



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

A INTERDEPENDÊNCIA ENTRE REGULAÇÃO E LEGISLAÇÃO DO GÁS NATURAL E O DESENVOLVIMENTO DO SETOR NO BRASIL

Ana Beatriz Azevedo Loureiro

Camila Farias Henriques

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador (a): Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro

Abril de 2016

A INTERDEPENDÊNCIA ENTRE REGULAÇÃO E LEGISLAÇÃO DO GÁS NATURAL E O DESENVOLVIMENTO DO SETOR NO BRASIL

Ana Beatriz Azevedo Loureiro

Camila Farias Henriques

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Eng. Thiago Carvalho Saraiva, Bach.

Rio de Janeiro

Abril de 2016

Loureiro, Ana Beatriz Azevedo

Henriques, Camila Farias

A Interdependência entre Regulação e Legislação do Gás Natural e o Desenvolvimento do Setor no Brasil / Ana Beatriz Azevedo Loureiro, Camila Farias Henriques – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

XX, 101 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 93-101.

1. Gás Natural. 2. Regulação e Legislação do GN.
3. Brasil. I. Bone, Rosemarie Bröker. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. A Interdependência entre Regulação e Legislação do Gás Natural e o Desenvolvimento do Setor no Brasil

Dedicamos este trabalho às nossas famílias e a todos os nossos amigos presentes nessa longa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos, em primeiro lugar, aos nossos pais pelo amor, carinho, compreensão e por todo o trabalho e esforço despendidos para que nós pudéssemos ingressar na Universidade Federal do Rio de Janeiro e concluir, posteriormente, a graduação em Engenharia de Petróleo.

Agradecemos aos nossos irmãos pelo companheirismo e por serem, acima de tudo, nossos grandes amigos.

Agradecemos aos amigos da Engenharia de Petróleo, aos amigos de colégio, e também aos amigos do intercâmbio, pelos momentos de estudo, descontração e aprendizado durante os anos de graduação.

Aos nossos professores pelo conhecimento compartilhado e à nossa orientadora, Rosemarie Broker Bone, que nos acompanhou durante esses últimos meses, provendo, com paciência e disponibilidade, todo auxílio necessário à conclusão deste trabalho.

Resumo do projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

A INTERDEPENDÊNCIA ENTRE REGULAÇÃO E LEGISLAÇÃO DO GÁS NATURAL E O DESENVOLVIMENTO DO SETOR NO BRASIL

Ana Beatriz Azevedo Loureiro

Camila Farias Henriques

Abril de 2016

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

A crescente participação do Gás Natural (GN) na matriz energética mundial e brasileira propicia mudanças na dinâmica do setor. Assim, este trabalho visa analisar os reflexos da legislação e regulação do GN no avanço da infraestrutura e na dinâmica entre a oferta e demanda do setor no Brasil. Primeiramente, fez-se um estudo histórico das legislações brasileiras pertinentes, expondo os tópicos mais relevantes para a Indústria de Gás Natural (IGN). Este estudo abrange desde o processo de intervenção estatal, sua evolução até a configuração atual de livre acesso.

Desde o ano de 1938 até 2010, a interferência do Estado na estrutura da indústria petrolífera, gasífera e de seus derivados gerou significativas consequências na estrutura de gasodutos de transporte e distribuição no Brasil.

Desenvolve-se, portanto, uma análise da malha brasileira de gasodutos, tecendo-se críticas acerca da interligação entre o desenvolvimento da infraestrutura do setor com o surgimento e aprimoramento das leis. A interdependência dos investimentos em relação a maturidade regulatória torna-se evidente durante toda a análise.

Por último, a análise até então realizada é acrescida da avaliação da dinâmica entre oferta e demanda do GN no país. Verifica-se uma forte influência da regulação no

processo de abertura do mercado de E&P, transporte e distribuição do GN no território nacional.

Mudanças como a redução do monopólio vertical e consequente abertura do setor, com a introdução de conceitos como o de consumidor livre, estão lentamente contribuindo para a geração de maior atratividade e de novos investimentos sob a forma de infraestrutura de transporte. Esta infraestrutura, no entanto, serviu muitas vezes para diversificar as fontes de gás natural na forma de importações via gasodutos e GNL em detrimento da infraestrutura em prol do desenvolvimento da indústria nacional.

Conclui-se que o desenvolvimento do setor ainda ocorre de maneira lenta em razão da criação e contribuição tardia da legislação e da herança deixada por tantos anos de monopólio do setor de GN. Apesar dos avanços, percebe-se o pouco amadurecimento, sobretudo no âmbito regulatório, para que o Brasil supere a carência de investimentos e caminhe para a autossuficiência energética.

Palavras Chaves: Gás Natural, Regulação e Legislação do GN, Brasil.

Abstract of final Graduation Project presented to Escola Politécnica/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

THE INTERDEPENDENCE BETWEEN REGULATION AND LEGISLATION OF NATURAL GAS AND THE SECTOR DEVELOPMENT IN BRAZIL

Ana Beatriz Azevedo Loureiro
Camila Farias Henriques

April, 2016

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Department: Petroleum Engineering

ABSTRACT

The growing participation of Natural Gas in Brazilian and global energy matrix provides changes in industry dynamics. Therefore, this work aims to analyze the effects of the natural gas legislation and regulation in the advancement of infrastructure and the dynamics between industry supply and demand in Brazil. First, there was a historical study of the relevant Brazilian laws, exposing the most relevant topics for the Natural Gas Industry. This study covers from the state intervention process, its evolution to the current configuration of free access.

Since the year 1938 to 2010, the State interference in the structure of the oil, gas and its derivatives industry generated a significant impact in the transmission and distribution pipeline structure in Brazil.

It develops therefore, an analysis of the Brazilian gas pipeline network, developing critical about the link between the development of industry infrastructure and the appearance and

improvement of laws. The interdependence of investment in relation to maturity regulation becomes evident throughout the analysis.

Finally, the analysis carried out so far is increased of assessment of the dynamics between supply and demand of natural gas in the country. It is verified that exist a strong influence of regulation in the process of opening Exploration and Production, transport and distribution of natural gas in the country.

Changes such as the reduction of vertical monopoly and consequent opening of the sector, with the introduction of concepts as free consumers, are slowly contributing to the generation of more attractive and new investment in the form of transport infrastructure. This infrastructure, however, has often served to diversify sources of natural gas in the form of imports through pipeline and Liquefied Natural Gas at the expense of infrastructure for the development of national industry.

It is concluded that the development of the sector still occurs slowly because of the creation and late contribution of legislation and the legacy of many years of monopoly of natural gas industry. Despite advances, it perceives the little ripening, especially in the regulatory framework, for Brazil overcome the lack of investment and walk to the energy self-sufficiency.

Keywords: Natural Gas, Natural Gas Regulation and Legislation, Brazil.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Apresentação	1
1.2	Objetivos	2
2	A HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL	4
2.1	Marco regulatório no Brasil em relação ao Gás Natural (GN)	8
2.1.1	Decreto-Lei de 10 de Novembro de 1937 e de 29 de Abril de 1938.....	12
2.1.2	Lei 2.004 de 03 de Outubro de 1953 – Criação da Petrobras	14
2.1.3	Lei 9.478 de 06 de Agosto de 1997	15
2.1.4	Resoluções da ANP a partir de Conflitos Relacionados ao Livre Acesso do Gasoduto Bolívia-Brasil	18
2.1.5	Lei 11.909 de 4 de Março de 2009 e Decreto 7.382 de 2 de Dezembro de 2010	21
3	INFRAESTRUTURA NACIONAL DE GASODUTOS	32
3.1	Histórico	33
3.1.1	1970 – 1987	33
3.1.2	1988 - 1994	36
3.1.3	1995 - 2008	37
3.1.4	2009 – 2015	41
3.2	Gasodutos Transportadores de Gás Nacional	46
3.2.1	Malha Norte.....	46
3.2.2	Malha Nordeste	48
3.2.3	Malha Sudeste.....	48
3.3	Gasodutos Transportadores de Gás Internacional Importado	49
3.3.1	Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	49
3.3.2	Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	52
3.3.3	Gasoduto Lateral Cuiabá	53
3.4	Projetos de Gasodutos Não Implementados.....	55
3.4.1	Projeto Anel Energético do Cone Sul.....	56
3.4.2	Projeto Gasoduto do Sul (GSA).....	57
4	OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	58
4.1	Produção Nacional	62
4.2	Importação de Gás Natural.....	68
4.2.1	Importação por Gasodutos	69
4.2.2	Gás Natural Liquefeito (GNL)	70
5	DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	75
5.1	Térmicas.....	80

5.1.1 Não-Térmico.....	84
6 CONCLUSÃO.....	90
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Sequência temporal dos marcos regulatórios do GN no Brasil (Fonte: Audiência Pública Comissão de Minas e Energia, 2010).	12
Figura 2.2: Estrutura organizacional da indústria brasileira de gás natural após a Lei do Gás, 2016 (Fonte: Nota Técnica nº 013/2009-SCM, de 06 de novembro de 2009).	31
Figura 3.1: Gasodutos Região Norte, 2015 (Fonte: TAG, 2016).	47
Figura 4.1: Cadeia de GNL (Fonte: ANP, 2008 apud MARTINS, 2014).	70
Figura 4.2: Etapas do GNL no Terminal de Regaseificação, 2014 (Fonte: MARTINS, 2014).	71

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: : Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras, 1964-2010 (Fonte: ANP/SDP; MME, 2016).....	5
Gráfico 2.2: Produção e Oferta Interna de Gás Natural Brasileira (em 10 ³ tep), 1970-1998 (Fonte: MME, 1999).....	6
Gráfico 2.3: Queima e Perda de Gás Natural Brasileiro (% sobre total produzido), 2000-2011 (Fonte: ANP/SDP, 2016).....	7
Gráfico 2.4: Histórico de Produção de Petróleo e Gás Natural, 2014-2015 (Fonte: ANP/SDP/SIGEP, 2015).....	8
Gráfico 3.1: : Comparação entre a produção de GN na Bahia e no Rio de Janeiro, 1980-1994 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados de LINS, 2011).....	35
Gráfico 3.2: Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição, 1999-2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados do MME, 2015).	46
Gráfico 3.3: Desempenho Operacional do GASBOL, 2010-2014 (Fonte: TBG, 2015).....	51
Gráfico 4.2: Reservas provadas de Gás Natural, 1975-2014 (Fonte: MME, 2015).....	58
Gráfico 4.3: Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização, 2005-2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2015).	59
Gráfico 4.4: Distribuição percentual das reservas provadas de GN, segundo Unidades da Federação, 2014 (Fonte: ANP, 2015).	60
Gráfico 4.5: Oferta total de gás natural no mercado nacional, 2010-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados do MME, 2016).	61
Gráfico 4.6: Segmentação da Oferta de Gás Natural, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).....	62

Gráfico 4.7: Produção de Gás Natural em MMm ³ /d, 2012-2015* (Fonte: MME, 2015).	62
Gráfico 4.8: Evolução da Produção de GN, por localização, 2005-2014 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados da ANP, 2015).	63
Gráfico 4.9: Produção Nacional, divididas em pré-sal e pós-sal, 2008-2014 (Fonte: EIA, 2015).....	64
Gráfico 4.10: Produção de Gás Natural por Concessionário, 2014 (Fonte: ANP, 2015).	65
Gráfico 4.11: Segmentação da Produção Nacional de GN, 2010-2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).	66
Gráfico 4.12: Segmentação da Produção Nacional, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).	67
Gráfico 4.13: Produção x Consumo de Gás Natural no Brasil, 2004-2014 (Fonte: EIA, 2015).....	67
Gráfico 4.15: Oferta de Gás Natural Importado, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).....	68
Gráfico 5.1: Consumo mundial de Gás Natural no ano de 2015 (Fonte: BP, 2015; ANP/SPD, 2015).....	75
Gráfico 5.2: Comparação do consumo de GN em diferentes setores no Brasil, Julho/2000 – Julho/2010 (Fonte: CNI, 2010).....	76
Gráfico 5.3: Demanda de GN em cada setor da economia, 2010-2015* (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).....	77
Gráfico 5.4: Demanda de GN na geração de energia frente a outras fontes, 1975-2014 (Fonte: MME/Balanco Energético Nacional, 2015).....	78

Gráfico 5.6: Consumo por fonte de energia do setor industrial, 1973-2013 (Fonte: MME/ Balanço Energético Nacional 2015).....	85
Gráfico 5.7: Consumo por fonte de energia do setor comercial, 2014 (Fonte: Elaboração própria através de dados do MME/Balanço Energético Nacional, 2015).	86
Gráfico 5.8: Consumo por fonte de energia do setor veicular, 2014 (Fonte: MME/Balanço Energético Nacional, 2015).....	87
Gráfico 5.9: Consumo por fonte de energia do setor residencial, 2014 (Fonte: MME/Balanço Energético Nacional, 2015).....	88
Gráfico 5.10: Consumo por fonte de energia do setor petroquímico, 1973-2013 (Fonte: MME/Balanço Energético Nacional, 2015).....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Comparação entre a Lei do Gás (11909/2009) e a Lei do Petróleo (9478/1997) (Fonte: Elaboração própria através de dados obtidos em ARAÚJO, 2012).	22
Tabela 4.1: Importação de Gás Natural via Gasodutos, segundo países de procedência, 2005-2014 (Fonte: Elaboração do autor com base em ANP, 2015).	69
Tabela 4.2: Terminais de GNL existentes no Brasil, 2009/2014 (Fonte: MME, 2015).....	72
Tabela 4.3: Importação de Gás Natural via GNL, segundo países de procedência, 2005-2014 (Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANP, 2015).	74
Tabela 5.1: Consumo de GN no Brasil, por Estado, no ano de 2011 (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ABEGÁS até jul/11).	80
Tabela 5.2: Características das UTEs presentes no Brasil, Novembro/2015	82
Tabela 5.3: Consumo termoelétrico a gás natural segmentado por fonte de informação, 2010-2015 (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).	83
Tabela 5.4: Consumo de gás das indústrias, refinarias e Fafens, cujo fornecimento foi realizado pelas distribuidoras, 2010-2015 (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).	85

LISTA DE MAPAS

Mapa 3.1: Infraestrutura de Transporte de GN, 1999 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2016).	39
Mapa 3.2: Infraestrutura de Transporte de GN, 2012 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2016).	44
Mapa 3.3: Infraestrutura de Transporte de Gás Natural por Transportadora (*), 2015 (Fonte: GASPETRO, 2016).....	45
Mapa 3.4: Infraestrutura de Transporte da Região Norte, 2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da TAG, 2016).	47
Mapa 3.5: Infraestrutura de transporte da Região Nordeste, 2014 (Fonte: MARTINS, 2014).	48
Mapa 3.6: Infraestrutura de Transporte da Região Sudeste, 2014 (Fonte: MARTINS, 2014).	49
Mapa 3.7: Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL, 2012 (Fonte: RIMA, 2013).....	50
Mapa 3.8: Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, 2006 (Fonte: MATHIAS, 2007).....	53
Mapa 3.9: Gasoduto Lateral Cuiabá, 2002 (Fonte: ANP, 2002).	54
Mapa 3.10: Infraestrutura de transporte de gás natural, 2015 (Fonte: ABEGÁS, 2016).	55
Mapa 4.1: Terminais de Regaseificação de GNL, 2014 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MARTINS, 2014).	72
Mapa 4.2: Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, 2015 (Fonte: PETROBRAS, 2015).....	73

LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CEG	Companhia Estadual de Gás
CEG-RIO	Companhia Estadual de Gás do Estado do Rio de Janeiro
CNI	Conselho Nacional da Indústria
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
COPEL	Companhia Petroquímica do Sul
ECGN	Estação de Controle de Gás de Mauá
E&P	Exploração e Produção
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ESVOL	Estação de Volta Redonda
FAFEN	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
GARSOL	Gasoduto Urucu-Coari
GASALP	Gasoduto Pilar-Cabo
GASAN	Gasoduto Estação de Controle de Gás de Mauá-Estação de São Bernardo do Campo

GASBEL	Gasoduto Rio-Belo Horizonte
GASBOL	Gasoduto Bolíbia-Brasil
GASCAC	Gasoduto Cacimbas-Catu
GASCAR	Gasoduto Campinas-Rio
GASCAV	Gasoduto Cabiúnas-Vitória
GASCOM	Gasoduto Coari-Manaus
GASDUC	Gasoduto Cabiúnas-REDUC
GASENE	Gasoduto Sudeste-Nordeste
GASFOR	Gasoduto Guamaré-Pecém
GASPAL	Gasoduto São Paulo
GASTAU	Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
IGN	Indústria de Gás Natural
MME	Ministério de Minas e Energia
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PLANGAS	Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
QDCa	Quantidade Diária Contratual Adicional
QDCb	Quantidade Diária Contratual Base

RECAP	Refinaria de Capuava
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
REMAN	Refinaria Isaac Sabbá
SPS	Gás Natural São Paulo Sul S.A.
TAG	Transportadora de Gás Associado
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE	Usina Termoelétrica
UTGCA	Unidade de Tratamento Monteiro Lobato
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

O gás natural, contrário à maioria dos combustíveis fósseis, requer altos investimentos em estocagem em razão da sua dificuldade e complexidade de armazenamento. Para que estes investimentos sejam viáveis, é necessária a realização de negociações de contratos de fornecimento de longo prazo por toda sua cadeia (do produtor ao consumidor). Dessa forma, o suprimento de gás depende da prévia implantação de redes de transporte e de distribuição, bem como do conhecimento da dinâmica dos fluxos a fim de ajustar a oferta à demanda, sem colocar em risco a integridade e confiabilidade do processo.

Mesmo assim, o GN, atualmente, é considerado a terceira maior fonte de energia primária do mundo, ultrapassado apenas pelo petróleo e carvão (GASNET, 2016).

No Brasil, o GN ainda encontra barreiras para o seu desenvolvimento, principalmente nos âmbitos econômicos, produtivos e regulatórios.

O primeiro empecilho tem como principal causa, a tardia elaboração de regulação e legislação específicas ao Gás Natural, que objetivassem tratar as suas especificidades de maneira adequada. Até o ano de 2009, quando a Lei 11.909 foi sancionada e, no ano seguinte, regulamentada, a Indústria do Gás Natural (IGN) teve sua evolução retardada pela presença de monopólios e ausência de livre acesso.

O GN começou a ser utilizado no Brasil por volta de 1940, devido às descobertas de óleo e gás no estado da Bahia. Apesar disso, as dificuldades regulatórias, e conseqüentemente a falta de investimentos no setor, acarretaram na baixa demanda por esse energético e na falta de planejamento de uma malha dutoviária eficiente e de grande porte.

Outro fator determinante para o desenvolvimento do setor de GN no Brasil é a relação entre a oferta e a demanda.

O Brasil tornou-se tardiamente um país com oferta expressiva de gás, o que levou a sérias conseqüências, tais como: infraestrutura de escoamento precária e demanda quase inexistente.

Assim, percebe-se que a regulação e legislação, a infraestrutura e o desenvolvimento econômico brasileiro estão intrinsecamente interligados, havendo dependência nas relações de causa e efeito entre elas. Esse cenário explica a falta de desenvolvimento do GN e faz com que este não tenha, atualmente, a importância devida no processo produtivo nacional.

Além disso, a Petrobras desempenha um papel dominante em todos os elos da cadeia de fornecimento do gás natural. Além de controlar a maioria das reservas deste hidrocarboneto no país, a empresa é responsável pela produção doméstica e importação de GN da Bolívia. A Petrobras controla, também, a rede de transmissão nacional, e tem participação em 21 das 27 empresas de distribuição estatais no país.

Quanto à regulação e legislação para o GN, o setor de *midstream*, é de competência do Ministério de Minas e Energia (MME) que define a política, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é a autoridade reguladora. No setor a jusante, a regulação é supervisionada por órgãos estaduais (EIA, 2016).

É importante que o processo de abertura da indústria de gás natural acompanhe o grau de desenvolvimento e maturidade da indústria, a fim de evitar que a expansão da infraestrutura de transporte e distribuição seja comprometida. Sendo assim, a interligação entre regulação, investimentos, uso público e privado leva a uma conjuntura determinante para o desenvolvimento da oferta de gás natural no país (MOTA E COLOMER, 2014).

Dessa forma, o mercado de GN deve ser analisado buscando dimensionar o grau de influência na economia brasileira e as dificuldades de inserção encontradas nas últimas décadas.

Especificamente, as dificuldades históricas na legislação brasileira para a criação da Lei do Gás, assim como os principais marcos regulatórios referentes à indústria petrolífera que, diretamente ou indiretamente, influenciaram na malha de gasodutos nacional e na relação oferta-demanda, fazem com que o Brasil, apesar de possuir pré-requisitos para a autossuficiência em gás natural, ainda o importe.

1.2 Objetivos

Diante da interdependência entre o marco regulatório e o desenvolvimento econômico do GN no país, o trabalho foi dividido em cinco capítulos, a partir da

introdução, com o objetivo de mostrar o grau de comprometimento do desenvolvimento da IGN a partir do amadurecimento do marco regulatório.

Buscar-se-á responder a seguinte pergunta: as sucessivas Leis que passaram a reger a Indústria do Gás Natural foram suficientes para estimular o desenvolvimento do setor gasífero no Brasil?

Para cumprir com este propósito, os capítulos 2, 3 e 4 cumprem os objetivos específicos, quais sejam:

No capítulo 2, **A História do Gás Natural no Brasil**, far-se-á uma análise temporal do GN desde seu surgimento no país até a atualidade, apresentando o crescimento das reservas provadas e a sua inserção na matriz energética nacional. Paralelamente, analisar-se-á os marcos importantes referentes às Constituições, leis e portarias elaboradas ao longo das últimas décadas para a E&P do petróleo, GN e seus derivados. Por fim, apresentar-se-á a Lei do Gás Natural de 2009.

No capítulo 3, **Infraestrutura Nacional de Gasodutos**, apresentar-se-á a evolução da malha dutoviária brasileira, relacionando-a, diretamente, com os marcos regulatórios desta indústria, cujo objetivo será encontrar correlações entre elas.

No capítulo 4, **A Oferta de Gás no Brasil**, elaborar-se-á um comparativo entre os marcos regulatórios, a malha dutoviária e a oferta de gás brasileira. Visa-se mostrar a evolução da oferta frente aos gasodutos construídos e ampliados.

No capítulo 5, **Demanda de Gás Natural no Brasil**, far-se-á a análise da demanda de GN de acordo com cada setor da economia, entre eles industrial, comercial, veicular, residencial e petroquímico, agrupando-a, na sequência, em dois grandes grupos: a demanda por térmicas e não térmicas.

Por fim, no capítulo 6, **Conclusão**, terá como alvo responder se é preciso que a IGN tenha ao longo dos anos um marco regulatório maduro e consolidado a fim de atrair investimentos e incluir o GN na matriz energética nacional de maneira permanente.

2 A HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

O gás natural (GN) é conhecido pelo ser humano há centenas de anos, quando os povos da antiguidade já utilizavam o gás que era expelido naturalmente das formações para a superfície para provir aquecimento e manter aceso o chamado “fogo eterno” (MANOEL, 2006).

No Brasil, foi introduzido por D. Pedro II, em 1828, com seu uso para iluminação pública das ruas da cidade do Rio de Janeiro. E em 1872, teve seu uso estendido para São Paulo com a criação da companhia inglesa da chamada *The São Paulo Gas Company* Ltda (MANOEL, 2006).

No Brasil, o gás natural (GN) é explorado mais intensamente desde a década de 1950, porém sua aplicação dedicava-se, praticamente ao setor industrial, sem qualquer outra utilização até o início dos anos 80 (NEGREIROS E ARICA, 2013). A exclusão dos demais setores pode ser explicada pela necessidade de grande investimento inicial, adicionalmente pela dificuldade de transporte e armazenamento e pela ausência, até então, de importantes reservas provadas de gás; e, por fim, pelo preço baixo dentro do território nacional.

É importante ressaltar que em países da Europa e da América do Norte, o gás natural é muito empregado em residências e comércios por, primeiro, já possuírem infraestrutura, principalmente de transporte, reduzindo um dos principais custos de uso desta fonte de energia e, em segundo lugar, por fatores climáticos, ou seja, temperaturas bastante reduzidas, que precisam do seu emprego para fornecer aquecimento. Já no Brasil, tarefa semelhante é desempenhada pelo gás liquefeito de petróleo (GLP), comercializado em botijões e produzidos pelo processo de craqueamento de petróleo realizado em refinarias (ARDITO, 2008).

Nas décadas de 50, 60 e meados de 70, o gás natural (GN) foi explorado e produzido (E&P) exclusivamente no Nordeste e, com maior importância, na Bahia. Esta primeira fase histórica do gás em território nacional ficou conhecida como fase Bahia, dado o seu pioneirismo com data de 1956 (CNI, 2010).

Após a década de 1980, com a crise no setor petrolífero ocasionada pelos choques do petróleo, nos anos de 1973 e 1979, registrou-se severos aumentos dos preços da *commodity* vindos da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Neste momento, o interesse pelo gás natural aumentou significativamente, como

forma de reduzir a dependência e vulnerabilidade aos altos e baixos do setor petrolífero (GOMES, 1996). Além disso, em 1985, com a descoberta de reservas de gás associado em grande quantidade na Bacia de Campos (litoral fluminense), a oferta e, conseqüentemente, o interesse pela sua utilização aumentaram expressivamente.

A importância das descobertas na Bacia de Campos pode ser evidenciada no acréscimo do volume de reservas provadas de gás (reservas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza), explicitado no Gráfico 2.1. Entretanto, o fato da maior parte desse gás, na época, recém descoberta ser do tipo associado ao óleo, que é o principal prospecto econômico, desprestigiou a sua exploração e comercialização.

