéticos e planejamentos internacionais, a partir da análise dos parâmetros determinados, foi verificado que o petróleo vem perdendo participação no mercado, apesar de continuar a ser o combustível líder no mundo. Enquanto isso, o gás natural vem substituindo-o em parte desse mercado, principalmente na geração de energia elétrica, como ocorreu no Oriente Médio, região onde o consumo de gás ultrapassou o de petróleo, se tornando o combustível dominante e a projeção até 2035 é que continue líder.

Em 2013, houve uma queda no consumo europeu de gás decorrente da perda de espaço para o carvão na geração de energia elétrica, devido à queda dos preços do carvão no mercado internacional, o que ampliou sua vantagem competitiva com relação aos preços do GNL comprado no mercado *Spot*. Isto demonstra a importância do gás natural possuir preços mais competitivos no mercado internacional, principalmente, diante de uma economia global estagnada.

Seguindo com as análises das produções e consumos mundiais de gás natural, foi visto que EUA e Rússia são dominantes em ambos. A diferença entre eles é que enquanto a Rússia se destaca na produção de gás convencional e associado, os EUA se destacam na produção de gás não convencional em grande escala, o que possibilitou ultrapassarem a Rússia na produção de gás natural.

Outra diferença é que a Rússia exporta quase um terço do gás que produz, devido ao fato de sua demanda interna ser bem menor que sua produção, enquanto os EUA aplicam políticas de proteção ao seu mercado interno, proibindo a exportação do gás que produzem, objetivando suprir sua demanda interna com preços mais acessíveis, reduzindo suas importações de gás.

Pelos estudos realizados, foi observado que a parceria entre o governo americano e empresas privadas, para o desenvolvimento da tecnologia para extração do gás natural dos reservatórios não convencionais, e a implantação de políticas específicas para o gás natural, inclusive de proteção ao seu mercado interno, foram de fundamental importância para proporcionar a revolução do *shale gas* nos EUA.

Essas ações fizeram com que o o gás natural se tornasse a fonte energética dominante nos EUA, fazendo o país se tornar o maior produtor mundial de gás natural, reduzindo suas importações líquidas e possuindo preços que são metade dos praticados pelo mercado

internacional. Além disso, promoveram um desenvolvimento da indústria petroquímica, acarretando numa aceleração do crescimento econômico.

Além dos países da região da América do Norte que já se encontram mais avançados, países emergentes já estão investindo no gás não convencional e devem ter representatividade a partir de 2020, visto serem necessários anos de estudo e aprendizado tecnológico para que possam identificar as técnicas de fraturamento e os *sweets spots* para a produção em larga escala.

A China vem se destacando na expansão do seu mercado, pois no intuito de reduzir a emissão de gases de efeito estufa, criou programas para ampliação da diversificação da sua matriz energética, triplicando a participação do gás. Além disso, e de ter firmado contratos de compra de gás por gasodutos e GNL, tem investido em adquirir conhecimento nas atividades de exploração e produção do gás não convencional.

A Argentina é o país mais avançado na exploração de reservatórios não convencionais de gás natural na América Latina, e vem promovendo e incentivando a produção de gás não convencional, oferecendo melhores preços para as empresas que têm interesse em desenvolver a produção do gás não convencional, visto que os preços do gás argentino são regulados.

Através das análises realizadas, foi possível observar as seguintes projeções mundiais para o gás natural:

- Representará 26,1% do consumo mundial de energia em 2035;
- 80% do incremento da demanda mundial ocorrerá nos segmentos industrial e de geração de energia;
- A América do Norte será a maior região produtora em 2025;
- EUA será exportador líquido a partir de 2016 e será responsável por 25% da oferta mundial em 2035;
- Será o combustível líder nos EUA a partir de 2028 e na América do Norte a partir de 2035, e continuará sendo no Oriente Médio, porém aumentando sua participação até 2035;
- Sua participação no consumo europeu se igualará à do petróleo em 2035;
- Ásia Pacífico será a maior região consumidora em 2035, principalmente devido à demanda chinesa, apesar da diminuição do consumo de GNL pelo Japão;

- Haverá uma diversificação da oferta de GNL, causando uma sobreoferta a partir de 2019 e uma conseqüente redução dos preços no mercado *Spot*;
- O gás não convencional representará 27% da oferta mundial de gás natural em 2035;
- China será um dos grandes players na produção de gás não convencional.