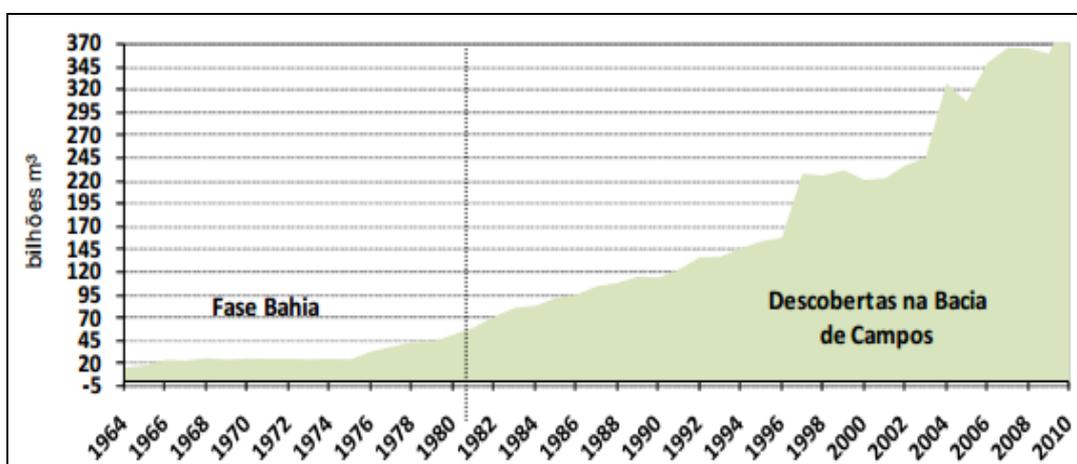


Gráfico 2.1: : Reservas Provadas de Gás Natural Brasileiras, 1964-2010 (Fonte: ANP/SDP; MME, 2016).

O panorama acima descrito pode ser facilmente evidenciado com dados de 1970 a 1998 que mostram a discrepância entre a quantidade de gás produzido a de gás ofertado (Gráfico 2.2). Esta parcela, denominada de gás perdido, era (a) utilizada nas próprias instalações para o fornecimento de calor e eletricidade, (b) como um mecanismo de recuperação secundária de petróleo, baseado na sua reinjeção com a finalidade de incrementar a produção de óleo, ou era (c) desperdiçado através da queima, por não ter dutos ou meios de escoá-lo até centros de tratamento ou consumidores (CECCHI, 2001).

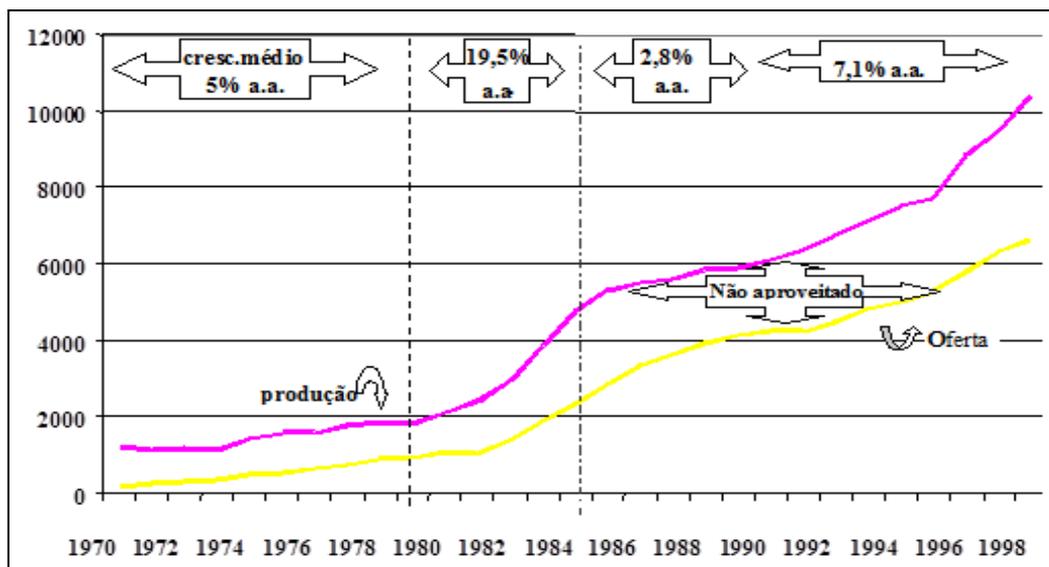


Gráfico 2.2: Produção e Oferta Interna de Gás Natural Brasileira (em 10³ tep), 1970-1998 (Fonte: MME, 1999).

O aumento da demanda na década de 80 foi motivado com o início da sua distribuição para fins comerciais e residenciais. Em 1983, a empresa Companhia Estadual de Gás (CEG), no Estado do Rio de Janeiro, foi a pioneira, seguida da Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS), em São Paulo, no ano de 1988. Isso só foi possível por conta da construção do Gasoduto São Paulo (GASPAL) que liga Rio de Janeiro a São Paulo (MANOEL, 2006).

A demanda pelo GN aumentou mais ainda no início dos anos 90 com a crise no setor hidrelétrico no país. A maioria das indústrias era abastecida com energia proveniente das hidrelétricas, mas, com esta crise, foram obrigadas a buscar uma nova alternativa energética. Com isso, surgiu a necessidade de um programa energético voltado para E&P do gás natural, o que deu origem a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), naquele momento (MANOEL, 2006).

Uma das medidas tomadas frente ao aumento de demanda foi a criação do plano “Queima zero”, em 1998, realizado pela Petrobras e pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O objetivo centrava-se na redução do desperdício de gás natural pela parcela do gás perdido (CECCHI, 2001). Com isso, houve uma redução imediata da queima de gás, no ano 2000, após a aplicação desse plano, e sua consequente evolução por onze anos (Gráfico 2.3).

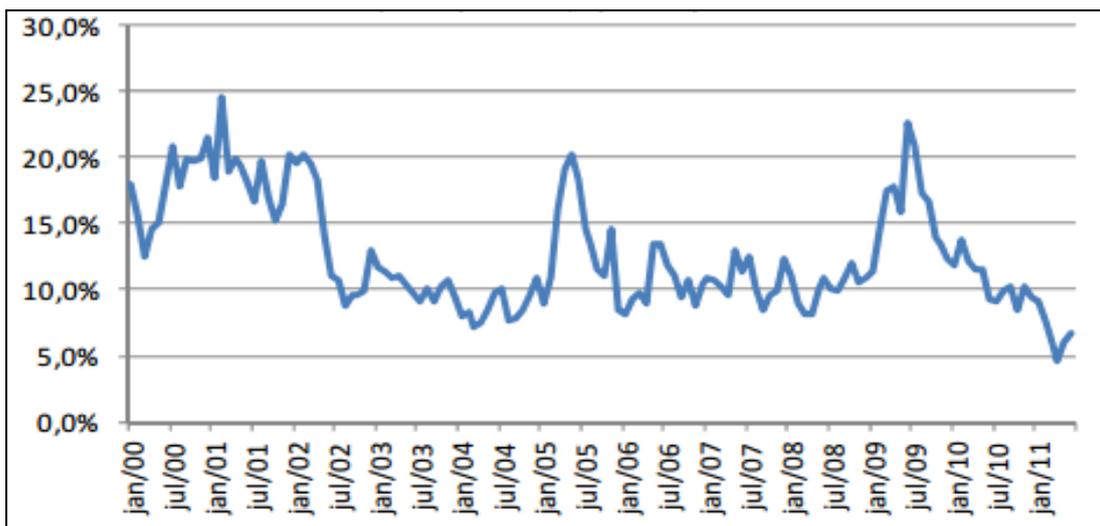


Gráfico 2.3: Queima e Perda de Gás Natural Brasileiro (% sobre total produzido), 2000-2011 (Fonte: ANP/SDP, 2016).

Mesmo diante da necessidade de se explorar este recurso energético, há grandes dificuldades de sua inserção no mercado relacionadas às questões sociopolíticas. Isto porque a competição com outras fontes não renováveis (petróleo e carvão) é muito grande e encontra barreiras financeiras, apesar de possuírem maiores custos de extração (QUEIROZ et. al, 2007).

Os principais motivos que explicam essa tendência são: (a) a elevada oferta e o alto nível de infraestrutura de transporte que o petróleo e o carvão apresentam, porque são largamente explorados há muito tempo; (b) o custo de distribuição ser relativamente baixo, se comparado com o do gás natural; (c) a quantidade de subprodutos que, principalmente, o petróleo gera; e (d) a falta de consumidores cativos em relação ao GN (QUEIROZ et. al, 2007).

Por outro lado, o gás natural (GN) é considerado vantajoso se comparado com outras fontes de energia alternativas que liberam menos gás carbônico (CO₂) (COMGAS, 2016), por ter um custo operacional menor, ou seja, registra economias de escala no uso dos gasodutos à medida que o consumo aumenta, e porque seu mercado está em ascensão devido ao contínuo aumento da demanda total (POTIGAS, 2016).

Outro ponto que torna essa fonte atrativa é o seu possível uso em diversas áreas da economia, como em indústrias, residências, comércios e serviços (ANEEL, 2008). Por isso, entre outros fatores, a produção de gás natural no Brasil, nos últimos dez anos, segundo dados da ANP, cresceu, aproximadamente, 88%, saltando de 106,74 milhões em 2004 para 200,61 milhões de barris de óleo equivalente por dia em 2014 (ANP, 2015).

Mesmo assim, sua produção, se comparada a do petróleo ainda é desfavorável (Gráfico 2.4).

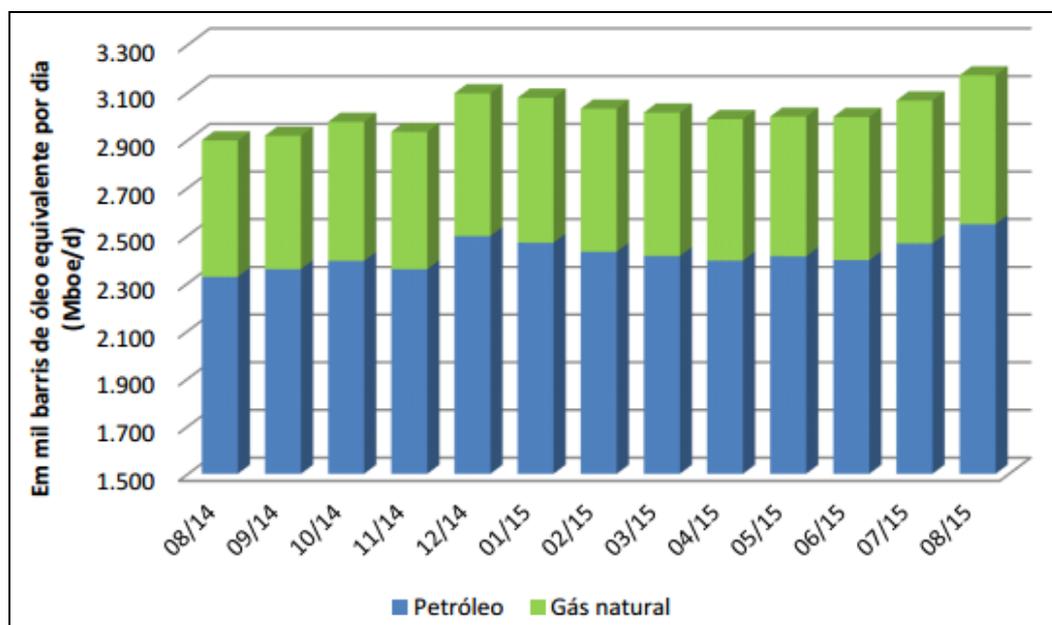


Gráfico 2.4: Histórico de Produção de Petróleo e Gás Natural, 2014-2015 (Fonte: ANP/SDP/SIGEP, 2015).

Apesar dos esforços em termos de regulação e legislação e de constantes investimentos em E&P e distribuição, o Brasil não é autossuficiente em GN. É de extrema importância estimular mais investimentos para, assim, inserir esta fonte cada vez mais como uma das principais matrizes energéticas, fazendo com que esse panorama mude no médio prazo.

2.1 Marco regulatório no Brasil em relação ao Gás Natural (GN)

No já visto, os primeiros indícios de exploração datam do início do ano de 1940 na Bahia, mesmo que de forma modesta. As reservas lá existentes continham gás associado ao petróleo que atendiam as indústrias presentes na região.

Após 1940, os decretos e leis que tinham como objetivo regularizar a prática de exploração, produção, transporte, refino, comercialização, entre outras atividades que envolvem o setor petrolífero, começaram a fazer referência ao GN. No entanto, apenas uma parte irrisória ou sua simples menção, em meio a capítulos e artigos sobre o petróleo, não atendiam as reais necessidades legislativas do gás, visto que seu transporte e distribuição possuem características singulares (GOMES, 2009). Um

exemplo do que foi exposto, é a menção ao GN, muitas vezes citado como derivado de petróleo, que também engloba outros combustíveis, na Lei 2.004 de 1953 no Capítulo I Artigo 1º nos incisos I-III.

“Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. (...)”

Outro exemplo pode ser observado na Lei 9.478 de 1997 que cita o transporte de GN, mesmo deixando a desejar em alguns aspectos importantes, mas não explicita a sua distribuição, como no Capítulo IV na Seção I, Artigo 8º inciso XXV.

“Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão. (...)”

O Presidente Getúlio Vargas, em 1951, enviou ao Congresso Nacional, projeto de lei (no. 1516) especificamente sobre o novo desenho a ser dado ao setor petrolífero nacional. Em 1953, o Congresso Nacional aprovou a Lei 2.004/53 que estabeleceu o monopólio da União para pesquisa e lavra, criando o Conselho Nacional do Petróleo e a empresa Petrobras. Tal configuração se manteve nos termos originais até a Constituição de 1988 e esteve em vigor até meados da década de 90, quando em 1995, a emenda constitucional N° 9 alterou o artigo 177 e permitiu as empresas privadas e estatais serem contratadas pela União para desempenhar as atividades constantes nos incisos I-V.

Art. 177 - Constituem Monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 desta Constituição Federal.

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

Em 1988, como já explicitado anteriormente, com a nova Constituição Brasileira, ficou facultativo à União a contratação de terceiros, através de contratos de concessão para a realização de atividades específicas de monopólio, como a exploração e produção de gás natural (GN). Assim, os Estados federativos ficaram encarregados de realizar, diretamente ou mediante concessão, a distribuição local do gás canalizado, como pode ser visto no artigo 176 e parágrafo 1.

“Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§ 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante

autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. (...)”

Com a retirada da participação direta da União sobre a atividade econômica deste setor, tornou-se necessária a elaboração da Emenda Constitucional nº9 de 1995. Nela, foi permitida a concessão de contratos com empresas privadas, caracterizando um período de desestatização.

“Art. 177

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

Art. 2º Inclua-se um parágrafo, a ser enumerado como § 2º com a redação seguinte, passando o atual § 2º para § 3º, no art. 177 da Constituição Federa. (...)”

Contudo, a ausência de uma legislação forte que proteja produtores, transportadores e consumidores de GN é uma das grandes dificuldades da sua inserção na matriz energética nacional.

A Indústria do GN (IGN) pode ser definida como uma indústria de rede. Em outras palavras, ela possui forte dependência entre as diferentes etapas de produção e alto investimento inicial (custo fixo elevado) na malha de transporte dutoviário. Essas características fazem com que o seu mercado seja menos competitivo, principalmente para atividades como o transporte que é definido como monopólio natural. Este tipo de monopólio é caracterizado pela presença de somente uma empresa, pois ela é a única que possui economias de escala, logo custos marginais decrescentes. Nesta estrutura de mercado – monopólio natural - o nível de produção satisfaz a demanda de todo mercado (PINDYCK & RUBINFELD, 1999).

Com isso, a forma organizacional desta indústria é verticalizada, sendo a empresa Petrobras a grande controladora do mercado de GN no país. (MATOS et al, 2014).

Nos próximos tópicos serão abordados os principais marcos regulatórios para o setor de gás natural brasileiro, ocorridas nos anos de 1937, 1953, 1997, 2001 e, principalmente, em 2009 quando se outorgou a Lei do Gás (Figura 2.1).

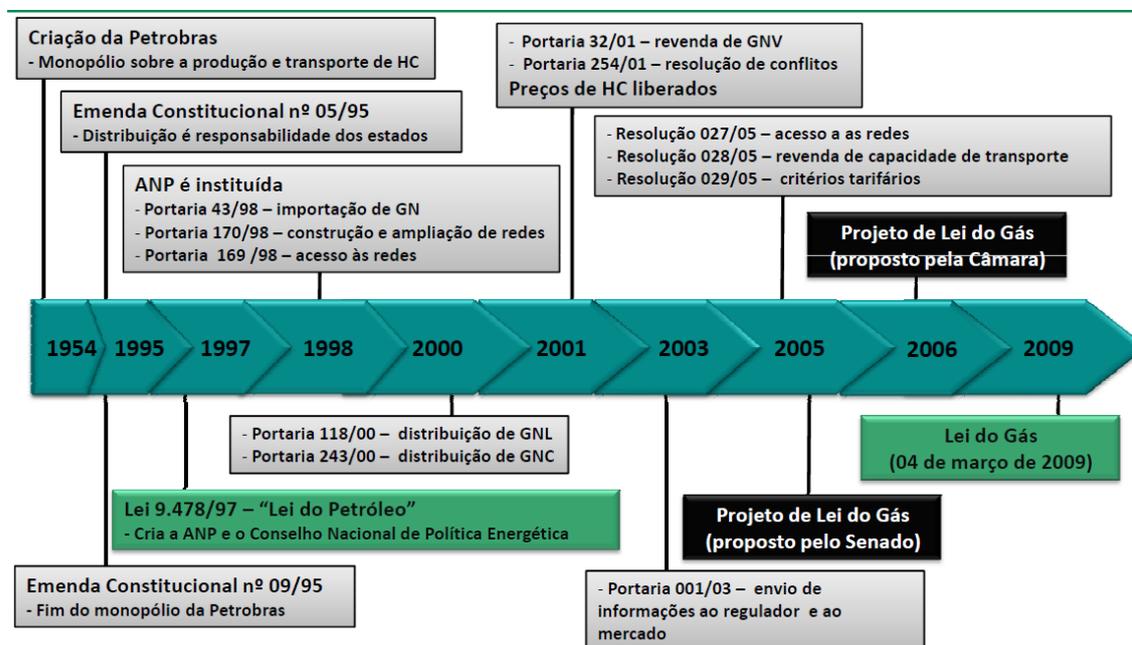


Figura 2.1: Sequência temporal dos marcos regulatórios do GN no Brasil (Fonte: Audiência Pública Comissão de Minas e Energia, 2010).

2.1.1 Decreto-Lei de 10 de Novembro de 1937 e de 29 de Abril de 1938

Decreto-lei é definido como um decreto com força de lei, elaborado pelo poder executivo (PORTAL DA LEGISLAÇÃO, 2016). Em um regime presidencialista, as leis são feitas pelo legislativo e sancionadas pelo executivo. Para tanto não devem ferir a Constituição do país.

Em 1937, foi aprovada a Constituição da República Federativa do Brasil, conhecida como Polaca, e assinada pelo então presidente Sr. Getúlio Vargas. Tal documento teve como principal característica o seu autoritarismo, e implantou a ditadura do Estado Novo, concentrando os três poderes no poder executivo, ou seja, no próprio presidente da república (JUNIOR et al, 2011).

No artigo 18 da Constituição de 1937 versou-se sobre a nacionalização das riquezas do subsolo brasileiro, com o objetivo de garantir a capacidade de produção e

geração de bens de consumo e serviços essenciais para o crescimento da economia. O artigo 18 deste decreto está explicitado abaixo.

“Art 18 - Independentemente de autorização, os Estados podem legislar, no caso de haver lei federal sobre a matéria, para suprir-lhes as deficiências ou atender às peculiaridades locais, desde que não dispensem ou diminuam as exigências da lei federal, ou, em não havendo lei federal e até que esta regule, sobre os seguintes assuntos:

riquezas do subsolo, mineração, metalurgia, águas, energia hidrelétrica, florestas, caça e pesca e sua exploração; ...”

A partir deste momento, o Estado passou a intervir fortemente nas indústrias de infraestrutura energética, dentre elas a de óleo e gás. Isso porque, no Brasil, este setor teve sua evolução baseada na constante intervenção do Estado, que tinha como responsabilidade prover bens e serviços de utilidade pública, através de elevados investimentos (VELASCO, 1996).

Uma importante intervenção foi a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), realizada em 1938, pelo decreto-lei nº 395. Durante 21 anos, de 1939 a 1960, foi o principal órgão responsável pela política petrolífera do país, agindo desde a regulamentação até a estruturação do setor. (VICTOR, 1993).

O CNP surgiu em um contexto de acirradas controvérsias entre grupos nacionalistas e empresários que estavam extremamente interessados na E&P de petróleo, sendo os primeiros fortemente apoiados pelas Forças Armadas.

Assim, a primeira decisão tomada pelo CNP foi o controle da E&P e refino do óleo e gás, ou seja, o próprio governo federal detinha posse sobre as atividades de E&P existentes na época e, principalmente, as refinarias menores. Com o poder consolidado, o CNP ficou responsável pela análise de pedidos de pesquisa e lavra, além das ações de fiscalização de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio do petróleo (ARDITO, 2008).

Mesmo com a existência do setor privado na E&P e refino do setor petrolífero nacional, os decretos-leis de 1937 e 1938 ampliaram o processo de nacionalização.

2.1.2 Lei 2.004 de 03 de Outubro de 1953 – Criação da Petrobras

No período que compreende a criação do CNP e a elaboração da Lei 2.004 e com consequente criação da empresa de economia mista Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), houve inúmeras tentativas de abertura do setor de óleo e gás para investimento estrangeiro (PIRES, 2000).

Essa tendência perdurou até o surgimento da campanha “O petróleo é nosso”, em 1947, motivada pela grande maioria da população brasileira e pelo Exército, que na época era o elo fundamental na economia e na política. Tal campanha defendia a nacionalização do petróleo e, conseqüentemente, a não abertura do setor para o capital externo. Para os seus defensores, a independência financeira e o desenvolvimento do Brasil para produzir bens e serviços essenciais dependiam das suas riquezas naturais, majoritariamente, o petróleo.

Em 1951, o então presidente da república Getúlio Vargas enviou ao Congresso uma proposta da lei 1.516 para a criação de uma empresa nacional de petróleo sob o controle do Estado. Em 1953, a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras) foi criada, dando o monopólio à União das atividades que a indústria de petróleo desenvolvia no Brasil, como a pesquisa, a lavra, o refino e o transporte (PIRES, 2000).

A partir dessa data, a Petrobras se tornou a única empresa com direito de explorar e transportar o petróleo nacional e seus derivados, sendo possível, somente, por parte de terceiros a venda a varejo e o transporte de produtos (LEI 2.004, 1953).

Novamente, o gás natural não recebeu destaque na Lei 2.004, sendo tratado como um simples derivado, sem sua devida importância estratégica para o país. Este fato pode ter sido causado pelo total desconhecimento quanto a sua utilidade.

Após a Lei 2.004 ter sido assinada pelo Sr. Getúlio Vargas, a Constituição Brasileira de 1988 e Emenda Constitucional nº 9 de 1995 apresentaram uma importância no que tange a regulação de petróleo, gás natural e seus derivados.

A primeira manteve o monopólio da Petrobras sob toda a atividade exploratória, produtiva, de processamento e de transporte de petróleo, gás natural e seus derivados, concedido desde 1953. Isso permitiu que a empresa possuísse o comando do mercado, assim como a entrada do GN na matriz energética nacional (COSTA, 2003).

Já a segunda, em contrapartida, tornou flexível o monopólio da União, fazendo com que novos agentes se introduzissem no mercado. Essa decisão levou, dois anos depois, à criação da ANP, entre outras agências reguladoras estaduais e federais (COSTA, 2003).

A Emenda Constitucional de 1995 ainda responsabilizou cada Estado Federativo pela sua própria distribuição de GN, visando descentralizar esta etapa da IGN (AUDIÊNCIA PÚBLICA COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

Assim, desde 1995, a Indústria de Gás Natural (IGN) tem se reformulado de modo que mais de uma empresa possam ser interligadas verticalmente, com a infraestrutura de transporte aberta a terceiros. Esse cenário permitiu a realização de rodadas de licitação de blocos exploratórios, a importação de energéticos por empresas estabelecidas no Brasil, a construção e/ou ampliação de infraestrutura de transporte de GN por qualquer empresa interessada (COSTA, 2003). Todas essas permissões levaram a um aumento da oferta e da demanda de GN e, conseqüentemente, a inserção do GN na matriz energética nacional.

2.1.3 Lei 9.478 de 06 de Agosto de 1997

A lei 9.478 de 1997, também conhecida como a Lei do Petróleo, é considerada um grande marco para a indústria de óleo e gás brasileira. Ela substitui a lei 2.004 de 1953, extinguindo o monopólio estatal nas atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo. Desta maneira, a nova lei passou a permitir que companhias com sede no Brasil e sob as leis brasileiras pudessem atuar em todos os ramos desta indústria, através de contratos de concessão.

Outras duas importantes implementações desta lei foram a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), agência reguladora da indústria de petróleo e responsável pela definição das normas referentes à participação do setor privado em seus diferentes setores, e a criação Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão consultivo vinculado ao Gabinete do Presidente da República (COSTA *et al.*, 2009).

Observa-se, mais uma vez, que o principal foco da nova regulamentação é o petróleo, não o gás natural. Sendo assim, vale lembrar que devido a descoberta tardia de campos contendo expressivos volumes de gás e sua classificação como associado ao óleo, a exploração daquele fica dependente diretamente à exploração deste (CECCHI,

2001). E, para inviabilizar ainda mais o GN, sua estrutura de escoamento é mais cara e precária, isso porque a construção de gasodutos requer um alto capital inicial para aplicação de tecnologia e, grande quantidade de reservas provadas e exploradas, além de apresentar problemas operacionais como a formação de hidratos e gás condensado (SANTARÉM et al, 2007).

Esta lei ressalva vários aspectos fundamentais para o setor petrolífero, dentre eles, no que diz respeito ao transporte de gás natural, que cabe a ANP outorgar qualquer empresa ou consórcio de empresas a autorização de construção de instalações e realização de qualquer tipo de transporte de gás natural, petróleo e seus derivados, tanto para suprimento interno quanto para exportação e importação. Além disso, a lei do petróleo propicia o acesso de terceiros às instalações já existentes, a partir do pagamento de tarifa adequada. Ou seja, ficou a cargo da ANP redigir normas a respeito do livre acesso, dando morosidade ao processo. Ao mesmo tempo, a agência em questão não ficou responsável pela regulação da taxa de acesso paga por terceiros.

Torna-se necessário, antes de qualquer análise, entender alguns conceitos, segundo a própria lei.

Transporte de gás natural é a sua movimentação em meio ou percurso considerado de interesse geral.

Distribuição de GN é a atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores, exercida por empresas especializadas.

Carregador é o agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de GN em gasoduto de transporte (LEI 9.478, 1997).

Desta forma, qualquer empresa interessada, dentro dos critérios estabelecidos pela lei, em transportar GN pelos gasodutos recebe autorização da ANP para tal, sem que haja um período de expiração formalizado e um contrato firmado. Isso dificultou demasiadamente o interesse no transporte, ajudando na manutenção do seu monopólio.

Dentro do livre acesso, a lei só abrangeu o transporte de GN, abrindo uma lacuna para que o monopólio do elo transporte continuasse. Assim, a lei beneficia os distribuidores ou aqueles que trabalham para elas. Desta forma, conclui-se que para o livre acesso ser eficaz, cada empresa deve estar apta para E&P, processamento e distribuição.

Por conta da tendência natural da formação de monopólio no setor de transporte e do alto investimento e dos riscos pertinentes, a ANP adotou a política de estender o livre acesso aos dutos de transporte aos carregadores (empresas usuárias do serviço de transporte contratado junto ao transportador), inserindo a concorrência antes inexistente na emenda 169/1998.

“Art. 1º Fica regulamentado, pela presente Portaria, o disposto no art. 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural. (...)”

O livre acesso, caso fosse eficaz, seria importante para controlar o preço aos consumidores do GN e para reduzir a capacidade ociosa dos dutos. Isso porque, se o distribuidor ou o carregador dono do contrato de transporte não usufrísse de toda a capacidade do gasoduto, outras empresas poderiam utilizá-la e, sendo o único responsável por essas operações, que levam à comercialização do gás, poderia adotar o preço que desejasse na sua venda.

A capacidade ociosa citada acima é definida como a parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada (LEI 9.478, 1997).

Outra crítica pertinente a Lei 9.478 é a falta de normas específicas para cada área da indústria do gás natural (IGN), que complementariam as normas de aplicação comum ao petróleo, condizentes à exploração, desenvolvimento e produção. Caso essas normas existissem, as oportunidades de investimento, a concorrência e a eficácia aumentariam, reduzindo o monopólio vertical e horizontal. Em outras palavras, a Lei do Petróleo não tratou a IGN como indústria de rede.

Esse tipo de indústria é caracterizado por ser estritamente complementar nos seus segmentos da cadeia produtiva, cujos elos estabelecem graus de interdependência entre os componentes de rede bem mais elevados do que em outros tipos de indústria (ARAÚJO JR., 2005).

Outro ponto que a Lei do Petróleo deixou a desejar foi a ausência de decisões sobre o gás natural liquefeito (GNL) e o gás natural comprimido (GNC).

Assim, a Lei de 1997 deixou uma série de falhas quanto ao monopólio da distribuição do gás natural, e suas consequências no transporte; no preço final do

produto; na dificuldade de acesso à capacidade ociosa dos gasodutos (principalmente o GASBOL); na falta de investimentos em infraestrutura, na baixa concorrência e na manutenção dos monopólios vertical e horizontal.

É importante ressaltar que, com a Lei do Petróleo e a consequente abertura do mercado de E&P, transporte e distribuição para terceiros, os planos de desenvolvimento da matriz energética brasileira realizados pela Petrobras tiveram que sofrer alterações (WETZEL & TOMEI, 2012).

Inicialmente, a estatal pretendia efetuar uma mudança no combustível do parque industrial do Brasil, de óleo combustível para gás natural. Para isso, ela modernizaria suas refinarias para que estas pudessem processar o petróleo produzido e, o GN surgiria como outra opção energética, a partir de expressivos investimentos (BENTO, 2012).

No entanto, em 1998, com o interesse de outras empresas em E&P, o capital antes destinado à construção e ampliação das refinarias e infraestrutura ligada ao GN, passou a ser repassado à defesa de áreas de exploração que a Petrobras desejava.

Essa redução do capital só não atrapalhou o projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil, em fase de construção a partir de 1997, porque parte do investimento inicial já havia sido gasto. O ramo que mais sentiu esse impacto foi o de refino, com pouca evolução de infraestrutura nos anos seguintes (BENTO, 2012).

2.1.4 Resoluções da ANP a partir de Conflitos Relacionados ao Livre Acesso do Gasoduto Bolívia-Brasil

O Gasoduto Bolívia-Brasil, mais conhecido como GASBOL, foi construído a partir de 1997, tendo suas operações iniciadas em 1999 através do transporte de gás natural da Bolívia para o Brasil. A principal motivação para a realização e implementação do projeto foi aumentar a segurança no suprimento energético brasileiro de uma maneira mais vantajosa do que o escoamento do gás presente nas reservas offshore. Outra contribuição decisiva para o fortalecimento das negociações deveu-se à autossuficiência alcançada pela Argentina em 1992 e consequente fim da importação do gás boliviano por esse país, colocando o Brasil como principal mercado consumidor para as grandes reservas de gás da Bolívia (FILHO, 2002).

A ocupação total do GASBOL é o equivalente a 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia, que passam por dutos de investimento inicial de 2,2 bilhões de dólares,

totalizando 3,150 mil km desde Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) até Canoas (Rio Grande do Sul, Brasil) (FIGUERAS, 2001).

No início, a tarefa de atrair investidores privados não foi fácil para ambos os governos, por conta da maior parte dessas reservas serem não provadas (reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza) e por ser um investimento inicial de alto risco por conta do custo alto e demanda baixa. Assim, o governo brasileiro, através da Petrobras, arcou com mais de 80% dos custos da construção dos dois lados da fronteira, com 557 km do lado boliviano desde Santa Cruz de la Sierra até Porto Saurez e, 2593 km do lado brasileiro desde Corumbá (MS) até Canoas (RS). Para isso, foi concedido a esta estatal, o controle de operação do lado brasileiro, assim como o posto de carregador do lado boliviano (TORRES FILHO, 2002).

Em 1997, na época de seu planejamento, o gasoduto foi projetado como a principal fonte de energia industrial para o Brasil. Porém, com a crise hídrica nacional e o avanço das termoeletricas, estas se tornaram o principal consumidor de gás.

Outras questões relevantes que envolvem o GASBOL estão relacionadas aos conflitos entre a Petrobras e empresas privadas no que se refere à capacidade ociosa dos dutos. Empresas como, por exemplo, *British Gas* e *Enron*, desde o início dos anos 2000 vinham contestando seus direitos em usufruir do volume dos gasodutos que não eram utilizados pela Petrobras na função de carregador, ou seja, da capacidade ociosa tanto a instalada e contratada quanto a que se encontrava em fase de expansão.

Ao total, foram quatro conflitos mediados pela ANP nos anos 2000 e 2001 relacionados ao livre acesso do GASBOL (garantido por lei desde 1997). Três deles tinham como disputa o serviço de transporte não firme e, o outro de transporte firme (ANP, 2016).

O primeiro transporte acima citado pode ser definido como interrupto, ou seja, só pode ser contratado quando há ociosidade no gasoduto, após a demanda dos usuários firmes ter sido atendida.

O segundo é caracterizado pelo transportador ser obrigado a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo carregador, até a capacidade contratada de transporte estabelecida no contrato com o carregador (Lei 9.478, 1997).

Os dois processos envolvendo a *Enron* referiram-se ao transporte não firme, enquanto os da BG foram para não firme e firme. Para solucionar as questões acima citadas, a ANP desempenhou um papel importante e controverso como mediadora. No ano de 2000, a *Enron*, na época uma das acionistas da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A), dirigiu-se à ANP com um pedido de arbitragem (última etapa do processo de resolução de conflitos). Tal pedido fez referência à obtenção do direito de utilização da infraestrutura do GASBOL pela *Energil* (empresa controlada pela *Enron*) (FUSER, 2011).

O desentendimento Petrobras – *Enron* iniciou-se, nas duas ocasiões, quando a primeira, acionista majoritário da TBG através da sua subsidiária integral Gaspetro, alegou a ausência de capacidade ociosa (já definida anteriormente) nos dutos que poderiam propiciar outras sócias a carregarem o gás e, que já haviam assinado contratos para a ocupação total desse gasoduto.

Perante este cenário, a ANP decidiu ficar a favor da empresa *Enron*, permitindo o uso do GASBOL também por esta, indo contra os interesses da Gaspetro e, conseqüentemente, da Petrobras.

Já em 2001, foi a vez da empresa *British Gas*, na época sócia da TBG, requisitar o mesmo pedido junto à ANP depois da declaração semelhante da Petrobras com respeito à capacidade ociosa. E, novamente, esta Agência decidiu contra a estatal brasileira, dando à empresa britânica o direito de carregadora (FUSER, 2011).

Ao final do ano de 2001, novamente, a *British Gas* direcionou-se à ANP, mas desta vez, alegando que a Gaspetro não acatou a decisão do órgão regulador no que se referia ao acesso do GASBOL por outras empresas. A britânica ponderou que tal impedimento ocasionaria um desequilíbrio financeiro na TBG (a *British Gas* era sócia da TBG). Assim, a ANP obrigou a Petrobras a ceder capacidade do duto, mesmo que este seja totalmente ocupado pelo gás da própria estatal (transporte firme) (FIGUERAS, 2001).

No caso desses dois últimos conflitos, a Petrobras acredita que, por causa das decisões tomadas pela ANP, ela possa perder mercado frente as distribuidoras para empresas multinacionais que não realizaram investimentos elevados na implantação do GASBOL.

A ANP, por sua vez, se defendeu com o argumento de que foi a favor das empresas *Enron* e *British Gas* para assegurar a livre concorrência, garantida pela lei

9.478/97, e a possibilidade do consumidor final obter um gás mais barato (FIGUERAS, 2001).

A partir deste cenário conflituoso, a ANP se colocou no dever de redigir resoluções que colocassem fim a estas questões. Assim, em 2005, as resoluções 27, 28 e 29 foram postas em vigor, e abrangeram as tarifas de transporte dutoviário de GN, o acesso às instalações, remuneração adequada ao transportador, definiu termos importantes para a IGN, como capacidade contratada de entrega, capacidade contratada de transporte, capacidade ociosa de transporte, entre outras. Outras decisões que constam nessas resoluções são a proibição de compra e venda de GN por parte do transportador, salvo exceções, e as obrigações das empresas perante a ANP (ANP, 2005).

Essas três normas redigidas pela ANP, entre outras anteriores e posteriores, ajudaram na formulação da Lei do Gás de 2009. Esta lei necessitou de diversas resoluções para que o gás tivesse o principal foco. Assim, esses pequenos passos foram de extrema importância para o que ocorreu em 2009 e, posteriormente, em 2010.

Além dessas três resoluções já citadas para a solução de conflitos, a ANP também elaborou e colocou em vigor a Portaria 254/01, regulamentando o acesso ao sistema de transporte de gás natural no Brasil (VII ARIAE, 2004). Essa Portaria organizou a maneira como um conflito entre empresas deve ser tratado, o que cabe a cada parte em termos de documentos, respostas, além de prazos pré-estabelecidos para cada ação a ser tomada (PORTARIA 254, 2001).

2.1.5 Lei 11.909 de 4 de Março de 2009 e Decreto 7.382 de 2 de Dezembro de 2010

A Lei 11.909, conhecida como a Lei do Gás, foi elaborada com o objetivo de modificar a Lei do Petróleo de 1997, principalmente no que tange ao gás natural e ao seu transporte, tratamento, importação, exportação, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização (NEGREIROS, 2013). As diferenças mais significativas entre as leis 9478/97 e 11909/09 estão explicitadas na Tabela comparativa a seguir (Tabela 2.1).

Tabela 2.1: Comparação entre a Lei do Gás (11909/2009) e a Lei do Petróleo (9478/1997) (Fonte: Elaboração própria através de dados obtidos em ARAÚJO, 2012).

	Lei do Petróleo (9.478/97)	Lei do Gás (11.909/09)
Regime de Outorga	Autorização.	Concessão (caso geral). Autorização: gasodutos existentes e equiparados, gasodutos que envolvam acordos internacionais.
Novos Gasodutos	Construção e ampliação dos gasodutos autorizados pela ANP após provocação do próprio interessado.	Proposição de MME, por iniciativa própria ou provocação de terceiros, dos gasodutos a serem construídos ou ampliados. Licitação para a concessão da construção/ampliação do duto.
Acesso	Negociado entre as partes.	Acesso regulado por contratação de serviço de transporte firme, ininterrupto e extraordinário.
Tarifa de Transporte	Negociada entre as partes.	Concessão: tarifa máxima fixada pela ANP. Autorização: tarifa aprovada pela ANP.
Contingência	-	Caracterização da contingência no Suprimento de GN. Instalação do Comitê de

		Contingenciamento coordenado de MME. Coordenação de Movimentação de GN pela ANP.
Comercialização	Livre.	Mediante autorização de contratos registrados na ANP.
Planejamento	Inexistência de planejamento de expansão da malha.	Elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário.
Estocagem	-	Concedido ou autorizada pela ANP.
Importação	Autorizada pela ANP.	Autorizada pelo MME.
Transporte	Autorizado pela ANP: não havia contratos firmados nem data de expiração da autorização.	Concedido por meio da ANP: contratos de concessão firmados com a ANP por 30 anos. Autorizado em casos específicos.
Qualidade	Estabelecida pela ANP.	Estabelecida pela ANP.
Contratos de Transporte	ANP recebia os contratos depois de firmados.	ANP necessita aprovar os contratos previamente.

Antes de 2009 houve alguns marcos regulatórios de bastante expressão na indústria de petróleo e seus derivados, mas todos estavam focados na indústria petrolífera. Entretanto, com a descoberta de novas reservas do pré-sal, que contém grande quantidade de hidrocarbonetos gasosos, se tornou necessário a criação de uma legislação própria para o GN.

Adicionalmente ao que foi citado, o GN vem se inserindo como uma importante fonte energética na matriz brasileira, através, principalmente, dos projetos termoeletricos.

Para isso, tornou-se de extrema necessidade a realização de altos investimentos em infraestrutura. Com isso, em 4 de março de 2009, foi publicada a Lei do Gás.

Nela, delegou-se ao Ministério de Minas e Energia (MME) maior responsabilidade na formulação de políticas sobre o setor, tais como: a definição do regime de concessão e autorização, as indicações de quais gasodutos de transporte deverão ser construídos ou ampliados e, a fixação do período de exclusividade de exploração da capacidade contratada por parte dos carregadores (SOUSA, 2010).

No caso do regime de concessão, o seu objetivo principal foi motivar o crescimento de investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição do gás natural, gerando uma competição leal entre as diversas companhias. Essa preocupação se deu por conta do monopólio natural sob o qual a IGN é inserida. Em outras palavras, esta indústria responde melhor a demanda de mercado quanto em monopólio regulado do que em livre concorrência (KELMAM, 2009).

Por outro lado, a ANP ficou encarregada da coordenação, direta ou indireta, dos processos de chamada pública para contratação de empresas para ampliação ou construção de gasodutos e da coordenação das licitações para a atividade de transporte (SOUSA, 2010).

A Lei do Gás deu responsabilidades a cada órgão, e também o acesso de terceiros aos gasodutos e a capacidade de transporte. Em outras palavras, determinou o volume máximo diário de gás natural que o transportador pode movimentar em um determinado gasoduto de transporte, assim como introduziu novos conceitos importantes: os de consumidor livre, autoprodutor e autoimportador (MATHIAS, 2011).

O primeiro conceito refere-se ao consumidor de GN que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o GN de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. O segundo, ao agente explorador e produtor de GN que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. O terceiro refere-se ao agente autorizado para a importação de GN que utiliza parte ou a totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (LEI 11.909, 2009).

A nova lei estabeleceu que para a obtenção do direito de transportar o GN, é preciso realizar um processo de licitação para obter a concessão de gasodutos considerados de interesse geral e, para o caso gasodutos de transporte com acordos internacionais, é necessária a autorização prévia da ANP. Desta forma, o vencedor do

processo de licitação, pelo critério de menor receita anual, tem o direito de explorar sua concessão por trinta anos, prorrogáveis por um período similar. Essa decisão fez com que o monopólio sobre o transporte fosse, na teoria, derrubado totalmente, diferentemente do que aconteceu em 1997, permitindo a criação de um mercado de longo prazo, dando oportunidade a diferentes investidores (LEI 11.909, 2009 APUD NEGREIROS, 2013).

Além da quebra do monopólio citada acima, o regime de concessão fez com que fosse viável a transmissibilidade da infraestrutura, ou seja, do capital referente ao custo fixo que foi investido ao final dos anos sob contrato, assim como a realização de projetos visando aumentar a malha dutoviária e a imposição de taxas e condições de acesso a estes dutos (LOSS, 2007). Com isso, impôs a competição na exploração desta atividade, possibilitando a inserção de novos investidores e a fixação de tarifas baixas aos carregadores interessados (SILVA, 2011).

Adicionalmente, a nova lei permitiu que o primeiro carregador de movimentação de GN tenha exclusividade de dez anos, não prorrogáveis, de acordo com o nível de desenvolvimento do seu mercado (MATHIAS, 2011).

O livre acesso aos dutos de transporte de GN foi estabelecido desde a Lei do Petróleo, em 1997, mas de forma ineficiente como já explicitado. Com o livre acesso à distribuição em 2009, e com os regimes de concessão e exclusividade do primeiro carregador, os motivos da ineficiência persistentes em 1997 foram minimizados. Desta forma, a capacidade ociosa dos dutos ficou a critério de terceiros que demonstrassem interesse e que seriam aptos a usufruí-la mediante pagamento de taxas pré-estabelecidas aos donos das instalações (i.é., a empresa transportadora de gás) (SILVA, 2011).

Outro aspecto importante do qual a Lei do Gás fez referência, foi a tarifa de transporte do GN. Antes de 2009, ela era definida pelos próprios transportadores que, muitas vezes, taxavam um valor incoerente com o mercado, fazendo com que o livre acesso aos dutos fosse proibitivo.

Após esse ano, essa responsabilidade nas mãos dos transportadores somente foi mantida para o caso de dutos com contratos em vigor antes da criação da lei, até o fim dos mesmos. Já para novos gasodutos ou novos contratos, a taxação do serviço de transporte ficou a cargo da ANP, aumentando a acessibilidade econômica a terceiros (CNI, 2014).

Foram realizados inúmeros avanços se comparadas a Lei do Gás e a Lei do Petróleo; porém no que diz respeito ao transporte e à distribuição de gás ainda registram-se carências regulatórias, isto porque não houve uma regulamentação específica para estas atividades. Isso fez com que o mercado de livre concorrência e o de atacado, com acesso ilimitado às suas instalações e ao seu transporte, estivesse em desvantagem, afetando o fornecimento de gás aos consumidores finais, o transporte para usuários de grande expressão e mercados atacadistas. Desta forma, o número de potenciais compradores do hidrocarboneto gasoso permanece aquém do potencial, dado o monopólio de fato sobre essas atividades, como já vinha sendo observado desde em 1997 (NEGREIROS, 2013).

Outro fator que, juntamente com o que foi mencionado acima, ajuda na perda da eficácia dessa lei é a lentidão e a indefinição relativa ao marco regulatório. Isso faz com que as chamadas de licitação e, conseqüentemente, a contratação de concessionários para atuarem no setor de transporte, assim como outros contratos, seja mais demorada e complicada (NEGREIROS, 2013).

É importante ressaltar que, apesar do GN ter ganhado uma lei específica, seu preço ainda é altamente correlacionado ao preço do petróleo WTI. Isso faz com que a) seu valor no mercado oscile de acordo com as crises do petróleo; b) seu valor seja superior aos preços de outros países e; c) haja menos atratividade de investimentos. Esses aspectos dificultam a sua inserção no mercado energético e a ampliação de sua infraestrutura, perdendo competitividade frente às outras fontes de energia e ao mercado externo (NEGREIROS, 2013).

Apesar das adversidades persistentes, mesmo com a implantação da Lei do Gás, esta matriz energética encontra-se em constante crescimento e desenvolvimento. Por isso, é significativo lembrar a necessidade do aumento da atratividade deste setor, com a eliminação da verticalização (concentração de todas as fases de produção, da extração até o consumidor final) através da inclusão dos conceitos de consumidor livre, autoimportador e autoprodutor (NEGREIROS, 2013).

As falhas no marco regulatório tornaram o fornecimento de GN um grande desafio. Seja pela inviabilidade de promover licitações e contratações em um pequeno espaço de tempo, ou por ainda não ter um mercado atacadista, ou pelo fato do seu preço não ser condizente com o mercado externo.

A Lei 11.909 trouxe expectativa quanto ao aumento da participação do GN no mercado, tornando possível sua venda tanto para o distribuidor quanto para o consumidor final. Sendo assim, poderá ser configurado um mercado de livre concorrência com um preço justo que atrairá de investimentos privados e novos consumidores (NEGREIROS, 2013).

Com o objetivo de complementar de Lei de 2009 e extinguir a lacuna deixada pela ausência de uma regulamentação, em 2 de dezembro de 2010, foi aprovado o Decreto nº 7.382, impondo regras para as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de GN. No entanto, no que se refere à abertura do mercado de distribuição de gás, sua relevância é reduzida, uma vez que pela Constituição de 1988 (ainda em vigor), a abertura do mercado final em cada Estado depende de regulamentação estadual (COLOMER, 2011).

Um dos destaques desse decreto foi a regulamentação no que se refere ao acesso dos gasodutos de transporte, pois uma empresa detinha a propriedade quase que exclusiva. Na prática, significa que uma mudança operacional na contratação de transporte de gás natural, o chamado *swap*. Isso passou a viabilizar para outros a capacidade de transporte do gasoduto. Para tanto, deve ser solicitada pelos carregadores, acesso a capacidade ociosa dos transportadores, de acordo com os termos da regulação aplicada pela ANP (NEGREIROS, 2013).

O *swap*, assim como o plano de expansão da malha dutoviária e as condições de prorrogação dos contratos de licitação de transporte de GN, foram os principais atrativos para a discussão e implantação da lei e do decreto.

Com a sua regulamentação, os principais Estados consumidores, entre eles Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, São Paulo, Amazonas e Maranhão, passaram a possuir suas próprias normas para a manutenção do mercado livre através do consumidor livre. Como já mencionado anteriormente, necessita ser regido por legislação de âmbito estadual. Mesmo assim, até dados de 2014, não havia ocorrido contratação para a oferta de gás natural por este mercado livre, demonstrando a inoperância, na prática, da lei e do decreto de 2009 e 2010, respectivamente (MATOS, et al. 2014).

A fragilidade deste mercado se deve pela existência de uma única empresa, Petrobras, que age na oferta aos principais consumidores e como a empresa fornecedora para as distribuidoras estaduais. Este cenário está diretamente ligado à ineficiência do consumidor livre, e a conseqüente redução de competitividade no extremo da cadeia de

transporte e distribuição do GN, caracterizando, assim, a ausência do mercado competitivo e a presença de um monopólio.

Segundo dados da ANP (2013), as operadoras de capital privado que atuam no Brasil possuem cerca de 10% da produção nacional de gás natural. Este número mostra a dificuldade dessas empresas quanto ao escoamento de suas produções aos consumidores finais, por causa da baixa acessibilidade aos dutos de escoamento e/ou transporte (MATOS et al, 2014).

Ademais, o mercado brasileiro de gás natural não se tornou um grande atrativo de investimentos como o esperado. Por isso, empresas de E&P não vislumbraram uma produção deste hidrocarboneto em grande escala, ocasionando, em muitos casos, no reaproveitamento do gás extraído como método de elevação do óleo ou como indicador de segurança pela sua queima nos *flares* (SIQUEIRA E XAVIER, 2007).

Desta maneira, a parcela de empresas que realmente produz gás com o objetivo de comercializá-lo, é pequena. A empresa majoritária em comercialização de gás ainda é a Petrobras que, convenientemente, é a maior detentora dos gasodutos através das ações da Transportadora de Gás Associado (TAG) e da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil (TBG). Assim, as taxas cobradas para outros carregadores ficam, concentradamente, nas mãos da estatal brasileira que vende sua capacidade ociosa a um preço que julgar justo (MATOS et al, 2014). Esse cenário evidencia uma ineficácia tanto no livre acesso quanto na extinção do monopólio no transporte e na E&P.

Outro fator que prejudica o livre acesso é o período de dez anos de exclusividade imposto pela Lei do Gás aos dutos em operação. Ou seja, a Petrobras que já detém a maior parte desta rede, ainda possui mais dez anos para explorá-la sozinha, sem nenhum concorrente. Isso tudo somado ao dimensionamento precário da capacidade ociosa, por parte dos órgãos federais, dos gasodutos aplicáveis à lei do livre acesso (MATOS et al, 2014).

Para que este cenário seja revertido, se faz necessário o compartilhamento desses dutos entre as diversas companhias, com taxaço de tarifas realistas e justas através da independência do preço do gás ao do óleo, além de uma lei ou norma, elaborada não só por uma empresa, que destrinche cada componente que rege o valor final do GN, de modo a aumentar a oferta de GN, incentivar sua produção e aumentar sua demanda. (SIQUEIRA & XAVIER, 2007). No caso desta última, ela seria favorecida

pela redução de preços do produto final gerada pela competitividade entre as diversas distribuidoras.

É sabido ainda que a IGN caracteriza-se como uma indústria de monopólio natural, e que, no caso do Brasil, há muitas vezes evidência de monopólio vertical. Sendo assim, um ambiente competitivo se torna ainda mais crucial para o desenvolvimento dessa indústria, para a redução de custos e expansão do consumo do GN. Para isso, a revisão de leis, decretos e quaisquer outros meios que impeçam ou dificultam tal desenvolvimento e a inserção de novos agente é de extrema importância.

Ademais, o mercado consumidor brasileiro ainda se encontra abaixo do desejável para que haja pesados investimentos na expansão e/ou construção de novas malhas dutoviárias para o GN. Essa demanda reduzida leva as empresas de petróleo e gás no ramo de E&P a diminuírem a produção do último (MATOS et al, 2014).

Caso todos esses tópicos citados acima sejam corrigidos ou aprimorados, a Lei do Gás apresentará grande potencial para atrair novos investidores para gasodutos de transporte, além de otimizá-los (SOUSA, 2010).