Após essas análises, foi possível realizar uma comparação do mercado energético nacional com o internacional e visto que, enquanto o consumo mundial de gás natural representa 23,7% do consumo de energia primária, e o consumo americano 30%, no Brasil esta participação é de apenas 13,3%. Com relação ao consumo final de energia no Brasil, essa fatia é bem menor, representando apenas 7,1%.

Nos estudos realizados, foi visto que o Brasil foi o oitavo maior consumidor mundial de energia e sua participação vem aumentando por quatro anos consecutivos e continuará a atingir novos máximos. A diferença com relação ao consumo mundial é que, no Brasil, as energias renováveis têm maior participação no consumo energético, principalmente devido à grande participação de produtos da cana, da energia hidráulica e da lenha. Contudo, existe um grande espaço para crescimento do uso do gás natural.

Conforme verificado, a energia hidráulica vem reduzindo sua participação na matriz energética brasileira devido às condições hidrológicas desfavoráveis resultantes de períodos de seca. Decorrente desse fato, a geração de energia elétrica, a partir do uso do gás natural, quase triplicou em dois anos. Porém a utilização do gás pelas térmicas ainda é muito variável, pois depende de condições climáticas que influenciam na geração hidrelétrica.

Dando continuidade ao estudo do consumo energético, foi realizada uma análise para se identificar quais segmentos do mercado nacional consomem mais energia e qual é a participação do gás natural nesse consumo. Essa análise já é referente ao consumo final de energia e, a produção industrial e o setor de transportes responderam juntos por sua maior parte. Como estudos internacionais indicam que o grande aumento da demanda mundial de GN ocorrerá nos segmentos industrial e de geração de energia, foram analisadas ações para o desenvolvimento do mercado de gás natural como um todo e ações específicas para esses segmentos.

Foi visto que o consumo de gás natural do setor industrial continua se mantendo praticamente estagnado e o segmento de uso como matéria-prima apresentou decréscimo de consumo, pois

para que se consiga atrair investimentos para a indústria de gás natural no Brasil, existem alguns entraves regulatórios, fiscais e de mercado que precisam ser superados, conforme descritos abaixo:

- Aumento da competitividade no upstream (produção predominantemente de gás associado e em ambiente *offshore*, pouca importância à produção em terra);
- Desenvolvimento da infraestrutura de transportes (malha de gasodutos pouco desenvolvida e pouco densa; verticalização da cadeia produtiva);
- Regulação ineficiente (política de preços decidida pela Petrobras, pois permanece no domínio de sua produção e importação; distribuição do gás sob o controle estadual; controle do acesso à infraestrutura de gasodutos de escoamento, transferência e transporte pela Petrobras);
- Política de precificação inadequada (segue a metodologia OPE, na qual o preço da molécula é atrelado ao preço de uma cesta de três óleos internacionais mais o preço do transporte).

Com relação à oferta de gás natural no Brasil, boa parte é coberta por importações de gás boliviano e GNL, que suprem a demanda termelétrica. Para desenvolver o mercado nacional de gás, é necessário ampliar a oferta doméstica de gás natural, porém várias são as incertezas a esse respeito.

Com relação ao Pré-sal, foi visto que existem grandes variáveis que influenciam na produção de gás natural. Fatores que tornam o escoamento do gás para a costa muito desfavorável, incentivando o aumento da reinjeção. Além disso, as três rotas de escoamento do gás do Pré-sal juntas não terão capacidade de escoar uma quantidade de gás que seja suficiente para suprir o incremento da demanda de gás.

Já os estudos realizados sobre a produção de gás natural em terra mostraram que os investimentos para o ambiente *onshore* são muito pequenos e estão decrescendo. E no caso específico do gás não convencional, existe pouco interesse para sua exploração e produção no Brasil, pois o foco está nos recursos convencionais e em especial no Pré-sal.

Ainda analisando as possibilidades de ampliação da oferta de gás no Brasil, foi visto que o contrato referente ao GASBOL vence em 2019 e existem incertezas quanto à sua renovação, devido às reservas provadas de gás natural bolivianas serem insuficientes.