Algumas das soluções que poderão ser tomadas para alcançar esse potencial estão diretamente relacionadas à melhoria ou à melhor aplicabilidade do modelo idealizado da IGN (Figura 2.2). Elas englobam:

- a) figuras do exportador, importador e produtor: estão interligadas na área de E&P. O monopólio sob estas atividades teve seu fim em 1997, com a Lei do Petróleo, mas no Brasil ainda há uma grande discrepância entre a atuação da Petrobras e de outras empresas. Isso se deve, principalmente, por causa da dificuldade de acesso aos dutos de escoamento da produção. Para reduzir essa diferença, é preciso que o livre acesso, garantido por lei em 1997, aos gasodutos seja efetivo, além de aumentar a atratividade de E&P no Brasil e realizar maiores rodadas de campos exploratórios;
- b) figura do transportador: o monopólio sobre esta atividade também encerrou em 1997 e, no entanto, os proprietários dos gasodutos brasileiros são as empresas TBG e TAG. A primeira é majoritariamente Petrobras (dona de 51% dos ativos) e a segunda é total Petrobras. Assim, apesar de terceiros obterem o direito de construir dutos aqui, muitos não o faz pelo domínio da estatal brasileira no segmento de E&P

e de distribuição que não compensariam os altos investimentos, além do monopólio natural evidenciado no transporte de GN. Para que outras empresas sejam inseridas nesta etapa da IGN é necessário incentivar mais ainda o mercado consumidor de gás no Brasil, para que os custos de construção desta infraestrutura sejam minimizados diante da atratividade e do futuro lucro elevado;

c) figura do carregador: possui livre acesso aos dutos de transporte assegurado por lei desde 1997 e, a partir da Lei do Gás de 2009 ganhou força através do processo de licitação e da garantia de concessão por 30 anos estendíveis. Isto fez com que novas empresas fossem inseridas neste ramo, usufruindo da capacidade ociosa dos gasodutos, principalmente do Gasbol. Um dos motivos que gerou essa procura por terceiros a serem carregadores de gás foi o aumento de sua demanda, principalmente pelas térmicas. Entretanto, por conta da grande participação da Petrobras nas empresas distribuidoras e na produção de gás, muitas vezes, empresas carregadoras não encontram um mercado atrativo ou disponibilidade boa de GN a ser carregado. Para mudar esse cenário mais empresas precisam ser incentivadas a explorarem e produzirem o GN no Brasil, além de diversificar ou modificar a figura do distribuidor;

d) figura do distribuidor: também configura um monopólio natural. Esta fase da IGN é controlada por cada Estado Federativo desde 1995 e, na maioria das distribuidoras a Petrobras possui ativos, atuando com influência considerável nas decisões de qual carregador o GN será adquirido. Para melhorar não só esta etapa da IGN, mas como também toda a cadeia acima, é preciso eliminar, em primeiro lugar, o seu monopólio natural.

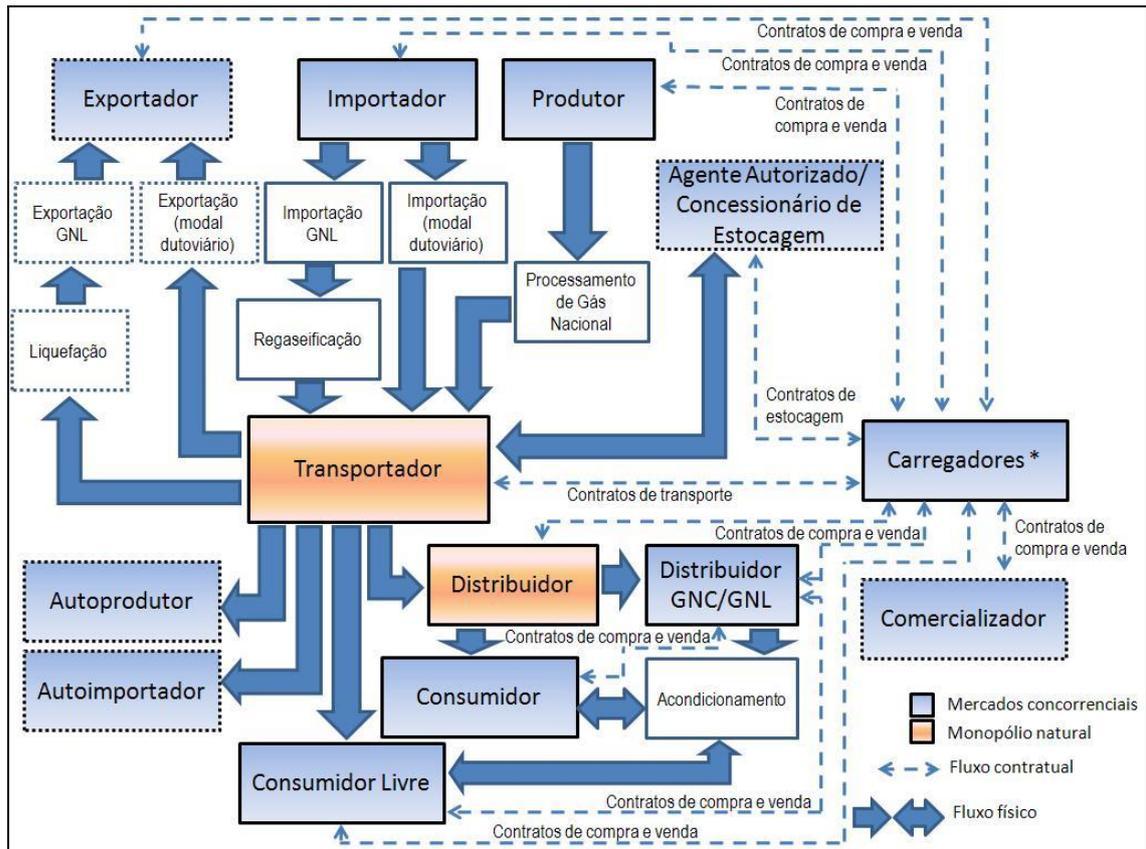


Figura 2.2: Estrutura organizacional da indústria brasileira de gás natural após a Lei do Gás, 2016
 (Fonte: Nota Técnica nº 013/2009-SCM, de 06 de novembro de 2009).

3 INFRAESTRUTURA NACIONAL DE GASODUTOS

A criação de um mercado de gás apreciável depende da construção e ampliação da rede de gasodutos, ou seja, das atividades que respondem por grande parte do custo final deste energético.

As dificuldades de estocagem que as propriedades do gás natural impõem geram a necessidade de sua entrega imediata após o seu processamento, elevando ainda mais a importância da infraestrutura de transporte para a cadeia produtiva (LINS, 2011).

De fato, em consequência da importância do transporte dentro da cadeia de fornecimento de gás natural e de suas particularidades, a extensão da rede de gasodutos guarda uma relação direta com o crescimento de seu aproveitamento e consumo (CECCHI, 2001).

A infraestrutura de transporte de gás natural é representada pela rede de gasodutos que transporta o gás natural seco, ou seja, o hidrocarboneto que permanece inteiramente na fase gasosa em quaisquer condições de reservatório ou de superfície segundo a Portaria ANP nº9 de 21/2000, até os pontos de entrega às distribuidoras estaduais. A partir daí, a rede é tratada como de distribuição (ANP, 2013).

A diferença entre o transporte e a distribuição é feita pelo volume de gás envolvido. Quando se trata de deslocar grandes volumes de gás através de gasodutos de grandes diâmetros desde os campos de produção até as estações de redução de pressão e medição de gás, denominadas *city-gates*, onde o GN é entregue para a concessionária estadual que passa a ser proprietária do produto, temos o caso de transporte ou transmissão de gás natural. Já quando a atividade de deslocamento do gás é feita no interior das metrópoles até chegar ao consumidor final, ou para atendimentos aos clientes industriais nas periferias das cidades, temos o caso de distribuição (GARCEZ, 2007).

Nesse cenário, o escoamento da produção de gás e a dificuldade enfrentada pelo consumidor para ter acesso ao produto revelam-se fatores restritivos ao maior uso do gás natural no Brasil.

A seguir, será apresentado um histórico da evolução da infraestrutura de gasodutos no Brasil influenciada, principalmente, por fatores como:

- (a) oferta, em razão das descobertas de novos campos, reservas e das diferentes possibilidades de ofertas do combustível;
- (b) demanda, que, associada à oferta, está intimamente relacionada com a participação do GN na matriz energética nacional;
- (c) aspectos sociopolíticos, interferindo nas relações com os países exportadores e importadores do combustível, bem como as possibilidades de negociações com mercados internacionais; e
- (d) mudanças na regulação e legislação que fazem referência ao GN, influenciando na atratividade de investimentos no setor.

3.1 Histórico

3.1.1 1970 – 1987

Como já visto no Capítulo 2, nessa época vigorava a Lei 2.004/53, a qual acarretou na criação da Petrobras e no monopólio da empresa no que diz respeito às atividades que a indústria de petróleo e seus derivados desenvolviam no Brasil. Como não havia perspectiva do potencial agregado do GN e conseqüente aumento da participação deste combustível na matriz energética nacional, o GN foi tratado como um simples derivado do petróleo, sem devida importância estratégica para o país.

O período entre 1970 e 1981 ficou conhecido como a Fase Bahia, uma vez que os esporádicos avanços na rede foram todos localizados na Bahia.

A malha de transporte brasileira de GN se iniciou na Bahia em razão do histórico de extração de petróleo e do crescimento da produção de gás associado. Dessa forma, em 1970, foi inaugurado o primeiro gasoduto de transporte do Brasil, o Gasoduto Cadeias-Aratu (LINS, 2011). Com 22 km de extensão e capacidade de 1,7 MMm³/d, o gasoduto foi construído a fim de conectar a primeira planta industrial brasileira específica para aproveitamento do GN, a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) Candeias (BA), ao distrito industrial de Aratu (BA) (TRANSPETRO, 2009).

A Petrobras iniciou a produção de petróleo e GN no Estado de Sergipe na década de 1960 e, da mesma forma que aconteceu na Bahia, a infraestrutura para criação do mercado de GN ainda não estava estabelecida naquele Estado. Apenas em 1974 foi

inaugurado o primeiro gasoduto interestadual, o Gasoduto Sergipe-Bahia (GASEB) (LINS, 2011).

Com extensão de 230 km e capacidade de 543 Mm³/dia, o GASEB foi concebido a fim de escoar a produção de gás rico, ou seja, aquele gás no qual a soma das porcentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C₃), inclusive, é maior que 7% segundo (THOMAS 2001, apud CALDAS, 2014), do Estado de Sergipe para posterior processamento na UPGN Santiago, já que a Bahia já possuía um mercado consumidor para o gás (TRANSPETRO, 2009). Entretanto, com a criação da UPGN Atalaia no próprio Estado de Sergipe no ano de 1982, o GASEB deixou de transportar gás rico e passou a transportar gás natural já processado, ou seja, gás residual, de Atalaia (SE) para Catu (BA) (LINS, 2011).

Em 1975, inaugurou-se o Gasoduto Santiago-Camaçari 14", ligando a UPGN Santiago (município de Pojuca, BA) a Camaçari (BA) por uma extensão de 32 km e capacidade de 1,5 MMm³/d (GASNET, 2016).

Apesar do pioneirismo, após o início da operação do Gasoduto Candeias-Camaçari 14", em 1981, ligando a UPGN Candeias (BA) a Camaçari (BA) com uma extensão de 37 km e capacidade de 3,2 MMm³/d (TRANSPETRO, 2009), a Bahia não teve sua malha ampliada nas décadas de 1980 e 1990 em razão da escassez do GN na Região do Recôncavo Baiano e da distância em relação às reservas da Bacia de Campos, principal foco da Petrobras nesse período.

De fato, entre as décadas de 1970 e 1980, as crises do petróleo fomentaram as buscas por novas jazidas de petróleo e GN no Brasil. Na época, as reservas provadas na Bahia não eram suficientes para criar perspectivas promissoras. Assim, a procura por novos campos se intensificou no final da década de 1970 na Bacia de Campos e foi bem sucedida, fazendo com que os investimentos da Petrobras fossem direcionados para esses novos e promissores campos de produção (LINS, 2011) (Gráfico 3.1).

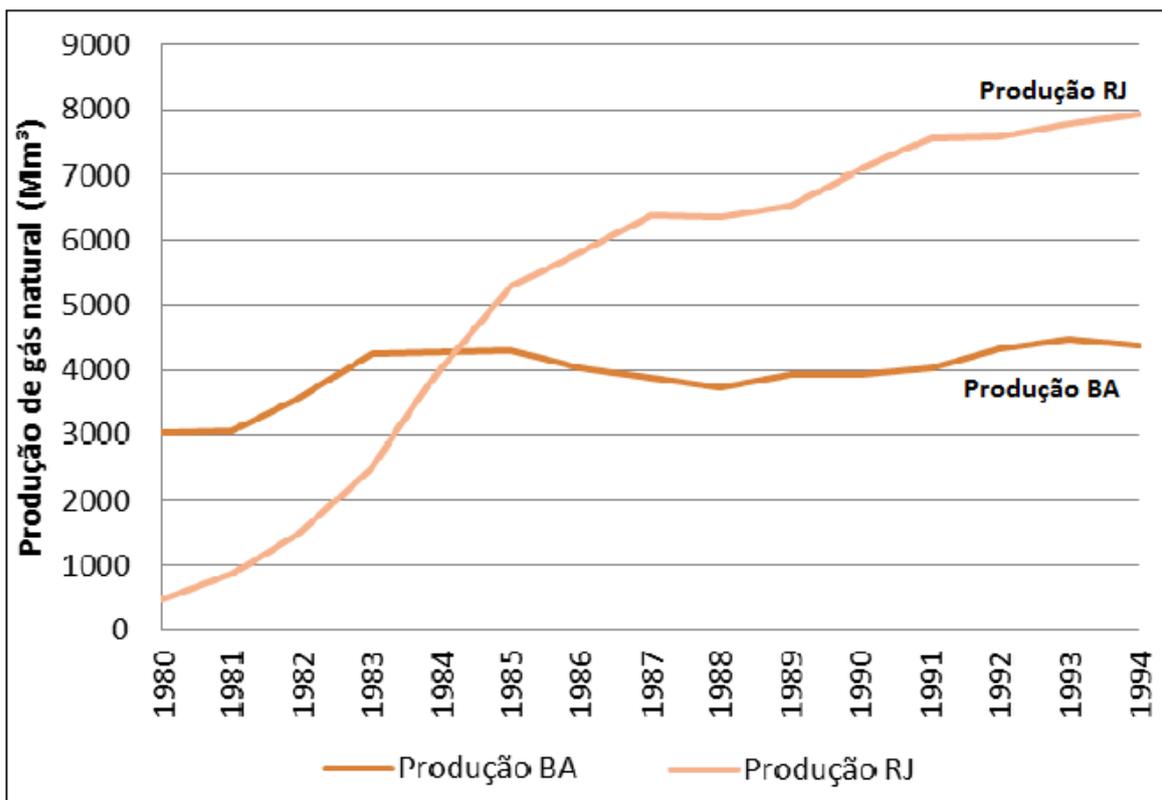


Gráfico 3.1: : Comparação entre a produção de GN na Bahia e no Rio de Janeiro, 1980-1994 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados de LINS, 2011).

O Gráfico 3.1 mostra o elevado crescimento da produção de GN no Estado do Rio de Janeiro frente à estagnação da produção na Bahia em decorrência das descobertas de novos campos exploratórios de petróleo e gás natural na Bacia de Campos.

Com os investimentos direcionados à Região Sudeste, em 1982, foi inaugurado o Gasoduto Cabiúnas-REDUC (GASDUC I) com 183 km de extensão e capacidade de 4 Mm³/d, ligando Cabiúnas (município de Macaé/RJ) à REDUC (Refinaria Duque de Caxias/RJ). Entretanto, o volume transportado por este gasoduto foi posteriormente absorvido pelo GASDUC III, construído em 2010, levando o GASDUC I a deixar de integrar a malha de transporte e passar a transportar frações leves de GLP e condensados de gás natural (GASNET, 2016).

Em 1983, deu-se início à operação do Gasoduto Lagoa Parda-Vitória. Com, inicialmente, 100 km de extensão e posterior desativação de 21 km em 2013, este gasoduto tem capacidade de 1 Mm³/d, ligando Lagoa Parda (município de Linhares/ES) a Vitória (ES), abastecendo os municípios de Aracruz, Serra e Vitória com GN proveniente do Campo de Lagoa Parda (ABEGÁS, 2016).

Em 1986, o início da operação do Gasoduto Guamaré-Cabo (NORDESTÃO I), com extensão de 424 km e capacidade de 1,9 MMm³/d, possibilitou o abastecimento de 11 municípios dos Estados do Rio Grande do Norte (RN), Paraíba (PB) e Pernambuco (PE) a partir de gás processado em Guamaré (RN) (ABEGÁS, 2016).

Ainda em 1986, o Gasoduto REDUC-ESVOL (GASVOL) entrou em operação com uma extensão de 95,2 km e capacidade de 1,5 MMm³/d a fim de conduzir o GN da REDUC (município de Duque de Caxias/RJ) a Estação de Volta Redonda (ESVOL). No mesmo ano, foram inaugurados 5,5km de gasoduto referente ao Ramal ESVOL-TEVOL com a finalidade de transportar gás da ESVOL para o Terminal de Volta Redonda (TEVOL) (UDAETA et. al, 2004).

Percebe-se, então, que a expansão dos gasodutos brasileiros se deu inicialmente em regiões isoladas, construídos a partir do crescimento da oferta e produção de GN na região. Essa falta de planejamento ocorreu em razão da falta de um projeto de lei embasado e conseqüente falta de atratividade de investimentos no setor, o que dificultava o desenvolvimento da produção, do consumo interno e do avanço da infraestrutura dos gasodutos nacionais.

3.1.2 1988 - 1994

O ano de 1988 foi marcado pela Nova Constituição Brasileira, a qual tornou facultativa à União a contratação de terceiros, através de contratos de concessão para a realização de atividades específicas de monopólio, como a exploração e produção de gás natural (GN). Assim, os Estados federativos ficaram encarregados de realizar, diretamente ou mediante concessão, a distribuição local do gás canalizado o que, associado à construção do GASPAL, levaram as distribuidoras pioneiras CEG e COMGÁS a ganharem cada vez mais espaço no mercado de serviço de gás canalizado.

Em 1988, o transporte de gás natural do Rio de Janeiro para São Paulo foi viabilizado através da inauguração do Gasoduto Rio-São Paulo (GASPAL I), com extensão de 326 km, ligando a ESVOL à Refinaria de Capuava (RECAP), dando início a uma integração do sistema de gasodutos do Sudeste (GASNET, 2016).

Em 1992 e após 11 anos da construção do Gasoduto Candeias-Camaçari 12", foi colocado em operação o Gasoduto Santiago-Camaçari 18". Com extensão de 32 km e

capacidade de 2,9 MMm³/d, o gasoduto tem origem na UPGN Santiago (município de Pojuca/BA) e destino em Camaçari (BA) (LINS, 2011).

Em 1993, o Gasoduto RECAP-RPBC (GASAN I) foi inaugurado com extensão de 37 km e capacidade de, aproximadamente, 1 MMm³/d, tornando-se responsável pelo transporte de gás proveniente de Merluza, na Bacia de Santos, entre a RECAP (SP) e a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), localizada no município de Cubatão (SP).

3.1.3 1995 - 2008

Dentro das mudanças do setor observadas durante a década de 90, pode-se salientar a abertura ao capital privado e desverticalização da indústria de petróleo e gás no país, no esforço de reforma do setor de energia no Brasil.

O início dessa nova fase se deu com a Emenda Constitucional nº 09 de 1995, que impôs a flexibilização do monopólio da Petrobras, e com a Lei do Petróleo nº 9478 de 1997, que reforçou a ampliação da participação privada nesta indústria (SANTAREM *et al.*, 2007).

Se no caso do petróleo as mudanças regulatórias adotadas foram suficientes para atrair novas empresas, nacionais e estrangeiras, na indústria de gás o mercado continuou concentrado na figura da Petrobras, mostrando que o principal foco da nova regulamentação foi o petróleo, não o gás natural. Assim, embora tenha fornecido uma possibilidade de abertura do mercado, a Lei 9.478 não forneceu os instrumentos necessários para sua implantação, uma vez que os incentivos ao investimento privado, sobretudo no segmento de transporte, são reduzidos (MOTA *et. al.*, 2014).

Com isso, na teoria, as empresas entrantes poderiam atuar em todas as atividades da cadeia produtiva com o objetivo de promover o desenvolvimento do setor energético. Todavia, a Indústria de Gás Natural (IGN) carecia de mercado consumidor, bem como de elevados investimentos em exploração, produção do gás e instalação de toda uma infraestrutura de transporte do produto em razão das distâncias (SANTAREM *et al.*, 2007).

Em 1996, a malha de transporte adquiriu uma extensão de 357 km em razão do início da operação do Gasoduto Rio-Belo Horizonte (GASBEL I). Com capacidade de 1,95 MMm³/d, o gasoduto liga a REDUC à Refinaria Gabriel Passos (REGAP),

abastecendo os municípios mineiros de Belo Horizonte, Juiz de Fora, Barbacena e Betim com o Gás Natural processado na Refinaria Duque de Caxias (GASNET, 2016).

Em 1998, foi instituída a ANP e, com ela, foram estabelecidas diversas portarias relevantes à IGN, a exemplo da Portaria 43/98 a respeito da importação de GN, Portaria 170/98 relacionada à construção, ampliação e operação das instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e GN, inclusive GNL; e a Portaria 169/98 a fim de regulamentar o disposto no art. 58 da Lei 9.478/97 que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural (ANP, 2010).

Os anos de 1999 e 2000 foram marcados por um elevado avanço na infraestrutura da malha brasileira, sendo adicionados quase 3.229 km de extensão em gasodutos. A partir de dados retirados do GASNET (2006), ABEGÁS (2016) e TRANSPETRO (2009), nota-se que isso foi possível em razão da criação dos seguintes gasodutos:

- (a) Pilar-Cabo (GASALP), com extensão de 204 km e capacidade de 2,6 MMm³/d, abastecendo o município de Cabo (PE) com o Gás Natural de Pilar (Alagoas);
- (b) Guamaré-Pecém (GASFOR), com extensão de 383 km e capacidade de 2,0 MMm³/d, abastecendo os municípios cearenses com o gás natural processado em Guamaré (RN);
- (c) Bolívia-Brasil (GASBOL), com extensão de 2593 km e capacidade de fornecimento de 30 MMm³/d, subdivididos nos trechos Norte (1264 km de extensão), ligando o município de Corumbá (MS) à Refinaria de Paulínia (REPLAN), localizada em São Paulo; Paulínia-Guararema (153 km de extensão); e Sul (1190 km de extensão), tendo origem em Campinas (SP) e destino em Porto Alegre (RS).
- (d) Uruguaiana-Porto Alegre (Trechos I e III), sendo o Trecho I capaz de transportar 15 MMm³/d entre os 25 km de extensão que ligam a divisa Brasil-Argentina, no Leito do Rio Uruguai (RS) até Uruguaiana (RS), enquanto o Trecho III, de mesma extensão, possui capacidade de 12,2 MMm³/d com origem na Companhia Petroquímica do Sul (COPESUL), localizada no município de Triunfo (RS) à Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), pertencente ao município de Canoas (RS).

Até os Trechos Norte e Paulínia-Guararema do GASBOL entrarem em operação em 1999, o sistema de transporte brasileiro era composto pelas Malhas Sudeste e Nordeste (Mapa 3.1).



Mapa 3.1: Infraestrutura de Transporte de GN, 1999 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2016).

Dessa forma, a Malha Sudeste era composta por um sistema que se estendia do Rio de Janeiro a São Paulo e Minas Gerais, suprindo o mercado da região com gás produzido nas Bacias de Campos e Santos (Polo Cubatão) e por um sistema isolado no Espírito Santo, que atendia à Grande Vitória. A Malha Nordeste, por sua vez, era composta pelo Sistema Meridional, responsável pela movimentação do gás dos polos de Atalaia (SE), Candeias (BA) e Catu (BA) para suprir os Estados da Bahia e Sergipe, e pelo Sistema Setentrional, responsável pelo suprimento dos Estados de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará com o gás do polo Guamaré (RN) (ATLAS, p. 12, 2010).

Em 2001, foi posto em operação o Gasoduto Lateral Cuiabá, viabilizando a importação de GN da Bolívia para atender à Usina Termoelétrica de Cuiabá a partir de uma capacidade diária de transporte de 2,8 MMm³ e uma extensão de 267 km em território brasileiro, ligando o trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) a Cuiabá (MT) (AGER, 2016).

Vale salientar que, diferente dos demais gasodutos inaugurados até 2001, os Gasodutos GASBOL, Uruguaiana-Porto Alegre e Lateral Cuiabá não são operados pela subsidiária integral Petrobras Transporte S.A., TRANSPETRO.

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera o GASBOL com participação acionária de 51% da Petrobras (TBG, 2016a), enquanto a Transportadora GasOcidente é a operadora do Gasoduto Lateral Cuiabá sem participação acionária da Petrobras e a Transportadora Sulbrasileira de Gás opera, no Rio Grande do Sul, o Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre com 25% de ações pertencendo à Petrobras (TSB, 2016).

Desta forma, é possível inferir que a abertura do setor ao capital privado e desverticalização da indústria de GN proporcionadas pelas mudanças que ocorreram na legislação e regulamentação da década de 1990, a exemplo da Emenda Constitucional nº 09 de 1995, Lei do Petróleo nº 9478 de 1997 e as Portarias estabelecidas após criação da ANP, tiveram impacto modesto no avanço da infraestrutura da malha de transporte brasileira de GN, já que a Petrobras, além de operar a maioria dos dutos existentes, ainda detinha participação nas investidas do capital privado no setor.

Segundo ATLAS (p.12, 2010), a partir de 2004, o processo de ampliação das Malhas Sudeste e Nordeste tornou-se expressivo com o início das obras dos Gasodutos:

- (a) Campinas-Rio (GASCAR), projetado para ampliar a oferta de gás boliviano para o RJ ao ligar Campinas (SP) à Japeri (RJ), sendo inaugurado em 2008 com uma extensão de 457 km e capacidade de 5,8 MMm³/d; e
- (b) Gasoduto Catu-Pilar, inaugurado nos anos de 2007 e 2008, sendo concebido para interligar os sistemas Meridional e Setentrional da Malha Nordeste, com uma extensão total de 441,7 km, subdivididas entre os Trechos Itaporanga-Carmópolis (67,8 km de extensão e capacidade de 12 MMm³/d), ligando os referidos municípios sergipanos; Carmópolis-Pilar (176,7 km de extensão e capacidade de 10 MMm³/d),

ligando Carmópolis (SE) à Pilar (AL) e Catu-Itaporanga (197,2 km de extensão e capacidade de 12 MMm³/d), ligando Catu (BA) à Carmópolis (SE).

Em 2007, a inauguração do Gasoduto Cacimbas-Vitória, primeiro trecho do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), deu partida ao processo de integração do sistema isolado do Espírito Santo aos demais estados do Sudeste. Com uma extensão de 129,4 km e capacidade diária de 20 MMm³/d, o Gasoduto tem origem em Cacimbas (município de Linhares/ES) com destino à Vitória (ES) (GASNET, 2016).