Com relação ao GNL, existem diversos projetos integrados a serem implantados na costa litorânea brasileira. A curto e médio prazos serão necessárias mais importações, sendo

firmados contratos firmes e de longo prazo e caso a produção nacional de gás natural cresça muito, os contratos poderão ser revendidos no mercado secundário.

Diante das situações apresentadas, para tornar a ampliação da oferta doméstica de gás possível, é importante se estimular investimentos, viabilizando a entrada de novos agentes no setor para a criação da competição no *upstream*. Nesse aspecto, a produção *onshore* se apresenta como melhor opção de desenvolvimento do *upstream*, por necessitar de menores investimentos.

Porém, para o desenvolvimento do *upstream*, se faz necessário implantar as ações propostas para poder promover maior conhecimento geológico e geofísico das bacias, reduzir o custo do investimento para operadoras independentes e ampliar as oportunidades de produção em terra e a entrada de maior número de agentes.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo avaliar o potencial do mercado brasileiro de gás natural, analisando a tendência de oferta e demanda e considerando a influência das questões regulatórias, da política de preços de seu mercado, dos incentivos legais e de demais condicionantes para sua expansão. Para a consecução deste objetivo, foi feita uma análise energética mundial e uma análise comparativa do mercado nacional de gás natural com mercados de GN mais desenvolvidos.

No cenário mundial, observou-se que o gás natural vem substituindo combustíveis mais poluentes como o óleo combustível e o carvão, devido aos grandes problemas ambientais que causam e às políticas de incentivo ao uso do gás em alguns países, porém foi visto que preços mais acessíveis são de fundamental importância para manter sua competitividade no mercado.

Com relação ao estudo do mercado nacional de gás, foram identificados entraves regulatórios, fiscais e de mercado, que precisam ser solucionados para permitirem o desenvolvimento de um mercado competitivo e a ampliação da oferta de gás. As experiências internacionais bem sucedidas serviram de modelo para a proposição de ações a serem implantadas, visando possibilitar o desenvolvimento do mercado brasileiro, conforme descritas abaixo:

- Desenvolver a exploração e produção *onshore*, aumentando o número de agentes (políticas de incentivo);
- Criação de políticas de incentivo ao uso do gás natural;
- Reformulação do PEMAT (possibilidade de surgimento de novas propostas de gasodutos; Governo Federal e os estados poderem realizar a compra antecipada de capacidade de transporte dos gasodutos);
- Reformulação da Lei do Gás (permitir livre acesso à infraestrutura; criação de operador independente do Sistema nacional de Gás ou passar a ter um operador neutro; controle e fiscalização da taxa de uso da rede de transporte; coordenação da ANP junto aos órgãos reguladores estaduais para conciliação de margens e tarifas de distribuição);
- Utilizar o método RCS (custo dos serviços) para precificação do gás combustível;
- Criação de Política Pública para produção de matéria-prima petroquímica, incluindo a utilização do método *Net Back* de precificação do GN para uso como matéria-prima;

- Iniciar o processo de aprendizagem tecnológica de exploração e produção do gás não convencional o mais breve, caso o Brasil deseje se inserir no contexto mundial, pois tem grande potencial;
- Realizar parcerias entre o governo e médias empresas independentes de E&P, para promover o desenvolvimento das técnicas de E&P em larga escala do gás não convencional;
- Diminuir a carga tributária (PIS/Cofins) sobre o gás natural nacional e importado, inclusive GNL;
- Nivelar alíquotas interestaduais de ICMS às dos energéticos concorrentes;
- Diminuir royalties.

Espera-se que as propostas de soluções apresentadas permitam a transparência das informações, a atração de investimentos, o aumento do número de *players* no *upstream*, a diversificação da oferta de gás, a promoção da concorrência de mercado, a penetração do gás natural nos diversos segmentos e o desenvolvimento da indústria petroquímica no Brasil. Dessa forma, poderá haver uma mudança significativa da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **O Mercado de GNL do Futuro: risco ou oportunidade para o Brasil?**. 2015. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=50881>>. Acesso em: 21 set. 2015.