Em 2008, o Gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV), segundo trecho do GASENE, com 303 km de extensão e capacidade de 20 MMm³/d, ligando Cabiúnas (município de Macaé/RJ) à Vitória (ES) entrou em operação, garantindo, assim, o escoamento de gás da Bacia do Espírito Santo para o Rio de Janeiro, conforme previsto no Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (PLANGAS), projeto desenvolvido pela Petrobras em parceria com o governo brasileiro que objetiva o crescimento da produção de GN no Brasil (ATLAS, p. 12, 2010).

Além destes, outros gasodutos e ramais mais modestos foram construídos até 2008, tais como os Gasodutos Candeias-Aratu, Candeias-Camaçari, Atalaia-Itaporanga, Açú-Serra do Mel e os Ramais Ibiritermo, Aracati, Campina Grande e Termofortaleza (MME, 2015).

3.1.4 2009 – 2015

Como explicitado no Capítulo 2, em razão das descobertas de novas reservas no pré-sal, assim como do aumento da participação do GN na matriz energética brasileira, finalmente foi criada uma legislação própria para o GN, a Lei do Gás de 2009 e aprovado um Decreto n° 7.382 de 2010 a fim de complementar a Lei do Gás.

Apesar de ainda não atender à totalidade das necessidades do mercado por não ter sido criada uma regulamentação específica para o transporte e distribuição de GN, a Lei 11.909 definiu alguns conceitos e questões importantes sob a perspectiva de dar continuidade ao avanço da infraestrutura da malha brasileira tais como o regime de concessão e a quebra definitiva do monopólio sobre o transporte ao possibilitar um mercado de livre concorrência que atraia investimentos privados e novos consumidores.

Entretanto, como já observado desde 1997, o monopólio, sobretudo em relação ao transporte de gás, foi mantido.

Em 2009, foram construídos os Terminais de GNL Pecém e Baía de Guanabara, possibilitando a importação de GN como uma alternativa para suprir a demanda do país (ATLAS, p. 12, 2010).

No mesmo ano, como resultado do incremento da oferta nacional prevista no já mencionado PLANGAS, foram concluídas as obras do Gasoduto Japeri-REDUC (GASJAP) com extensão de 45,3 km e capacidade diária de transporte de 25,3 MMm³/d ligando o município de Japeri (RJ) à REDUC (GASNET, 2016).

Em paralelo ao processo de integração e ampliação das Malhas Nordeste e Sudeste, a malha de transporte de gás na Amazônia, ainda que hoje isolada, deixou de ser apenas uma idealização a partir da construção do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Com o objetivo de garantir o atendimento ao mercado do Estado do Amazonas, especialmente da demanda termoelétrica, com o gás produzido na província de Urucu, a inauguração dos 802 km e capacidade de transporte de 6,5 MMm³/d proporcionados pelo Gasoduto foi um grande feito de 2009, após a superação dos desafios técnicos e ambientais inerentes à construção de um duto no santuário da Selva Amazônica (ATLAS, p. 12, 2010).

Em 2010, foi inaugurado o Gasoduto Cabiúnas-REDUC (GASDUC III), gasoduto de maior diâmetro (38") e com maior capacidade de transporte (40 MMm³/d) entre os gasodutos brasileiros, superando o GASBOL.

O GASDUC III aumenta a flexibilidade na oferta e a capacidade de transporte para atender o mercado do Sudeste, região de maior consumo de gás natural do país. Além de permitir o crescimento da oferta para o mercado não-termelétrico, o Gasoduto permite o atendimento pleno de gás natural para diversas usinas termoelétricas a saber: Mario Lago, Barbosa Lima Sobrinho, Leonel Brizola e Norte Fluminense. O GASDUC III ainda pode transportar o gás natural produzido nas bacias de Campos e Espírito Santo; o gás importado da Bolívia, que chega ao estado fluminense por meio dos gasodutos Campinas-Rio e do Japeri-Reduc; e o gás proveniente do Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara, concluído em 2009 (PETROBRAS, 2016).

O terceiro e último trecho do GASENE, o Cacimbas-Catu (GASCAC) foi inaugurado em 2010. Com 954 km de extensão e capacidade de 20 MMm³/d, o GASCAC garantiu a integração das Malhas Sudeste e Nordeste ao ligar Cacimbas (Linhares/ES) à

Catu (BA), provendo flexibilidade para utilização de diferentes fontes de oferta de gás para o entendimento ao mercado nacional (ATLAS, p. 12, 2010).

Ainda em 2010, segundo dados do MME (2015), ATLAS (p.12, 2010) e GASNET (2016), foram iniciadas as operações dos Gasodutos:

- (a) Paulínia-Jacutinga (GASPAJ), com extensão de 93 km e capacidade de 1,25 MMm³/d, ligando a REPLAN (SP) ao município de Jacutinga (MG);
- (b) Rio de Janeiro-Belo Horizonte (GASBEL II), com 267 km de gasoduto e 5 MMm³/d de capacidade de transporte, ligando a TEVOL (RJ) ao município de São Brás do Suaçui (MG);
- (c) Caraguatatuba-Taubaté (GASTAU), contando com uma capacidade de 20 MMm³/d e adicionando 96 km à malha a partir da ligação entre a Unidade de Tratamento Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba (SP), e o município de Taubaté (SP), permitindo o escoamento de parte da produção da Bacia de Santos, sobretudo o GN proveniente do campo de Mexilhão; e
- (d) Pilar-Ipojuca, com extensão de 189 km e capacidade diária de transporte de 15 MMm³/d, ligando Pilar (AL) ao Porto de Suape, no município de Pojuca (SE), ampliando a oferta de gás para atendimento aos mercados de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará.

Finalmente, em 2011, entraram em operação os Gasodutos Guararema-São Paulo (GASPAL II) com extensão de 55 km e capacidade de 12 MMm³/d, unindo o Terminal de Guararema (SP) à Estação de Controle de Gás de Mauá (ECGN) (SP) e o Gasoduto Estação de Controle de Gás de Mauá-Estação de São Bernardo do Campo (GASAN II), com 38 km de gasoduto e capacidade de 7,1 MMm³/d. Ambos os gasodutos objetivaram ampliar a oferta de GN para a região metropolitana de São Paulo e Baixada Santista (ATLAS, p. 12, 2010).

A partir de 2012, a infraestrutura de transporte revelou-se estagnada, tendo apenas os gasodutos de distribuição adquirindo extensão, levando o país a assumir o traçado dos Mapa 3.2e Mapa 3.3.



Mapa 3.2: Infraestrutura de Transporte de GN, 2012 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2016).



Mapa 3.3: Infraestrutura de Transporte de Gás Natural por Transportadora (*), 2015 (Fonte: GASPETRO, 2016).

Nota (*) Ausência da Transportadora GasOcidente responsável Gasoduto Lateral Cuiabá pois a GASPETRO não tem participação na mesma.

A partir do Gráfico 3.2, nota-se um crescimento de 150% na rede de gasodutos no período de 1999-2012. Além disso, houve um aumento da capacidade de importação através dos terminais de regaseificação. Dessa forma, a expansão da infraestrutura de transporte resultou na diversificação das fontes de suprimento de GN disponíveis: produção nacional, importação por gasoduto e GNL.

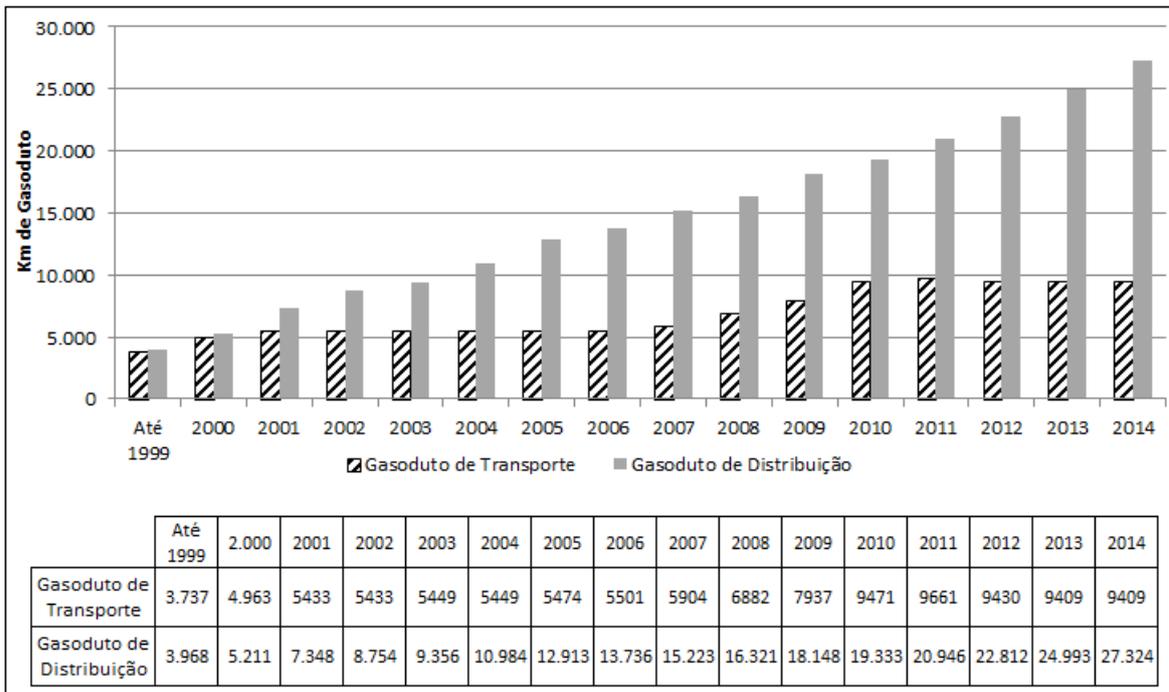


Gráfico 3.2: Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição, 1999-2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados do MME, 2015).

Convém notar que o setor de transporte de gás natural no Brasil pode ser dividido segundo a origem do produto que é transportado. Existe uma malha que atende o escoamento da produção nacional e outra que transporta GN importado.

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional podem ser subdivididos em três sistemas: Norte, Nordeste e Sul/Centro-Oeste/Sudeste (CNI, 2010).

Já a malha de gasodutos que escoam o produto importado é formada pelos Gasodutos Bolívia–Brasil, Uruguaiana-Porto Alegre e Lateral Cuiabá (SILVA, 2004).

Na próxima seção, serão apresentadas as malhas, bem como a disposição dos seus respectivos gasodutos transportadores de gás nacional e, posteriormente, serão analisados os já mencionados gasodutos transportadores de gás importado.

3.2 Gasodutos Transportadores de Gás Nacional

3.2.1 Malha Norte

Como já visto na Seção 3.1, a região Norte permanece desconectada do resto da malha nacional, sendo composta pelos gasodutos Urucu-Coari (GARSOL) e Coari-

Manaus (GASCOM), ambos inaugurados em 2009. Eles permitem a entrega de gás natural de Urucu à cidade de Manaus. Esse gás é usado, principalmente, para a substituição de óleo diesel nas termelétricas da capital, além de abastecer o mercado industrial e a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) (Mapa 3.4) (CNI, 2010).



Mapa 3.4: Infraestrutura de Transporte da Região Norte, 2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da TAG, 2016).

A chamada Linha Tronco da Malha corresponde aos Gasodutos GARSOL (279 km) e GASCOM (283 km), enquanto o resto da extensão da Malha corresponde a existência de diversos Ramais, construídos a fim de abastecer municípios, termelétricas (Aparecida e Mauá) e a REMAN, como pode ser observado pelo fluxograma da Figura 3.1..

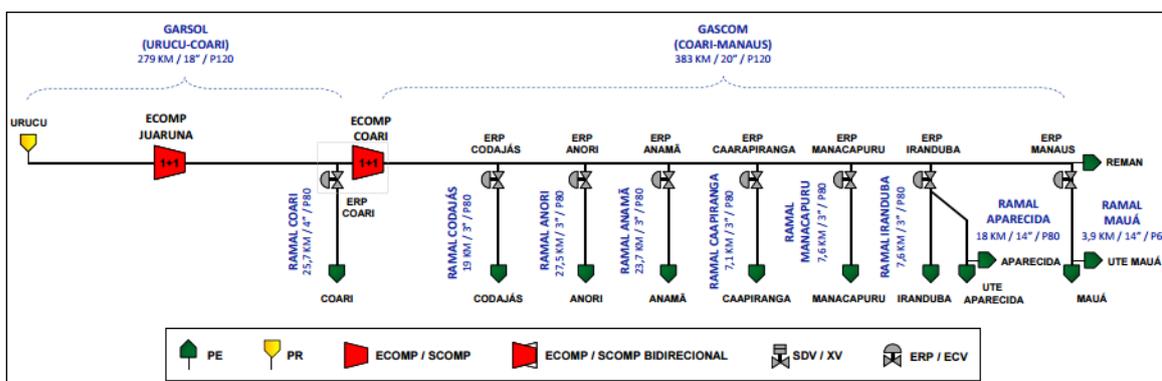


Figura 3.1: Gasodutos Região Norte, 2015 (Fonte: TAG, 2016).

Gasoduto Campinas-Japeri, que aumentou a conectividade entre os grandes mercados de São Paulo e Rio de Janeiro.

Em 2010, outro gasoduto importante para a malha sudeste foi inaugurado: o Gasoduto Cabiúnas-Reduc (GASDUC III). Com capacidade de 40 Mm³/d, esse duto é o maior do país e a sua entrada de operação aumentou a capacidade de envio aos mercados do Sudeste (CNI, 2010).

Após inauguração dos últimos gasodutos brasileiros, GASAN II e GASPAL II, a Malha Sudeste adquiriu o traçado do Mapa 3.6.



Mapa 3.6: Infraestrutura de Transporte da Região Sudeste, 2014 (Fonte: MARTINS, 2014).

3.3 Gasodutos Transportadores de Gás Internacional Importado

3.3.1 Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)

O projeto do GASBOL esteve presente em vários momentos, mas não se tornava viável em razão dos altos investimentos necessários para a construção do gasoduto. Em 1992, a Argentina atingiu a autossuficiência em gás, deixando de importar gás boliviano. Nesse cenário, o Brasil apresentou-se como principal mercado consumidor para o GN boliviano e, visto que esse combustível é uma significativa fonte de riqueza para aquele país, as negociações se fortaleceram. Dessa forma, em 1993, a Petrobras fechou contrato com a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) para construção do

Gasoduto Bolívia-Brasil, onde tinha exclusividade na operação do trecho brasileiro (DUARTE et al., 2008).

Antes da entrada em operação comercial do GASBOL, em 1999, o cenário de incerteza na oferta não motivava a alteração do perfil da demanda energética nacional em favor do gás. Diante da elevação das reservas bolivianas e da capacidade de transporte, os entraves de oferta foram superados (SILVA, 2004).

Dessa forma, em 1999, o Brasil inicia a importação de gás boliviano com a entrada em operação do GASBOL, com 1417 km em 1999 e 1176 km em 2000, representando um passo significativo para a ampliação do sistema brasileiro de transporte e caracterizando o início efetivo do desenvolvimento do mercado de gás (Mapa 3.7).



Mapa 3.7: Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL, 2012 (Fonte: RIMA, 2013).

O Gasoduto Bolívia-Brasil começa na localidade boliviana de Rio Grande, 40 quilômetros ao sul de Santa Cruz de la Sierra, um povoado com apenas 400 habitantes de origem indígena, e se estende por 557 km até Porto Suarez, na fronteira com o Brasil. Ao cruzar a fronteira, o Gasoduto entra em solo brasileiro por Corumbá (MS). A partir daí, o transporte do gás natural é de responsabilidade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG, garantindo o abastecimento de distribuidoras de gás, termoelétricas e refinarias de 136 municípios distribuídos pelos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (TBG, 2015)

A TBG é uma sociedade anônima brasileira de capital fechado com a seguinte composição acionária: 51% - Petrobras Logística de Gás S.A., 29% - BBPP Holdings Ltda., 12% - YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. E 8% - GTB-TBG Holdings S.À.R.L. (TBG, 2016).

O desenvolvimento e a política do gás natural tiveram um impacto muito grande com a inauguração do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), em 1999. Houve uma elevação da participação do gás natural na matriz energética do país, passando este a ocupar um espaço relevante na estratégia empresarial da Petrobras e assegurando o acesso às abundantes reservas de gás não associado existentes na Bolívia. Além disso, o GASBOL permitiu maior difusão do GN em mercados mais afastados, tais como a região Sul do Brasil (CNI, 2010).

A Lei do Petróleo (Lei nº 9478/1997) e a ANP foram criadas no mesmo período da construção do gasoduto. Assim, ele surgiu sem a existência de um marco regulatório consistente para a indústria do GN e, ao mesmo tempo, questões relacionadas à sua operação (livre acesso, tarifas, contratos, etc) serviram de base para a criação de portarias por parte da ANP (SILVA, 2004).

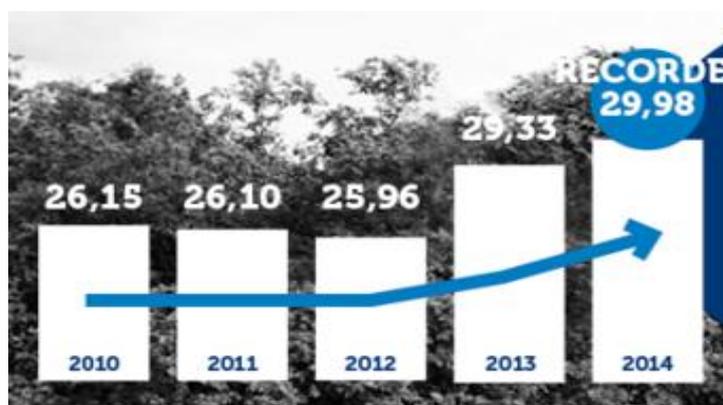


Gráfico 3.3: Desempenho Operacional do GASBOL, 2010-2014 (Fonte: TBG, 2015).

Como visto no Gráfico 3.3, o gasoduto transporta grandes volumes de gás natural, operando em alta pressão, tendo chegado à sua máxima capacidade em 2014. Ao se aproximar das cidades, essa pressão é reduzida para que o gás seja entregue às Companhias Distribuidoras Locais (CDL) através dos 47 Pontos de Entrega, constituindo um sistema integrado de transporte de gás (TBG, 2015).

No contrato de fornecimento do gás boliviano, a capacidade total de fornecimento é de 30,08 milhões de metros cúbicos/dia, dividida em:

- a) QDCb (Quantidade Diária Contratual Base) – 16Mm³/d destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do Brasil;
- b) QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional) – 14Mm³/d, que eram prioritariamente destinados às termelétricas em construção (CNI, 2010).

3.3.2 Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre

O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, hoje operando parcialmente, tem extensão total prevista de 615 km e será formado por três trechos: o Trecho I, com 25 km de extensão, ligando Paso de los Libres, na fronteira Brasil-Argentina, à cidade de Uruguaiana (RS); o Trecho II, com 565 km de extensão, ligando o Trecho I à Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas (RS); e o Trecho III, com 25 km de extensão, ligando a REFAP à Companhia Petroquímica do Sul (Copesul), no município de Triunfo (RS).

Esse duto foi planejado para importar gás natural da Argentina, mas não chegou a ser totalmente concluído. Além disso, a situação econômica e energética da Argentina resulta, há anos, em restrições no fornecimento de gás à termelétrica Uruguaiana, da AES, que têm operado emergencialmente com GNL (PETROBRAS, 2016).

Desse modo, apenas os Trechos I e III encontram-se em operação. O Trecho I recebe gás argentino e supre a Usina Termelétrica (UTE) Uruguaiana. O Trecho III, interligado ao GASBOL, fornece gás boliviano à REFAP e à Copesul. O Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre iniciou sua operação em julho de 2000 e pertence ao consórcio formado pela Gaspetro (25%), *Totalfina Gas and Power Brazil* (25%), Ipiranga (20%), Repsol YPF (15%) e Tecgas N.V. (15%), sendo operado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB (SILVA, 2004 apud ANP, 2013) (Mapa 3.8).



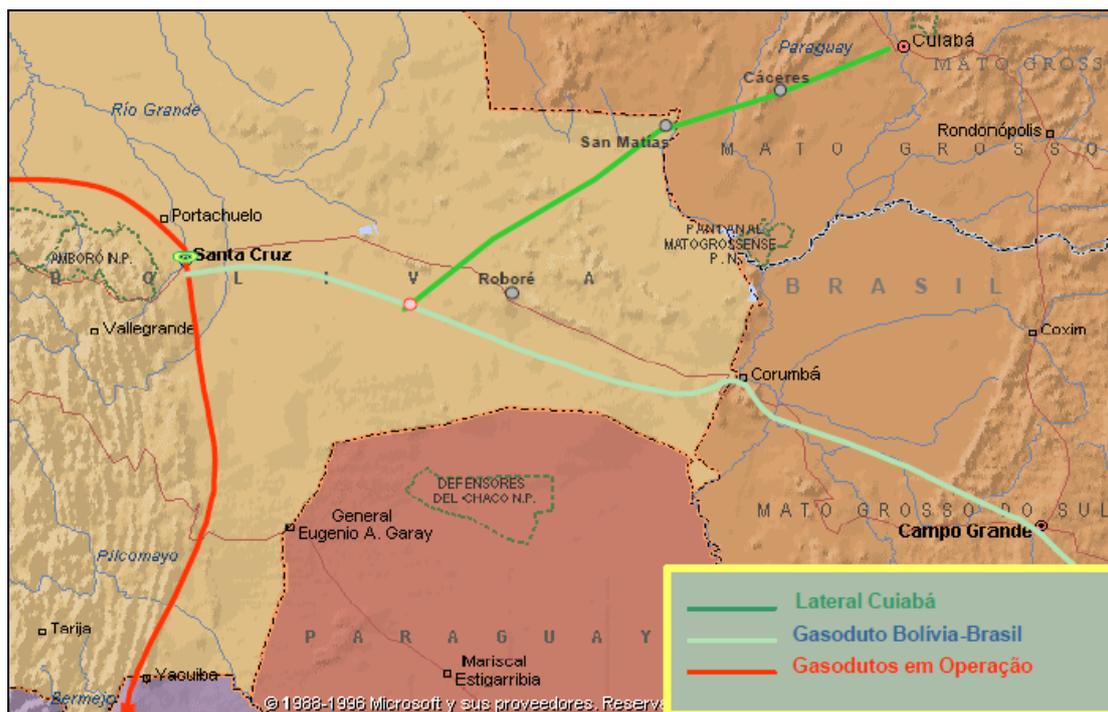
Mapa 3.8: Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, 2006 (Fonte: MATHIAS, 2007).

Com capacidade prevista de transporte de cerca de 15 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, o principal benefício com a instalação do Gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre é a possibilidade de desenvolvimento na sua região de influência, que se estende por todo o Estado. Além disso, a conclusão do projeto proporcionará a integração do mercado de gás no Cone Sul (TSB, 2016).

3.3.3 Gasoduto Lateral Cuiabá

A construção do gasoduto foi iniciada no segundo semestre de 1999 e concluída em junho de 2001. Sua inauguração foi realizada em 7 de março de 2002 e, desde então, o gasoduto se encontra em operação, transportando em média 2 milhões de metros cúbicos de gás por dia (GASOCIDENTE, 2016).

O Gasoduto Lateral-Cuiabá foi resultado do entendimento entre um conjunto de empresas privadas, com interesses comuns e presença nos dois lados da fronteira. Enquanto a lógica política prevaleceu sobre as fragilidades econômicas no caso do GASBOL, a lógica do mercado triunfou no Gasoduto Lateral-Cuiabá. Após uma década de operação e ao contrário do que se podia esperar, o primeiro foi bem sucedido e o segundo não (GOSMANN, 2011).



Mapa 3.9: Gasoduto Lateral Cuiabá, 2002 (Fonte: ANP, 2002).

O Gasoduto San Matías interliga San José de Chiquitos (Bolívia) a San Matías (Brasil) e depois se conecta ao Gasoduto Lateral Cuiabá para, então, abastecer a Empresa Produtora de Energia Ltda (EPE). Com uma extensão de 267 km em território nacional, o gasoduto é operado pela Transportadora GasOcidente cujas, no lado brasileiro - seção San Matias / Cuiabá – e alimenta a Usina Termelétrica Gov. Mário Covas, localizada em Cuiabá (Mapa 3.9) (GASOCIDENTE, 2016).

A nacionalização do setor de hidrocarbonetos da Bolívia, em 2006, colocou os dois projetos à prova. Além dos projetos, os acontecimentos políticos na Bolívia botaram em risco a segurança energética do país, ao ameaçar tanto o abastecimento do Sudeste, região mais industrializada do país e que depende do fornecimento de gás boliviano, quanto da Usina Termelétrica de Cuiabá (UTE Cuiabá), importante para o sistema elétrico do Centro-Oeste, o que levou o governo a priorizar e antecipar os projetos visando a importação de gás natural liquefeito (GOSMANN, 2011).

Isso tudo revela a complexidade de um empreendimento binacional que gera interdependência. Por um lado, as condições econômicas não são necessárias nem suficientes para garantir o sucesso do projeto e, por outro, as normas internacionais de vinculação mútua são indispensáveis para garantir o sucesso do empreendimento.

3.4 Projetos de Gasodutos Não Implementados

A integração energética é uma tendência mundial que visa minimizar a necessidade de expansão de novas usinas e agressões ao meio ambiente. Além disso, as elevadas divergências entre reservas e consumo de GN nos países da América do Sul são favoráveis à integração regional e consequente intercâmbio do combustível.

Dessa forma, alguns projetos foram criados objetivando a integração sul americana e, conseqüentemente, o aumento do abastecimento energético brasileiro através da importação de gás natural proveniente de países vizinhos (Mapa 3.10). Entretanto, diversos fatores influenciaram nos prós e contras e, assim, acarretaram na decisão de não concretizar os estudos. Estes fatores vão desde obstáculos geográficos até a grande assimetria econômica entre alguns países, passando pela falta de complementaridade entre os mercados, precariedade e pouca infraestrutura das redes de transporte, comprometendo a interligação dos centros consumidores e produtores, aspectos legais e regulatórios e fatores políticos envolvendo até conflitos históricos (SALOMÃO e SILVA, 2008).



Mapa 3.10: Infraestrutura de transporte de gás natural, 2015 (Fonte: ABEGÁS, 2016).

Em alguns casos, não há decisão sobre descartá-los ou implementá-los. O mais provável é que venham a ser adaptados a circunstâncias que os tornem viáveis do ponto de vista técnico-ambiental e econômico-financeiro (SALOMÃO e SILVA, 2008).

3.4.1 Projeto Anel Energético do Cone Sul

O Anel Energético é um projeto de integração do Cone Sul através do GN, com intuito de fortalecer a segurança energética do Chile, fragilizada com o corte do fornecimento do gás natural argentino. Dessa forma, seu objetivo central era interligar as reservas de gás natural de Camisea, no sul do Peru e da Bolívia, com mercados do Chile, Argentina, Brasil, Uruguai e Paraguai (SALOMÃO e SILVA, 2007).