ABEGÁS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Perspectivas de Crescimento no Mercado de Distribuição de Gás Natural: Painel: Desafios para o Fomento do Setor de Gás Natural. In: SEMINÁRIO SOBRE GÁS NATURAL, 15., 2014, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2014.

ABIQUIM - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA. Gás como matéria-prima: Painel IV: Demanda Industrial de Gás. In: SEMINÁRIO GÁS NÃO CONVENCIONAL BNDES, 2012. **Anais...** 2012.

ABRACE. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. **Preço do Gás Natural Nacional: previsão agosto a outubro de 2015**. 2015. Disponível em: <http://abrace.org.br/public/uploads/libraries/library_16310610072015.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2015.

ABRACE. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. **Visões do Gás Natural: uma contribuição para o futuro do Brasil**. 2014. Disponível em: <<http://visoesdogas.com.br/>>. Acesso em: 15 jul. 2015.

ABRACE. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. **Precificação do Gás Natural**. Projeto +Gás Brasil. 2013. Disponível em: <<http://www.maisgasbrasil.com.br/>>. Acesso em: 7 ago. 2015.

ALMEIDA, Edmar Fagundes de. Cenários Prospectivos do Mercado Mundial e Brasileiro de Gás Natural. In: SEMINÁRIO CENÁRIOS E PERSPECTIVAS PARA O MERCADO DE GÁS NATURAL NA BAHIA, 2015, Salvador. **Anais...** Salvador: Bahiagás, 2015.

ALMEIDA, Edmar Fagundes de. **Agenda do Gás Não Convencional**. Agenda de Reformas para Promoção da Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Brasil. Rio de Janeiro: CNI, 2014. 25 slides, color.

ALMEIDA, Edmar Fagundes de; FERRARO, Marcelo Colomer. **Indústria do Gás Natural: fundamentos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2008.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2014 – ano base 2013**. Rio de Janeiro: ANP, 2008. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=7319>>. Acesso em: 30 ago. 2015.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural (Dezembro 2013)**. 2014. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=69701>. Acesso em: 27 jul. 2015.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro: ANP, 2010. 23 slides, color.

BAIN & COMPANY; GAS ENERGY. **Estudo do potencial de diversificação da indústria química brasileira**: relatório 6 – matéria-prima petroquímica. Rio de Janeiro, 2014.

BLOG INFOPETRO. **Mercado de gás natural na China e os desafios na regulação do transporte**: alguns elementos para reflexão. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/04/27/mercado-de-gas-natural-na-china-e-os-desafios-na-regulacao-do-transporte-alguns-elementos-para-reflexao/>>. Acesso em: 22 jul. 2015.

BNDES. BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 24, p.35-68, set. 2006.

BP. BRITISH PETROLEUM. **BP Energy Outlook 2035**. 2015. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>>. Acesso em: 4 jul. 2015.

BP. BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy 2014**. 2014. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>>. Acesso em: 4 jul. 2015.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**, 24. ed. São Paulo: Atlas, 1988.

BRASIL. Lei nº 11.909 de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 5 mar. 2009.

_____. Lei n. 9.478 de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

_____. Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011. Regulamentação da Comercialização de Gás Natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 set. 2011.

CABRAL, Renata Fonseca. **Estimativa Econométrica das Elasticidades Renda e Preço da Demanda por Gás Natural para o Setor Industrial Brasileiro**. 119p. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências)- USP, São Paulo, 2013.

CENTRO DE VOLUNTARIADO DE SÃO PAULO. **O Voluntariado e os Objetivos de Desenvolvimento da ONU**. Disponível em: <<http://www.objetivosdomilenio.org.br/>>. Acesso em: 8 maio 2015.

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás Natural em Terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor.** Brasília: CNI, 2015. 21 slides, color.

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva.** Brasília: CNI, 2014. 71 p. (Propostas da Indústria Eleições 2014; v. 16).

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **A Indústria e o Brasil – Gás Natural: uma proposta de política para o Brasil.** Brasília: CNI, 2010. 89 p.

D'APOTE, Sylvie. O Futuro do GNL no Brasil. In: GAS Summit Latin América 2015. 2015, Rio de Janeiro: IIR Informa, 2015.