O projeto foi impulsionado pelo Chile em 2005, visando aumentar a segurança de seu suprimento de energia, cuja precariedade é a mais crítica dentre todos os países do continente. Consciente da sua vulnerabilidade energética, o Chile decidiu diversificar as origens de suas importações, apostando no suprimento de gás natural liquefeito (GNL), provavelmente mais caro do que uma alternativa de fornecimento direto de gás peruano ou boliviano. Porém, na medida em que o GNL se tornou, a cada dia, uma *commodity* internacional, a estratégia de importação e regaseificação conferiu maior segurança ao abastecimento de gás ao mercado doméstico (SALOMÃO e SILVA, 2008).

Além disso, seria fundamental para o funcionamento de um mercado integrado sul-americano de GN, a existência de um marco normativo regional, cujo conteúdo jurídico fosse ratificado pelos Congressos dos países envolvidos, convertendo-se em tratado internacional. Porém, este pré-requisito regulatório/legal para a implantação do anel energético não prosperou, embora o anteprojeto do texto estivesse bastante avançado (SALOMÃO E SILVA, 2008).

Grande parte do Anel Energético projetado está construída. Para o Sul do Brasil, a Argentina exporta gás desde julho de 2000, através do trecho I do gasoduto Uruguiana-Porto Alegre, sendo este o primeiro estágio de um projeto de fornecimento de gás argentino para o Sul do Brasil, a fim de competir com o gás boliviano. A primeira fase da implantação do gasoduto viabilizou o início das operações da Termoelétrica de Uruguiana e o abastecimento do Pólo Petroquímico do Sul.

A segunda fase do gasoduto Uruguiana-Porto Alegre deveria estar pronta em meados de 2002, mas as incertezas nos dois países levaram ao adiamento das obras.

Do lado brasileiro, foram as indefinições na regulação dos setores de energia elétrica e do gás. Na Argentina, a crise econômica afetou a expansão de capacidade da rede de transporte nordeste, necessária para o suprimento do novo segmento (SILVA, 2004).

O trecho II do gasoduto terá capacidade de transportar cerca de 15 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Os 615 km de gasoduto, interligando a Fronteira Oeste com a Grande Porto Alegre através da região central do estado, propiciam a distribuição de gás natural para todo o Rio Grande do Sul. Além disso, a conclusão do projeto proporcionará integração do mercado de gás no Cone Sul (PELT/RS, 2014).

3.4.2 Projeto Gasoduto do Sul (GSA)

O lançamento do projeto Gasoduto do Sul ocorreu em 2005, em uma reunião entre os chefes de Estado do Brasil, Argentina e Venezuela, quando os países se comprometeram em construir um imenso gasoduto, que começaria no norte da Venezuela e terminaria na Patagônia, passando pelo Paraguai, Chile e Uruguai. O gasoduto teria a extensão de 9.000 km e custaria US\$ 20 bilhões de dólares (MEIRA, 2009 apud SANTOS, 2010).

Se todos fossem implementados, aumentaria consideravelmente o grau de integração gasífera sul-americana. Entretanto, fatores como a reavaliação das reservas de gás da Venezuela, os custos de investimentos e de operação envolvidos, as possibilidades de financiamento, alternativas de abastecimento dos mercados com GNL e a mitigação de riscos político-institucionais e ambientais levaram à reconsideração do projeto, que atualmente ficou reduzido ao trecho Puerto Ordaz a Recife (SALOMÃO e SILVA, 2008).

O capítulo seguinte tem como finalidade analisar a oferta de gás natural no Brasil, abordando desde as reservas existentes até as fontes de suprimento de GN disponíveis. Além disso, será possível observar a relação existente entre o volume de gás ofertado com os marcos regulatórios e infraestrutura da malha de gasodutos.

4 OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O Brasil ocupa a 31ª posição no *ranking* dos países com maiores reservas provadas de gás natural, sendo o primeiro lugar ocupado pelo Irã (ANP, 2015).

Atualmente, embora o consumo de gás natural como energia primária represente apenas 12% do total, o Brasil possui a segunda maior reserva da América do Sul, atrás apenas da Venezuela e concentrando-se, sobretudo, na Bacia de Campos (EIA, 2015).

As reservas provadas nacionais, ao final de 2014, estavam avaliadas em 471,1 bilhões de m³ de gás natural, representando um incremento de 2,8% para o gás, em relação a 2013 (MME, 2015) (Gráfico 4.1).

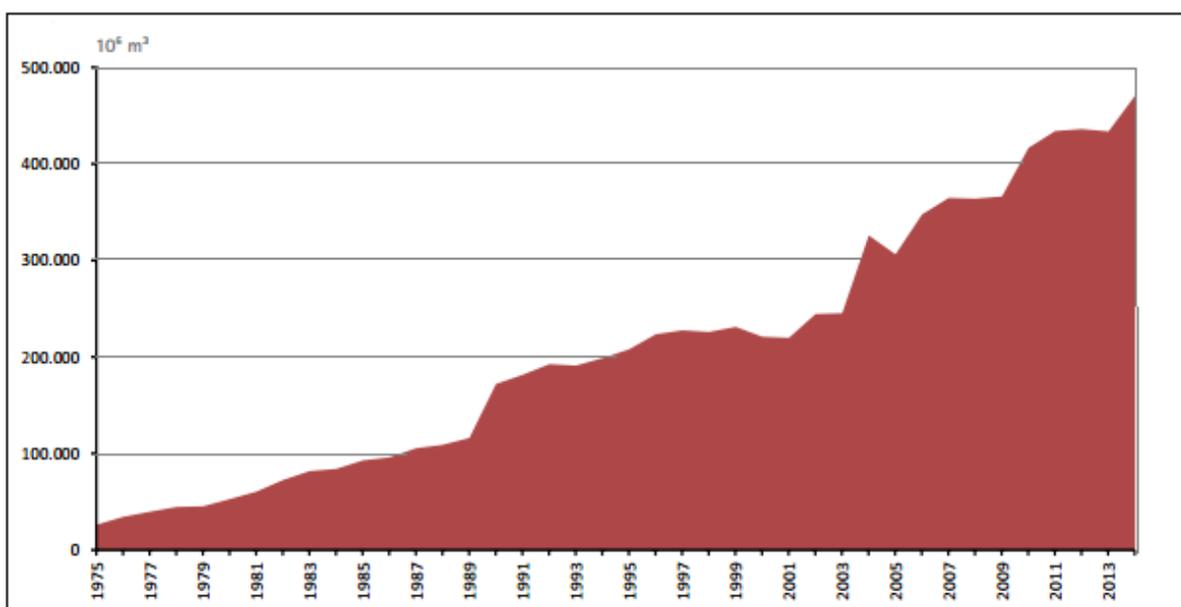


Gráfico 4.1: Reservas provadas de Gás Natural, 1975-2014 (Fonte: MME, 2015).

As primeiras descobertas de reservas de GN no Brasil foram realizadas em 1940, em poços do Estado da Bahia, como resultado de pesquisas para encontrar petróleo (BRITTO, 2002).

No entanto, embora a história do GN no Brasil tenha se iniciado entre as décadas de 1940 e 1950, foi a partir da descoberta de petróleo e gás natural na Bacia de Campos (RJ), em 1971, que ocorreu o marco da indústria de gás natural no Brasil, impulsionando desde a segunda metade da década de 80 elevados investimentos na prospecção de águas profundas e na construção de gasodutos, interligando os centros de consumo do Rio de Janeiro e de São Paulo (ALVEAL e BORGES, 2001 apud BRITTO, 2002)

Considerava uma das mais importantes descobertas da história recente da indústria de energia mundial, a descoberta do pré-sal, anunciada em 2006, aumentou consideravelmente as estimativas de reservas de gás natural no Brasil (Gráfico 4.2) (PETROBRAS, 2016).

Dessa forma, houve crescimento das reservas em terra de 2,2%, para 71,2 bilhões de m³ e em mar de 3%, para 400 bilhões de m³ (Gráfico 4.2).

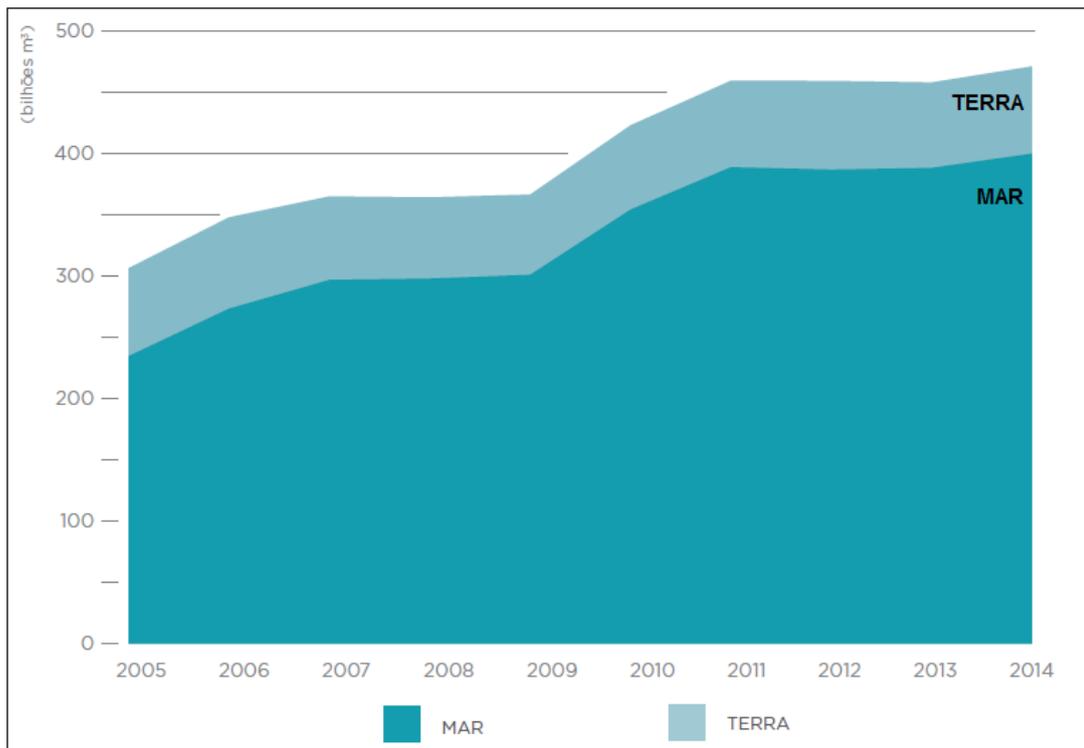


Gráfico 4.2: Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização, 2005-2014 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados da ANP, 2015).

Quanto ao gás natural, em terra (*onshore*), o estado do Amazonas apresenta as maiores reservas provadas, de 52,4 bilhões de m³ e 73,5%, seguido pelo Maranhão, com 7,8 bilhões de m³ e 10,9% e pela Bahia, com 5,59 bilhões de m³ e 7,8% (MME, 2015).

Já no mar (*offshore*), o percentual de reservas de GN chega a cerca de 85%, sendo 66% dessas concentradas ao longo do estado do Rio de Janeiro, que aumentou a sua percentagem do volume de reservas de gás natural provadas de 56,1% em 2013 para 58,3% em 2014 (EIA, 2015) (Gráfico 4.3).

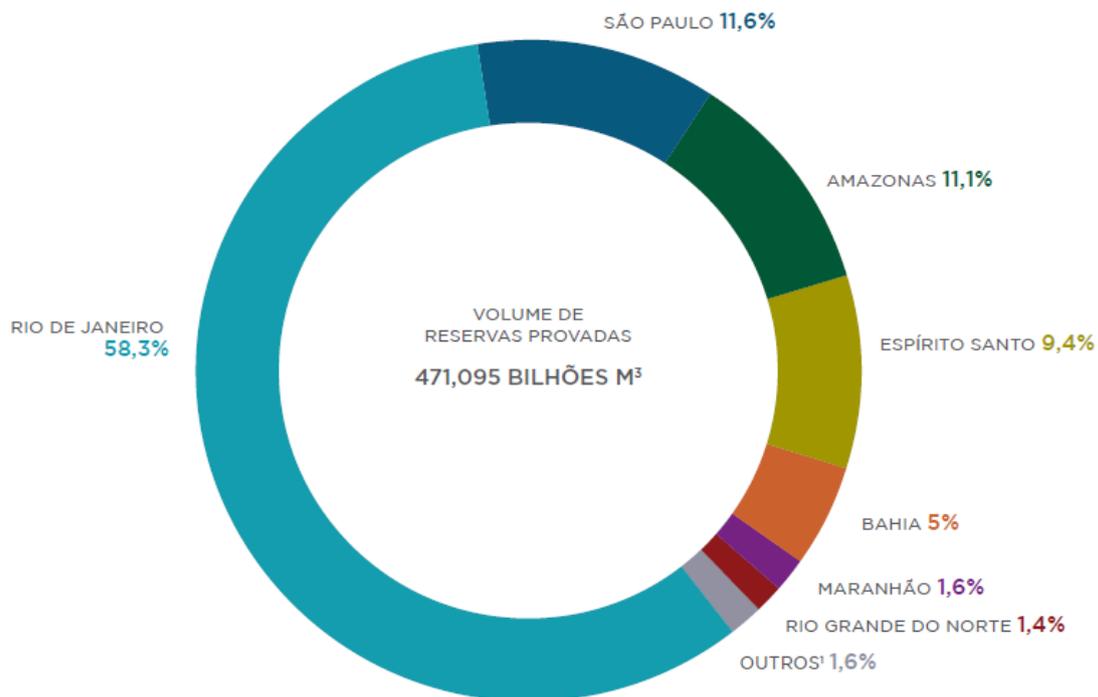


Gráfico 4.3: Distribuição percentual das reservas provadas de GN, segundo Unidades da Federação, 2014 (Fonte: ANP, 2015).

A expansão da infraestrutura de transporte resultou na diversificação das fontes de suprimento de GN disponíveis. Atualmente, as fontes de suprimento de GN no Brasil são o gás de origem nacional, produzido na Bacia de Campos, Santos, Espírito Santo, Recôncavo Baiano, Bacia Potiguar, Sergipe e Alagoas; o gás importado por gasoduto, sobretudo da Bolívia e, a partir de 2009, importação do GNL dos mercados internacionais através dos terminais de regaseificação com as mais diversas origens, tais como: Trinidad & Tobago, Nigéria, Catar, Noruega, Argélia, entre outras (Gráfico 4.4).

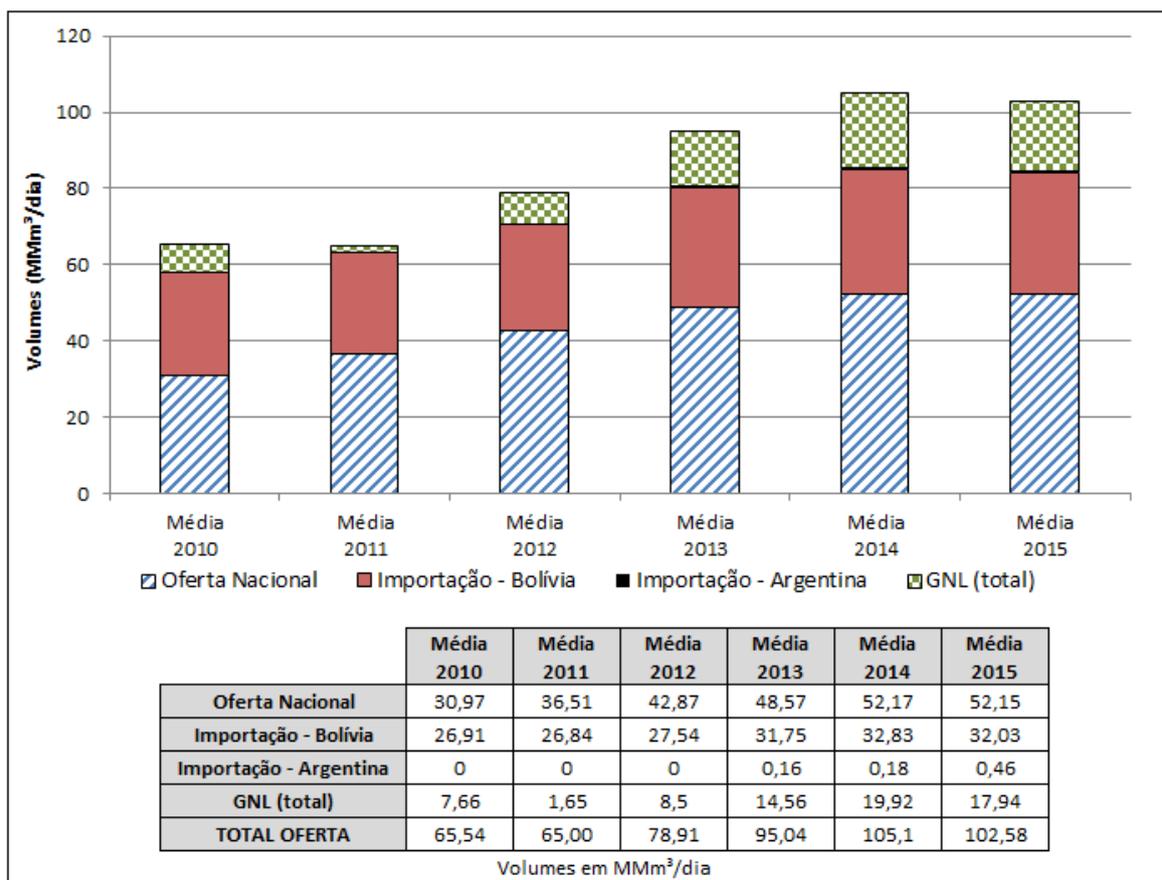


Gráfico 4.4: Oferta total de gás natural no mercado nacional, 2010-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados retirados do MME, 2016).

Percebe-se que, em 2015, a oferta total de gás natural apresentou uma queda de 2,4% em relação a 2014, variando de uma média de 105,1 MMm³/d para 102,58 MMm³d.

Avanços tecnológicos na cadeia de Gás Natural Liquefeito (GNL) e na produção de gás não convencional estão contribuindo para o desenvolvimento de mais recursos e, conseqüentemente, mudando as perspectivas da oferta de gás. Além disso, antes da criação da inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999, a produção era majoritariamente de gás associado à de petróleo oriundo da Bacia de Campos, Bacia de Recôncavo Baiano e da Bacia Sergipe-Alagoas (CNI, 2010).

Verifica-se que a produção nacional praticamente se manteve constante, não apresentando os avanços desejados. Além disso, as importações totais sofreram queda de 52,93 MMm³/d para 50,43 MMm³/d, contribuindo para a queda na oferta total já mencionada.

Em 2015, a segmentação da oferta de gás natural adquiriu as proporções observadas no **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Observa-se que apenas

cerca de 51% da oferta é resultado da produção nacional, evidenciando a forte dependência do país em relação à importação da Bolívia (31,2%) e da regaseificação de GNL (17,5%).

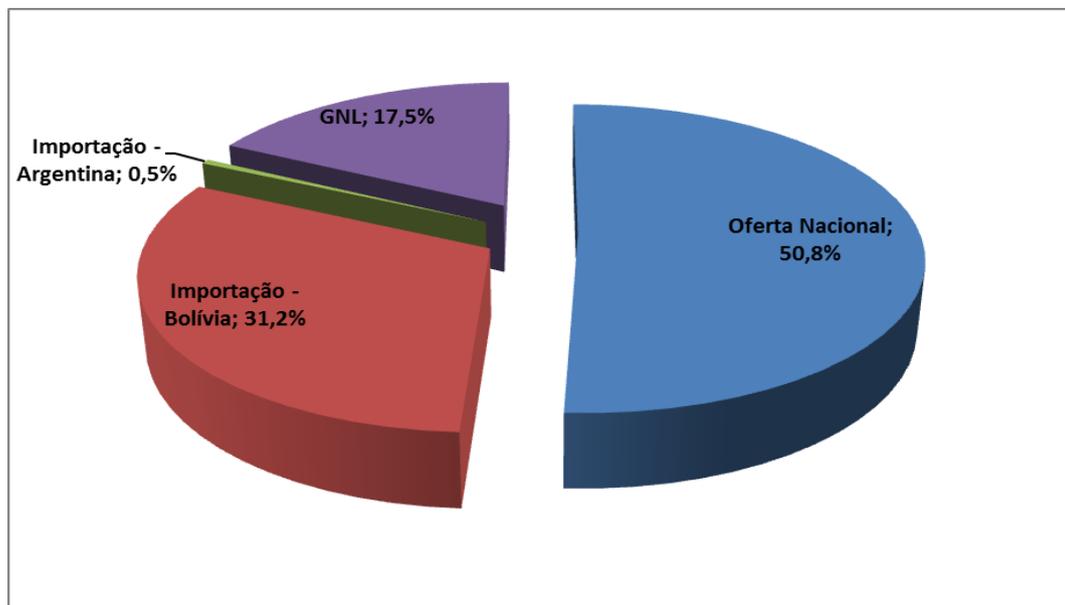


Gráfico 4.5: Segmentação da Oferta de Gás Natural, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).

4.1 Produção Nacional

A produção de GN teve acréscimo de 13,2%, totalizando 31,9 bilhões de m³ em 2014. Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,1% ao ano (ANP, 2015) (Gráfico 4.6).

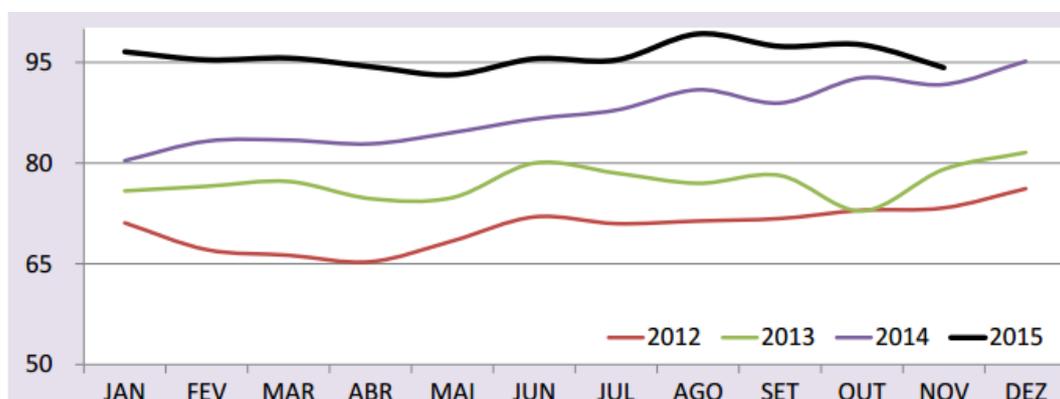


Gráfico 4.6: Produção de Gás Natural em MMm³/d, 2012-2015* (Fonte: MME, 2015).

Nota: (*) novembro.

A produção *offshore* respondeu por 73,3% do gás natural produzido no Brasil, num total de aprox. 23,4 bilhões de metros cúbicos, e a produção *onshore* aumentou 13,3% e chegou a aprox. 8,5 bilhões de metros cúbicos (Gráfico 4.7). Quase metade da produção *offshore* está concentrada na costa do Rio de Janeiro (EIA, 2015).

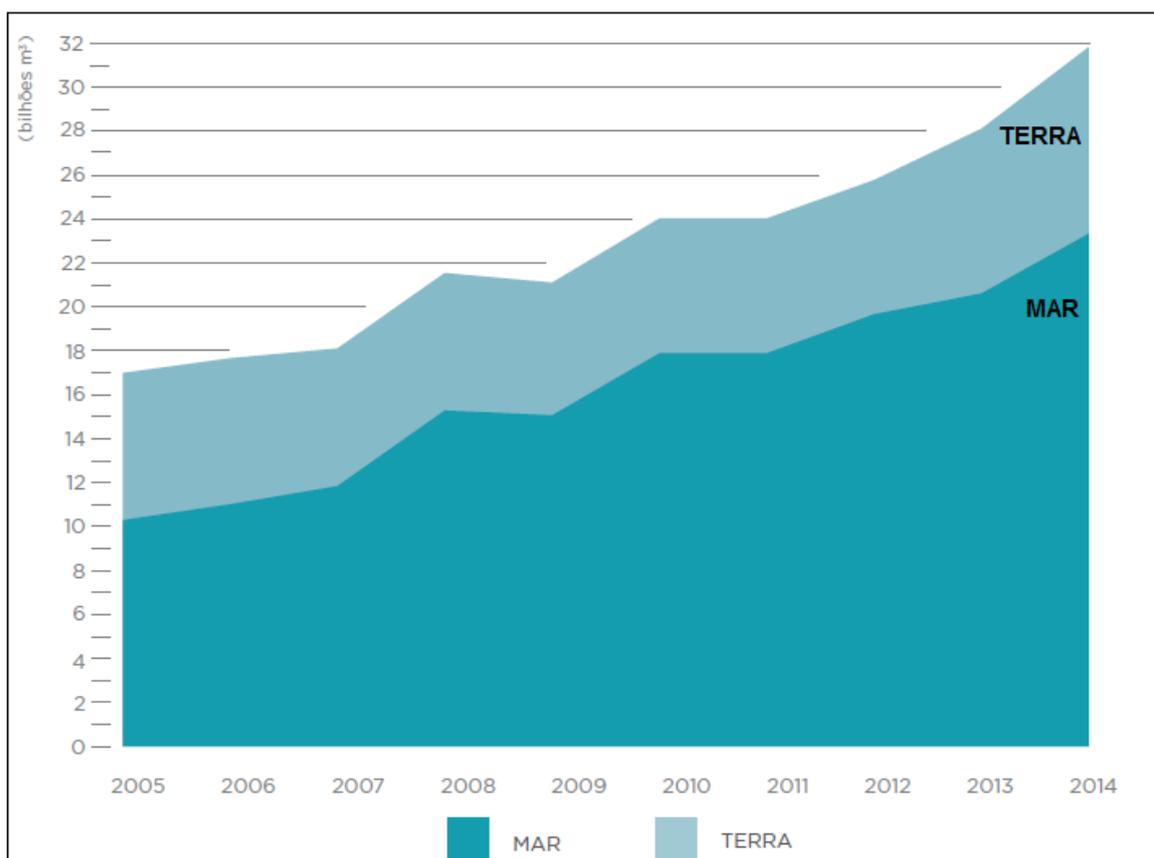


Gráfico 4.7: Evolução da Produção de GN, por localização, 2005-2014 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados da ANP, 2015).