DINIZ, Eliezer M.; BERMAN, Celio. Economia Verde e Sustentabilidade. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 26, n. 74, p.323-329, 2012.

EIA. Energy Information Administration (Estados Unidos). **Recoverable Shale Gas Reserves.** Disponível em:

<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6>>. Acesso em: 19 ago. 2015.

EDUCOM. **Moratória para exploração de gás de xisto no país.** 2013. Disponível em: <<http://brasileducom.blogspot.com.br/2013/11/moratoria-para-exploracao-de-gas-de.html>>. Acesso em: 5 jun. 2015.

EPE. EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. **Balanco Energético Nacional 2014 – ano base 2013.** Rio de Janeiro: EPE, 2014a. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2015.

EPE. EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário PEMAT 2022.** Rio de Janeiro: EPE, 2014b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relatorio_Final_PEMAT_2022.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2015.

EPE. EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. **Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2023.** Rio de Janeiro: EPE, 2014c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatorio_Final_do_PDE_2023.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2015.

FILGUEIRAS, Mariana Gonçalves Tannus. **A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero.** 2009. Dissertação (Mestrado)-UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.

FIOREZE, M. et al. Gás natural: potencialidades de utilização no Brasil. **Reget**, v. 10, n. 10, p.2251-2265, 7 abr. 2013. DOI: 10.5902/223611707896.

GOMES, Maurício Jaroski. **Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas.** 2011. Monografia (Graduação)-Curso de Engenharia Química, UFRGS, Porto Alegre, 2011.

GREENBIZ. **Beijing aims to ditch coal use by 2020**. 2014. Disponível em: <<http://www.greenbiz.com/blog/2014/08/06/beijing-ditch-coal-use-2020#>>. Acesso em: 28 ago. 2015.

IBP. INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Gás Natural Liquefeito**. In: CURSO MERCADO DE GÁS NATURAL PERSPECTIVAS BRASILEIRAS, 2015. Rio de Janeiro: IBP, 2015.

ICTSD. INTERNATIONAL CENTRE FOR TRADE AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT. **China investe na substituição do carvão pelo gás natural**. 2009. Disponível em: <<http://www.ictsd.org/bridges-news/pontes/news/china-investe-na-substitui%C3%A7%C3%A3o-do-carv%C3%A3o-pelo-g%C3%A1s-natural>>. Acesso em: 28 ago. 2015.

IGU. INTERNATIONAL GAS UNION. **IGU World LNG Report 2014 Edition**. 2014. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf>. Acesso em: 15 set. 2015.

IGU. INTERNATIONAL GAS UNION. **IGU Wholesale Gas Price Formation 2012 Edition**. 2012. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Wholesale%20Gas%20Price%20Formation%202012%20-%20A%20global%20review%20of%20drivers%20and%20regional%20trends.pdf>. Acesso em: 10 maio. 2015.

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli. **Os hidrocarbonetos não convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana**. 145 f. 2014. Dissertação (Mestrado) - UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2014.

MAGALHÃES, Davidson; DUTRA, Luis Eduardo Duque. **O preço do gás natural matéria-prima, a sobrevivência da química brasileira e os desafios**. Disponível em: <<http://www.gentemercado.com.br>>. Acesso em: 4 jul. 2011.

MANO, Gustavo; TIRYAKI, Gisele Ferreira. Contribuições da Lei do Gás para a solução de conflitos regulatórios entre a União e os Estados. **Revista Econômica do Nordeste - REN**, Fortaleza, v. 42, n. 3, p.531-549, jul./set. 2011.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Gás do Pré-sal. In: GAS Summit Latin América 2015, 2015, Rio de Janeiro: IIR Informa, 2015.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_5.pdf. Acesso em: 5 jun. 2015.

MONTERA, Fernando Luiz Ruschel. **Formação do preço e a competitividade do gás natural no Brasil**. 52 f. 2014. TCC (Graduação) - Curso de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

NEGREIROS, Anny Resende. **Considerações sobre a indústria do gás natural no Brasil**. 75 f. 2013. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia de Produção, UENF, Campos dos Goytacazes, 2013.