Em relação à produção em terra, o Estado do Maranhão foi responsável por 6,2% do volume produzido em 2014, com a produção em aprox. 2 bilhões de m³. Este nível de produção foi principalmente devido ao desenvolvimento da Bacia do Parnaíba, que detém o maior campo *onshore* de gás do Brasil (EIA, 2015).

Com relação à produção em mar, o maior crescimento foi registrado pelo Estado de São Paulo, de 1,4 bilhões de m³ (+49,3%), com o que alcançou 4,2 bilhões de m³ (13,1% da produção nacional). No Estado do Rio de Janeiro, maior produtor nacional, houve recuperação da produção, que havia caído em 2013, para crescimento de 10,9%,

e atingiu 11,1 bilhões de m³, maior valor da série histórica (34,8% da produção nacional e 47,5% da offshore) (ANP, 2015).

A descoberta da camada de pré-sal brasileiro gerou empolgação já que, junto com o potencial de aumentar significativamente a produção de petróleo no país, as áreas do pré-sal contém reservas de gás natural consideráveis também.

A produção na camada pré-sal teve novo salto e atingiu 6,3 bilhões de m³ em 2014, após alta de 68,5% em relação ao ano anterior (EIA, 2015) (Gráfico 4.8).

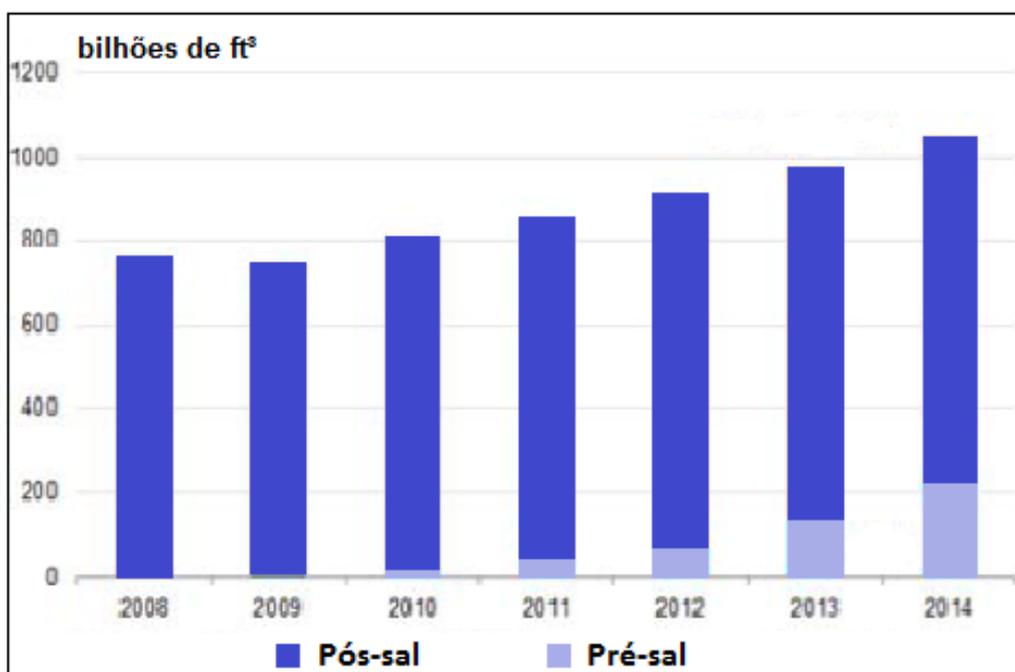


Gráfico 4.8: Produção Nacional, divididas em pré-sal e pós-sal, 2008-2014 (Fonte: EIA, 2015).

Com o aumento previsto da oferta de GN nos campos do pré-sal nos próximos anos, a Petrobras passará de uma capacidade de oferta de 118 milhões de metros cúbicos por dia (médios) no fim de 2014 para 168 milhões de metros cúbicos diários em 2030. Até 2030, contudo, a Petrobras não prevê investimentos na expansão de sua malha de gasodutos de transporte (ABRACE, 2016).

Além disso, o setor privado mostra-se resistente a investimentos no setor. A incerteza de investimento deve-se a diversos fatores, tais como: (a) a complexa política de preços, (b) a indefinição da pretendida participação do gás natural na matriz energética, (c) a necessidade de ajustes regulatórios e ações na política energética nacional, tais como a expansão e operação de forma mais eficiente da infraestrutura de transporte e beneficiamento do GN; expandir e diversificar a oferta de gás para que o

país tenha um mercado realmente competitivo e sustentável; e elaboração de uma política pública eficiente para o desenvolvimento do GN com objetivos claros e metas de longo prazo (ABRACE, 2016 e CNI, 2014). Dessa forma, pode-se inferir que a falta de investimento e avanços na infraestrutura do setor, associados a uma precária regulamentação, acarretam em uma demanda reprimida desse combustível.

Ao segmentar a produção de gás natural por concessionário, observa-se que fatores como o lento avanço rumo a uma legislação do gás consistente e atrativa a investimentos externos revela uma elevada discrepância entre a participação da Petrobras em relação a outros concessionários (Gráfico 4.9).

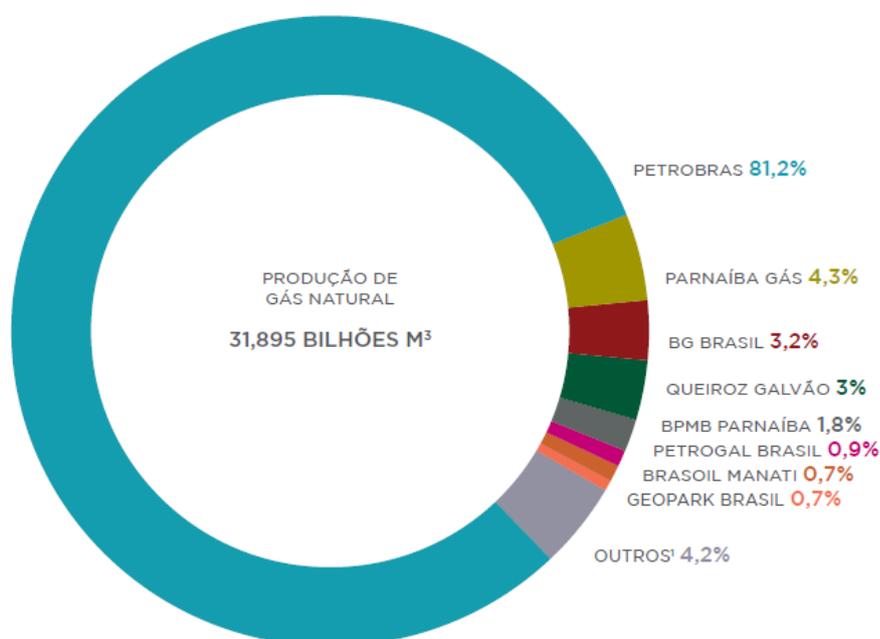


Gráfico 4.9: Produção de Gás Natural por Concessionário, 2014 (Fonte: ANP, 2015).

Segmentando-se, agora, a produção nacional, percebe-se a tendência de redução da queima do gás em função dos limites e restrições impostas pela lei (Gráfico 4.10). Assim, a taxa de disponibilidade do gás produzido subiu de 54% para 68% no mesmo período, como resultado, principalmente, da redução da queima.

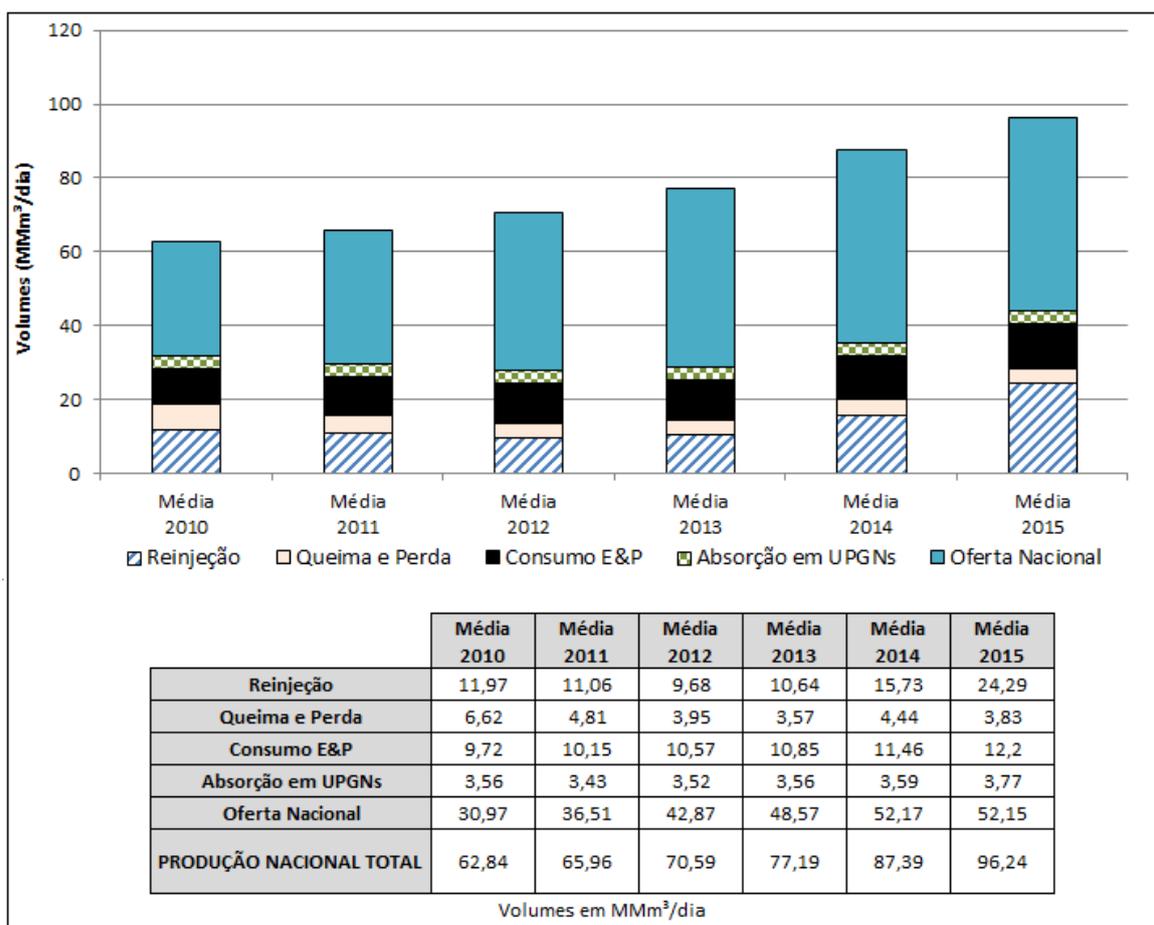


Gráfico 4.10: Segmentação da Produção Nacional de GN, 2010-2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).

Além disso, observa-se que, em 2015, a média de queima e perda do gás natural referente à produção nacional foi de apenas 4,0%, revelando que a grande maioria da produção é destinada a outros segmentos, tais como o consumo das unidades E&P (12,7%) e sobretudo ofertado nacionalmente (54,2%) (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

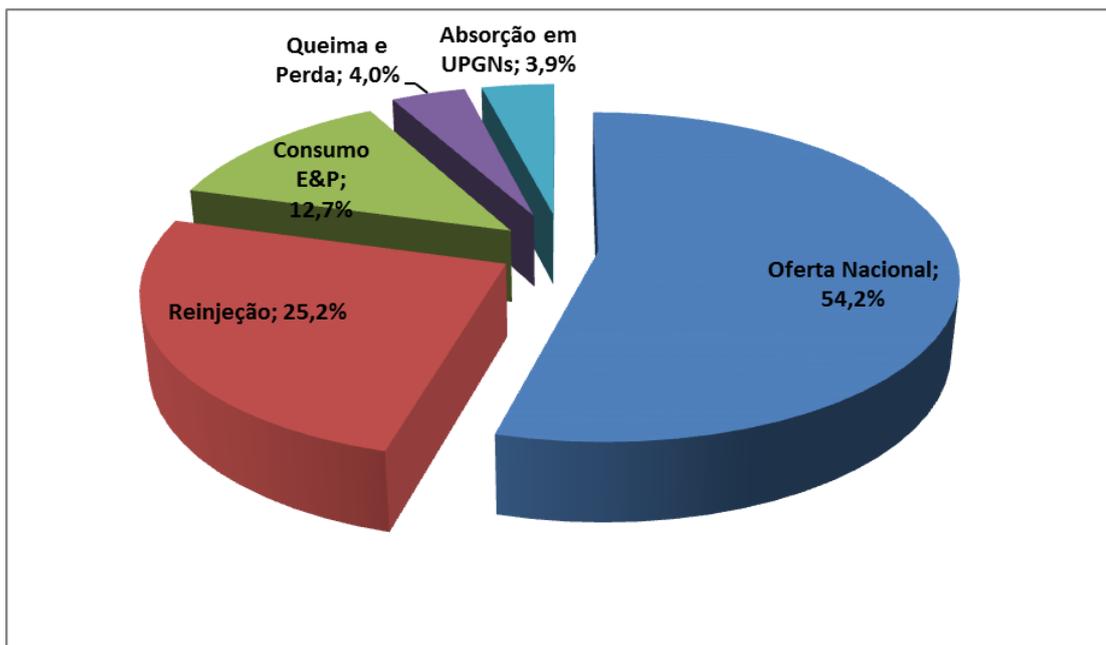


Gráfico 4.11: Segmentação da Produção Nacional, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).

Apesar do consecutivo crescimento desde 2009, a produção nacional ainda não é suficiente para atender o consumo do país, revelando a necessidade de importação de gás natural para suprimento da demanda (Gráfico 4.12).

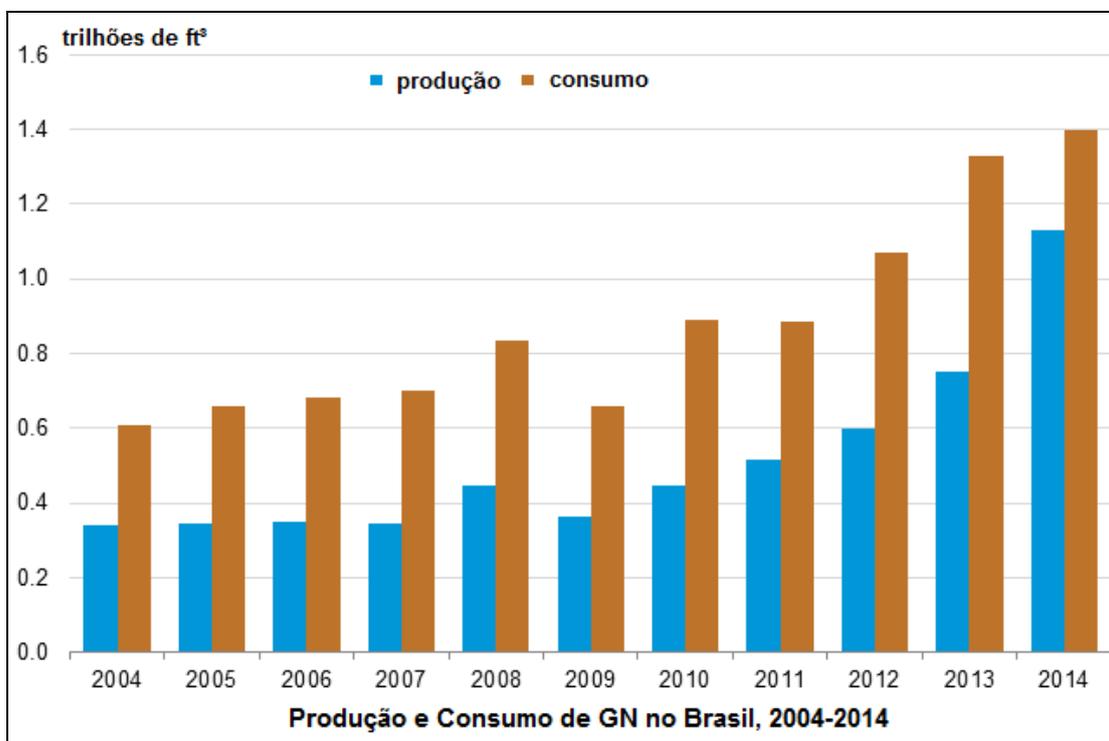


Gráfico 4.12: Produção x Consumo de Gás Natural no Brasil, 2004-2014 (Fonte: EIA, 2015).

A partir do Gráfico 4.13, percebe-se que, em todos os anos, o consumo superou a produção e, considerando a elevada contribuição das descobertas de novos campos, sobretudo no pré-sal, pode-se inferir que o setor carece de incentivo tanto em âmbito legislativo quanto econômico para atingir a autosuficiência.

4.2 Importação de Gás Natural

O Brasil começou a importar gás natural em julho 1999, após a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil e GNL em novembro de 2008.

Atualmente, a importação de gás natural pode ser realizada através de gasodutos pela Bolívia e Argentina e através dos terminais de regaseificação de GNL , a saber: Terminal GNL Pecém, Terminal GNL Baía de Guanabara e Terminal GNL da Bahia.

A segmentação das diferentes origens de importação revelam que, em 2014, as importações brasileiras de gás natural aumentaram 5,4% em comparação a 2013, totalizando 17,4 bilhões de m³, dos quais 12 bilhões de m³ (68,9% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL (ANP, 2015).

Em 2015, assumiu-se a configuração do Gráfico 4.13, onde nota-se a elevada participação e dependência do gás boliviano, representada por 63,5% das importações brasileiras, seguido da regaseificação do GNL na Bahia em quase 20%.

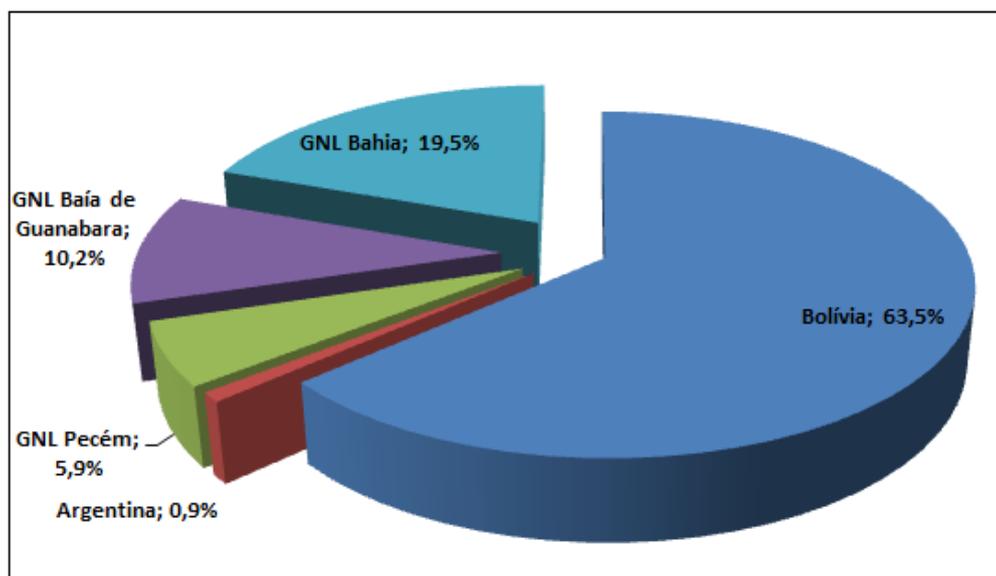


Gráfico 4.13: Oferta de Gás Natural Importado, 2015 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados retirados do MME, 2016).

4.2.1 Importação por Gasodutos

Como já mencionado no Capítulo 03, a importação por gasodutos é realizada através do Gasoduto Bolívia-Brasil, Gasoduto Lateral-Cuiabá e através do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, sendo os dois primeiros oriundos da Bolívia e o último da Argentina (Tabela 4.1).

Tabela 4.1: Importação de Gás Natural via Gasodutos, segundo países de procedência, 2005-2014 (Fonte: Elaboração do autor com base em ANP, 2015).

PAÍSES	IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL (MILHÕES M ³)									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TOTAL (A)+(B)	8.998	9.789	10.334	11.348	8.543	12.647	10.481	13.143	16.513	17.398
Gás Natural (a)	8.998	9.789	10.334	11.313	8.108	9.820	9.796	10.082	11.648	12.049
Argentina	349	475	166	135	-	-	-	-	59	67
Bolívia	8.648	9.314	10.168	11.178	8.108	9.820	9.796	10.082	11.589	11.981

A partir da Tabela 4.1, nota-se que o volume importado da Argentina é irrisório se comparado ao gás oriundo da Bolívia, registrando uma média de 2,9% entre os anos de 2005 a 2008 e de apenas 0,5% entre 2013 e 2014. Como já mencionado, o gás de origem argentina é importado através do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre para atender à região Sul, mais especificamente à Usina Termoelétrica de Uruguaiana.

Enquanto houve fornecimento de gás pela Argentina, a importação deste gás registrou uma média de apenas 2,9% entre os anos de 2005-2008 enquanto, entre 2013 e 2014, essa média caiu para 0,4% .

Entre 2009 e 2012, a Usina Termoelétrica de Uruguaiana permaneceu desligada devido à suspensão no envio de gás pela Argentina justificada pela escassez de combustível enfrentada pelo país vizinho. Em 2013, 2014 e 2014, a usina foi reacionada e suas operações retomadas em caráter emergencial e apenas por períodos temporários em razão da queda do volume de água nos reservatórios e consequente crise de energia

As dificuldades de suprimento de GN para as térmicas de Cuiabá (MT) e Uruguaiana (RS) são um indicador de que a política de integração energética com outros países da América Latina, desenhada nos anos 90, ainda precisa dar passos largos (VALOR, 2016).

4.2.2 Gás Natural Liquefeito (GNL)

O GNL (Gás Natural Liquefeito) é um mecanismo de transporte de grandes volumes de gás, entre locais distantes, quando é inviável que este transporte seja feito por dutos. Dessa forma, o metano é transportado em seu estado líquido, com finalidade de reduzir o volume a ser transportado, na ordem de 600 vezes, viabilizando o transporte em navios metaneiros (PAIVA, 2010).

O gás é produzido e transportado por gasoduto até a planta de GNL onde é liquefeito a aproximadamente -160°C e armazenado em tanques isolados, a pressão atmosférica. O GNL segue de navio para o terminal de descarga, onde é armazenado para posterior regaseificação. Os terminais de carga e descargas e os navios são especialmente projetados para minimizar as trocas térmicas com o ambiente e com isso reduzir perdas e custos com reliquefação do GNL. A planta de liquefação é o elemento mais caro dessa cadeia (MARTINS, 2014) (Figura 4.1).

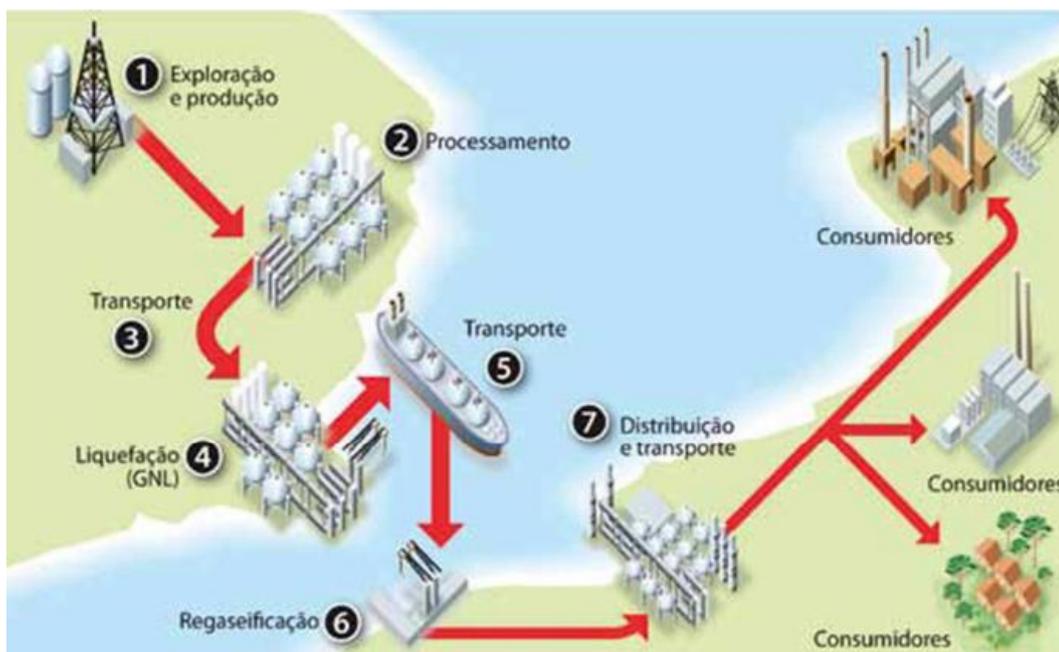


Figura 4.1: Cadeia de GNL (Fonte: ANP, 2008 apud MARTINS, 2014).

Ao contrário de outros países, que possuem terminais de regaseificação fixos (*onshore*), os terminais contratados pela Petrobras são unidades flutuantes móveis (*offshore*), que podem ser realocadas caso necessário (Figura 4.2) (CNI, 2010).



Figura 4.2: Etapas do GNL no Terminal de Regaseificação, 2014 (Fonte: MARTINS, 2014).

Como pode-se observar na Figura 4.2, chegando ao terminal de regaseificação, o GNL é transferido, regaseificado, o gás natural resultante é transferido e então injetado na malha.

Após o Decreto de nacionalização dos hidrocarbonetos na Bolívia em 2006 e consequente incerteza quanto ao fornecimento de gás daquele país, o governo brasileiro tomou a decisão de priorizar o GNL como fonte de suprimento para as importações de gás natural. Diante disso, a Petrobras investiu em duas plantas de regaseificação flutuantes localizadas no Porto de Pecém (CE) e uma segunda localizada na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro (CNI, 2010).

Os principais motivos que levaram a Petrobras a optar pelo GNL como mecanismo para complementar a oferta de gás foram: o menor prazo de implementação e custo fixo frente às outras opções, diversificação da oferta de gás natural e a possibilidade de compra do GNL em contratos firmes ou flexíveis, de curto ou longo prazo (LAPIP, 2007 apud PAIVA, 2010).

Hoje, o Brasil conta com os terminais de regaseificação de Pecém, Baía de Guanabara e Bahia (Mapa 4.1).



Mapa 4.1: Terminais de Regaseificação de GNL, 2014 (Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MARTINS, 2014).

Como mostra a Tabela 4.2 e conforme já mencionado, os terminais de Pecém e Baía de Guanabara foram inaugurados em 2009.