O GLOBO. **Petrobras anuncia a venda de 49% da Gaspetro à Mitsui**. 2015. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/petrobras-anuncia-venda-de-49-da-gaspetro-mitsui-17568413>>. Acesso em: 16 ago. 2015.

PERRONE, Otto Vicente. **A Indústria Petroquímica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2010. 170 p.

PRADE, Yanna Clara; ALMEIDA, Edmar Fagundes de. Potencial para o Gás Não Convencional na América Latina: Perspectivas e Desafios. In: ENCUESTRO LATINOAMERICANO DE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA, 5., 2015, Colômbia. **Anais...** 2015.

REVISTA EXAME. **China e Rússia assinam contrato de gás de US\$ 400 bilhões**. 2014. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/economia/noticias/china-e-russia-assinam-contrato-de-gas-de-us-400-bilhoes>>. Acesso em: 28 ago. 2015.

REVISTA VEJA. **China e Rússia assinam contrato de gás avaliado em US\$ 400 bilhões**. 2014. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/china-e-russia-assinam-contrato-de-gas-avaliado-em-us-400-bilhoes-2/>>. Acesso em: 28 ago. 2015.

RIO+20 CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. Disponível em: <http://www.rio20.gov.br/sobre_a_rio_mais_20.html>. Acesso em: 15 maio 2015.

ROCHA, Daniel de Queiroz; CALFA, Luiz Felipe Ferreira. **Análise da Estrutura de Formação de Preços no Mercado de Gás Natural**. 49 p. 2003. Monografia (Graduação Curso de Engenharia de Produção)- UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

SANTOS, E. M. dos et al. Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Estudos Avançados**, [s.l.], v. 21, n. 59, p.67-90, 2007. Fap UNIFESP (SciELO). DOI: 10.1590/s0103-40142007000100007.

SARNEY FILHO. **Sarney Filho pede moratória para a exploração do gás do xisto**. 2013. Disponível em: <<http://www.sarneyfilho.com.br/site/index.php/noticias/item/46352-sarney-filho-pede-moratoria-para-a-exploracao-do-gas-do-xisto>>. Acesso em: 20 set. 2015.

SILVA, Anderson Santos. **Mudanças Institucionais e Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural na Bahia**. 135 f. 2011. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal da Bahia - UFBA, Salvador, 2011.

SILVA, Sílvio Ceroni da. **Alternativas para a previsão de demandas de gás natural: um estudo orientado ao estado do rio grande do sul**. 197 f. 2003. Tese (Doutorado) - UFRGS, Porto Alegre, 2003.

SIMÃO, Stella Fernandes. **Oportunidades para a Petroquímica Brasileira face ao Fenômeno do Shale Gas**. 142 f. 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências)- UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

SOARES, Marcelo Fabio Gomes. **Regulação, Dinâmica, Riscos e Oportunidades das Operações de Exploração e Produção de Campos Maduros com Acumulação Marginais: o caso Bahia**. 122p. 2010. Dissertação (Mestrado em Administração Profissional)- UFBA, Salvador, 2010.

SOBREIRA, Leonardo Tadeu Van Tol; ALMEIDA, Edmar Luiz Fagundes de. A mudança no marco regulatório do gás natural brasileiro: uma análise de veto players. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS - PDPETRO, 5., 2009, Fortaleza. **Anais...** 2009.

TAVARES, André Luís de Lima. **O Gás Natural na Matriz Energética Brasileira e a Contribuição do Pré-sal no Fortalecimento deste Importante Combustível**. 2014. 100 f. TCC (Graduação)- Curso de Ciências Econômicas, UFSC, Florianópolis, 2014.

TAVARES, Marco. Os Desafios do Mercado Brasileiro de Gás Natural. **Interesse Nacional**, São Paulo, v. 6, n. 22, p.21-31, set. 2013.

VECCHIATTI, Karin. Três fases rumo ao desenvolvimento sustentável: do reducionismo à valorização da cultura. **São Paulo em Perspectiva**, São Paulo, v. 18, n. 3, p.90-95, 2004.

VIEIRA, P. L. et al. **Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia**. Salvador: Solisluna Design e Editora, 2005. 132 p. (BahiaGás Documenta).