Tabela 4.2: Terminais de GNL existentes no Brasil, 2009/2014 (Fonte: MME, 2015).

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade de regaseificação (MM m ³ /dia)	Volume aproximado de armazenamento (mil m ³ de GNL)	Conclusão das Obras	Início de Operação
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	171	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	127	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	136	jan-14	jan-14

Posteriormente, foi projetado o Terminal de GNL da Bahia com objetivo principal de aumentar a confiabilidade do suprimento à região Nordeste, considerando a grande

volatilidade da demanda de gás para geração termoeleétrica e a expectativa de aumento da demanda versus a queda da oferta local de gás (ANP, 2011).

Como pode ser visto no Mapa 4.2, o gás regaseificado no Terminal pode ser entregue em dois pontos da malha de gasodutos: em São Francisco do Conde e São Sebastião do Passé. Entretanto, quase a totalidade do gás entra na malha através do ponto de São Sebastião do Passé, via GASCAC (MARTINS, 2014).



Mapa 4.2: Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, 2015 (Fonte: PETROBRAS, 2015).

Atualmente, o GNL que chega ao Brasil é majoritariamente importado de países africanos, apesar da significativa parcela proveniente de países europeus tais como: Espanha, Holanda e Noruega, posição de 2014 (Tabela 4.3).

Tabela 4.3: Importação de Gás Natural via GNL, segundo países de procedência, 2005-2014
(Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANP, 2015).

PAÍSES	IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL (MILHÕES M ³)									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TOTAL (A)+(B)	8.998	9.789	10.334	11.348	8.543	12.647	10.481	13.143	16.513	17.398
Gás Natural Liquefeito (GNL)¹ (b)	-	-	-	35	435	2.827	686	3.061	4.866	5.349
Abu Dhabi	-	-	-	-	-	32	-	-	-	-
Angola	-	-	-	-	-	-	-	-	87	89
Argélia	-	-	-	-	-	-	-	-	75	-
Bélgica	-	-	-	-	-	79	-	214	128	35
Catar	-	-	-	-	-	635	295	1.078	302	170
Egito	-	-	-	-	-	-	-	-	75	-
Espanha	-	-	-	-	-	-	-	27	703	455
Estados Unidos	-	-	-	-	-	88	166	133	-	71
França	-	-	-	-	-	-	-	77	57	-
Guiné Equatorial	-	-	-	-	-	89	-	-	-	464,90
Holanda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284,87
Nigéria	-	-	-	-	75	869	-	451	851	1.505
Noruega	-	-	-	-	-	-	-	168	398	576
Peru	-	-	-	-	-	154	-	-	-	-
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	67	6	221
Trinidad e Tobago	-	-	-	35	360	880	225	846	2.184	1.479

Com o aumento das reservas provadas de GN no Brasil, a sua oferta, conseqüentemente, seguiu a mesma tendência. Juntamente com isso, a necessidade de uma reformulação da matriz energética brasileira, impulsionada pela crise hidroelétrica, a demanda por GN foi extremamente motivada, majoritariamente nos setores industrial e termoelétrico. O último através do programa Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Assim, torna-se necessário um estudo mais aprofundado das conseqüências para a IGN no Brasil a partir da sua demanda potencial, alvo do próximo capítulo.

5 DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Como apresentado nos capítulos anteriores, a história do Gás Natural no Brasil é recente, com sua oferta exibindo números significativos, principalmente, a partir das descobertas de reservas de óleo e gás do pré-sal. Com isso, não houve tempo hábil para o desenvolvimento eficaz de sua infraestrutura e um aumento condizente com a tendência mundial de demanda (CNI, 2010).

O cenário mencionado acima gerou uma discrepância evidenciada até os dias de hoje em relação ao Brasil (1,2%) com os outros principais países produtores de óleo e gás no mundo, como os EUA (22,4%), Rússia (12,1%), Irã (5%) e Arábia Saudita (3,2%) no que se refere ao consumo de GN (Gráfico 5.1).

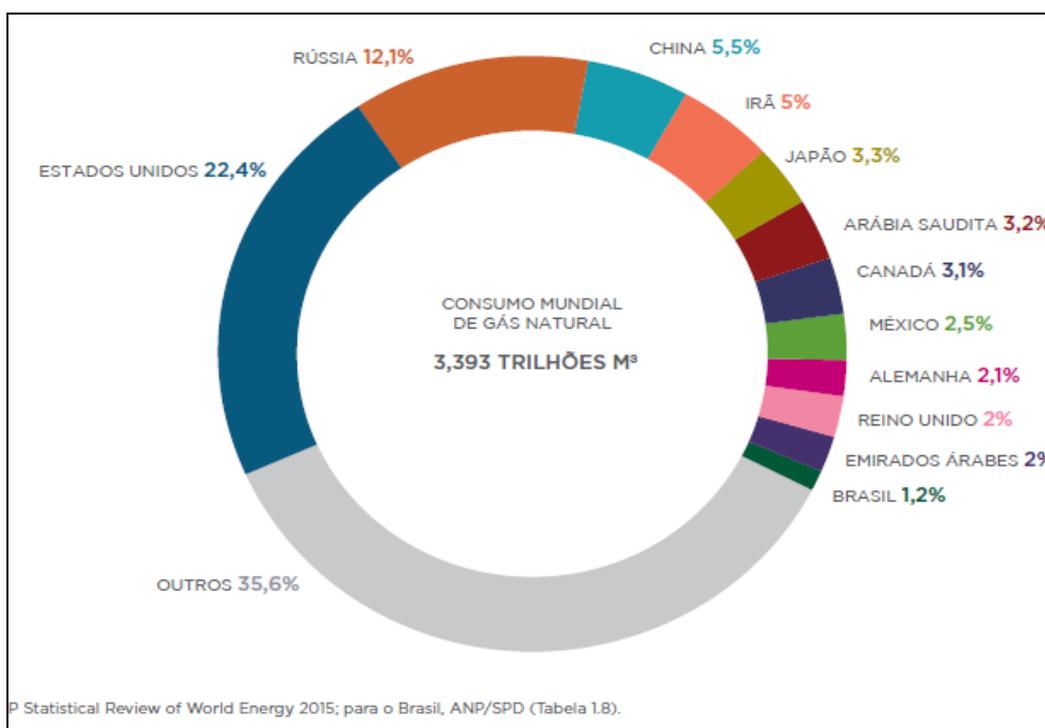


Gráfico 5.1: Consumo mundial de Gás Natural no ano de 2015 (Fonte: BP, 2015; ANP/SPD, 2015).

Pelos motivos expostos anteriormente, o GN no mercado brasileiro ainda possui, durante a década de 2000 a 2010, algumas dificuldades de inserção, sendo mais forte no setor industrial e cogeração, mas ainda pouco utilizado em outros, mesmo que nos últimos anos, sua demanda tenha aumentado consideravelmente em diversos segmentos da economia (Gráfico 5.2) (ANP/SPD, 2015).

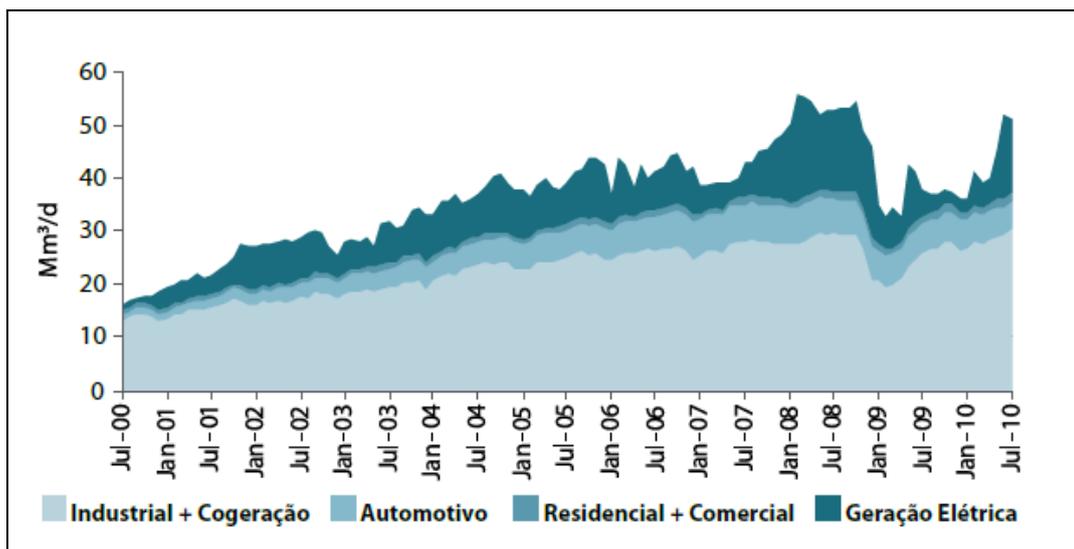


Gráfico 5.2: Comparação do consumo de GN em diferentes setores no Brasil, Julho/2000 – Julho/2010 (Fonte: CNI, 2010).

Cabe ressaltar que, antes do início das operações do Gasoduto Bolívia-Brasil, o GASBOL, no ano de 1999, a oferta de GN era reduzida e limitada às regiões com o setor industrial e a economia mais evoluída e, conseqüentemente, uma demanda cativa. Após 1999, observou-se um crescimento contínuo de sua demanda até o ano de 2008 quando, por conta da crise econômica que atingiu o mundo, a economia desacelerou em todos os setores, fazendo com que o consumo médio de gás na indústria no ano de 2009 fosse 15% menor do que a do ano de 2008. Com isso, houve redução nos números referentes à sua importação, especialmente da Bolívia, que atingiu o nível mínimo *Take or Pay* de 24 Mm³/dia (CNI, 2010).

Passada a crise e, adicionalmente, com a implementação de uma lei própria para o gás que deu mais segurança aos investidores, aumentando a sua oferta, a procura por GN voltou a crescer no acumulado dos setores industrial, automotivo, residencial, comercial e o de geração elétrica. Nos anos de 2012, 2013 e 2014 foi constatado, em cada ano, um aumento expressivo em relação ao ano anterior, impulsionado pelo incremento na oferta de gás através das importações dos países da América do Sul (EIA, 2015). Sua queda só ocorreu com a crise pela qual o país passa atualmente, perceptível desde maio de 2015. Os setores que mais se destacam, bem a frente dos outros, são o industrial e o de geração elétrica, o último devido as termoelétricas (Gráfico 5.3).

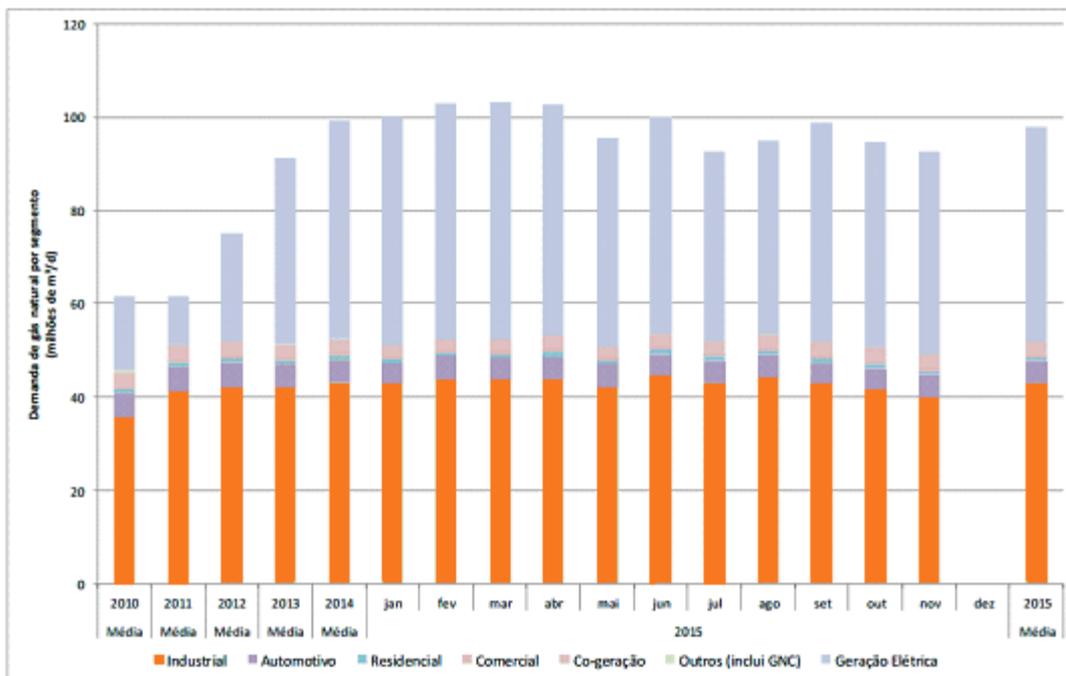


Gráfico 5.3: Demanda de GN em cada setor da economia, 2010-2015* (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).

Nota (*) novembro.

Previamente ao ano 2000, assim como posteriormente, a demanda pelo GN no Brasil sempre esteve intrinsecamente interligada às legislações que o regiam, ou seja, mais ao petróleo e menos e indiretamente ao gás.

Para o setor industrial, o GN é ofertado pelas distribuidoras dos respectivos estados de cada instalação, e a partir da Lei do Gás de 2009, começou a abranger as unidades de fertilizantes e de refino. Mesmo assim, a demanda para este setor sofreu decréscimo de 0,3% em relação aos anos de 2013 e 2014. Em outras palavras, a demanda por este setor permaneceu, praticamente, estagnada nos últimos anos, gerando reflexo na ausência de novos investimentos.

Fatores que contribuem para o que foi citado acima são: a) preço elevado do GN, não o tornando competitivo frente a outros combustíveis alternativos, fazendo com que a atração ao seu consumo seja reduzida; b) baixa diversidade de oferta e; c) ausência de transparência entre os diversos agentes da IGN (CNI, 2014).

Já no setor de geração elétrica, no mesmo período, houve um aumento do consumo de 8,3%, impulsionado, principalmente, pelas térmicas que apresentaram um acréscimo de 17,5% na sua geração a gás (MME, 2015).

O GN cada vez mais vem se mostrando um forte competidor quando o assunto é geração de energia elétrica, sendo, ao final do ano de 2014, a segunda maior fonte para o setor em questão (25%), somente atrás do bagaço de cana (48%) (Gráfico 5.4) (MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

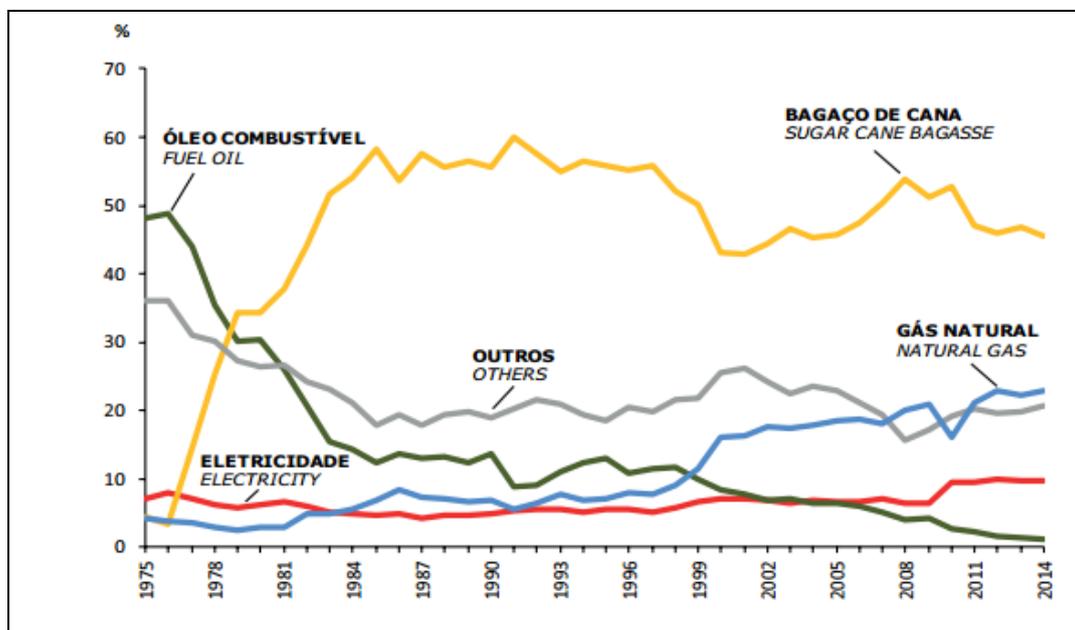


Gráfico 5.4: Demanda de GN na geração de energia frente a outras fontes, 1975-2014 (Fonte: MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

A própria demanda por regiões do Brasil é bem segmentada e definida. No Sudeste, com concentração maior nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, é onde se encontra o maior mercado consumidor nacional de GN, com 68,9%. Não por acaso, nesses dois estados estão alocadas as principais empresas distribuidoras, como a Companhia Estadual de Gás (CEG) e Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG-RIO) e, Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), Gás Natural São Paulo Sul S.A. (SPS) e Gas Brasileiro, respectivamente. No primeiro estado, os setores da economia que mais se beneficiam desse gás são o automotivo e o termoelétrico, enquanto no segundo estado é o industrial (ANP 2011 apud Abegás, 2011).

Outro motivo que explica o porquê da região Sudeste ser a maior consumidora de GN brasileiro é por ser a maior zona produtora de hidrocarbonetos, ou seja, possuir uma maior oferta via Bacias de Campos e Santos.

Na região Nordeste, que detém 17,76 % da demanda nacional (Abegás, 2011), a Bahia se caracteriza como o estado com maior demanda, muito por conta da sua história mais antiga e consolidada em relação a esta indústria. Vale lembrar que este foi o estado

pioneiro no mercado de GN no Brasil. Nos últimos anos, os principais destinos deste hidrocarboneto têm sido as indústrias e as termoelétricas, localizadas, em sua grande maioria, no polo de Camaçari (49,3 km de Salvador). Além destes setores, a FAFEN, Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Petrobras, utiliza um volume considerável (1,5 Mm³/dia) de gás em suas instalações (CNI, 2010).

Outro estado dessa região que merece destaque na demanda de GN é Pernambuco, principalmente no setor industrial e pelo funcionamento da Usina Termoelétrica (UTE) Termopernambuco. O gás necessário para suprir esta demanda é proveniente de outros estados, como o Rio Grande do Norte, visto que não possui produção própria (CNI, 2010).

A região Sul é a terceira maior consumidora de gás no Brasil, com 9,99% (Abegás, 2011). Grande parte desta demanda se deve ao uso de gás como combustível veicular e ao uso em aquecimento para residências, além do setor industrial.

Um fator limitante para a demanda de gás no Sul é a forte dependência ao gasoduto Bolívia-Brasil que, atualmente, não transporta na capacidade total. Conforme a Confederação Nacional das Indústrias (CNI), este cenário será alterado nos próximos dez anos (CNI, 2014).

Por fim, o mercado mais fraco de GN refere-se as regiões Norte e Centro-Oeste, com 2,93% e 0,54%, respectivamente (Tabela 5.1).

Tabela 5.1: Consumo de GN no Brasil, por Estado, no ano de 2011 (Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ABEGÁS até jul/11).

Consumo de GN em 2011	
Estado	Percentual
São Paulo	33,15%
Rio de Janeiro	23,15%
Bahia	8,34%
Espírito Santo	6,35%
Minas Gerais	6,25%
Pernambuco	4,55%
Santa Catarina	3,92%
Rio Grande do Sul	3,79%
Amazonas	2,93%
Paraná	2,28%
Ceará	1,74%
Alagoas	0,90%
Rio Grande do Norte	0,85%
Paraíba	0,74%
Sergipe	0,55%
Mato Grosso do Sul	0,49%
Distrito Federal	0,03%
Mato Grosso	0,01%
Goiás	0,01%
Piauí	0,00%

Dessa forma, o consumo de gás no Brasil pode ser subdividido em dois grandes grupos: as térmicas e não-térmicas. O segundo engloba as indústrias, os veículos, o comércio, as residências e petroquímicas. Tais grupos serão analisados a seguir, separadamente.

Na atual conjuntura do mercado de gás brasileiro, a demanda interna ainda encontra-se carente de oferta de GN, Por este motivo, a dependência ao mercado externo, ou seja, às importações ainda é consideravelmente significativa, como pôde ter sido visto no Gráfico 4.12 do capítulo anterior deste trabalho (EIA, 2015).

5.1 Térmicas

As térmicas são instalações industriais cujo objetivo é a produção de energia elétrica através do calor gerado pela combustão de qualquer produto que gere calor,

dentre eles bagaço da cana, combustíveis fósseis, entre outros. O Brasil possui 4467 empreendimentos que geram energia elétrica, dentre eles 2876 são termelétricas que contabilizam 27,81 % da potência gerada, atrás apenas das hidrelétricas com 61,24 % (ANEEL, 2016).

Dentro do sistema brasileiro de geração de energia, as térmicas são caracterizadas como uma fonte de energia alternativa as hidrelétricas, ou seja, elas somente são, na maioria dos casos, acionadas quando ocorre algum problema nos reservatórios de água, seja por escassez de chuvas ou por outro motivo. (CNI, 2010). Mesmo assim, esse tipo de usina desempenha funções importantes na geração de energia, sendo elas a complementação à geração hidrelétrica e o suprimento de falhas conjunturais ou estruturais no sistema de transmissão (MARTINS, 2014).

A partir do ano 2000, as térmicas passaram a receber elevados investimentos. Esse cenário é justificado pelos baixos níveis pluviométricos alcançados nos anos anteriores, que ocasionaram algumas interrupções no fornecimento de energia elétrica, uma vez que grande parte da geração de energia era realizada por hidrelétricas (PIRES, 2013).

As usinas termoelétricas possuem algumas vantagens perante as hidrelétricas, tais como: (a) a maior rapidez em sua construção o que leva ao suprimento de carência de energia de maneira mais acelerada, e (b) a possibilidade de alocação de suas instalações próximas aos centros consumidores, reduzindo os custos com linhas e estações de transmissão. No entanto, algumas desvantagens são perceptíveis a este tipo de geração, como a maior liberação de poluentes na atmosfera (gás de efeito estufa), e maior custo final (NAIME, 2014).

As termoelétricas movidas a GN apresentam um impacto ambiental menor do que movidas a outra fonte de calor e são mais seguras do que as outras (GasNet, 2016). Elas podem ser do tipo mono ou bicomustíveis. A primeira só utiliza o GN como gerador de calor, enquanto que a segunda, ao mesmo tempo em que usa o GN, também pode fornecer energia através de óleo combustível ou diesel. No Brasil, das 35 usinas movidas a gás, 15 são bicomustíveis e o restante monocombustível (MME – Relatório Mensal nº 105, 2015) (Tabela 5.2).

Em 2010, o Brasil possuía 29 usinas termoelétricas cujo combustível era o GN, das quais 18 tinham controle total ou parcial da Petrobras. A outra parcela do mercado estava subdividida entre outras companhias não produtoras ou comercializadores de gás (ATLAS, p. 22, 2010).

Grande parte da demanda brasileira por gás é respondida pelas termoelétricas (Tabela 5.3), que estão distribuídas pelo país nas diversas regiões.

Tabela 5.3: Consumo termoelétrico a gás natural segmentado por fonte de informação, 2010-2015 (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).

Demanda de gás natural (milhões de m ³ /d)	Média	Média	Média	Média	Média	2015												Média
	2010	2011	2012	2013	2014	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2015
Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado	12,94	7,96	18,01	28,66	39,63	40,94	42,34	43,13	42,10	38,85	40,01	33,63	34,00	39,57	36,70	36,31		38,83
Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	2,84	2,43	5,03	11,42	7,22	8,32	8,22	7,73	7,62	5,93	6,56	7,08	7,61	7,53	7,52	7,06		7,38
Demanda Termelétrica total	15,79	10,39	23,03	40,08	46,84	49,26	50,57	50,86	49,72	44,77	46,57	40,71	41,61	47,10	44,21	43,38		46,21

Com o novo status das usinas termoelétricas na matriz energética brasileira, elas se transformaram em propulsoras do desenvolvimento da IGN, a partir do momento em que o consumo regular de gás dilui os custos fixos (FARIA, 2010).

Por outro lado, o direcionamento prioritário do GN às usinas termoelétricas faz com que a oferta deste hidrocarboneto a outros setores da economia seja limitada. Isso ocasiona um aumento no preço gás aos consumidores finais, pela lei da oferta e da demanda, gerando, indiretamente, no custo da infraestrutura ociosa (CNI, 2014).

Um impedimento para o uso das térmicas como difusores do gás no Brasil concentra-se na sazonalidade destas usinas, pois são acionadas, na maioria das vezes, quando as hidrelétricas não conseguem suprir a demanda por energia (20% da capacidade das termoelétricas são usadas por ano) (FARIA, 2010).

Outro fator que dificulta a inserção das térmicas como propulsoras do GN é possibilidade de uso de bicombustíveis. Em outras palavras, elas podem operar com outro combustível além do gás, tal como etanol, óleo e diesel. Estas usinas totalizavam 14 espalhadas pelo país, porém em concentração maior no estado do Amazonas onde se encontram 7 delas (ATLAS, p. 22, 2010).

Dados de 2015 mostram uma estagnação na quantidade de usinas bicombustíveis. De um total de 35 usinas movidas a GN, 15 podem ser acionados por

outro tipo de combustível além do gás, e a maior parte delas, somando 7, ainda se encontra no Norte, mais especificamente no Amazonas (MME/Relatório Mensal nº 105, 2015), como pode ser visto na tabela 5.2 do referente trabalho.

Por um lado este tipo de usina citado acima pode ocasionar uma menor demanda de gás visto que, dependendo do seu preço, custo de transporte, por exemplo, pode-se optar por outro combustível mais atraente no momento, No entanto, por outro lado, elas geram uma maior segurança e flexibilidade para o fornecimento de energia no Brasil.

Mesmo assim, o aumento do consumo de GN pelas térmicas, principalmente desde 2012, trouxe a necessidade de importação de GNL como complemento da balança desfavorável entre oferta e demanda (demanda maior do que a oferta) (CNI, 2014).

5.1.1 Não-Térmicos

O segundo grande grupo consumidor de GN no Brasil engloba os setores industrial, comercial, veicular, residencial e petroquímico.

O primeiro setor demanda uma quantidade significativa de gás para suas instalações e, nos últimos dez anos, vêm aumentando gradativamente este número. No entanto, ainda há uma preferência bem mais expressiva no uso de outras fontes de energia nas indústrias, dentre elas o bagaço de cana e a eletricidade (Gráfico 5.5) (MME-BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2015).

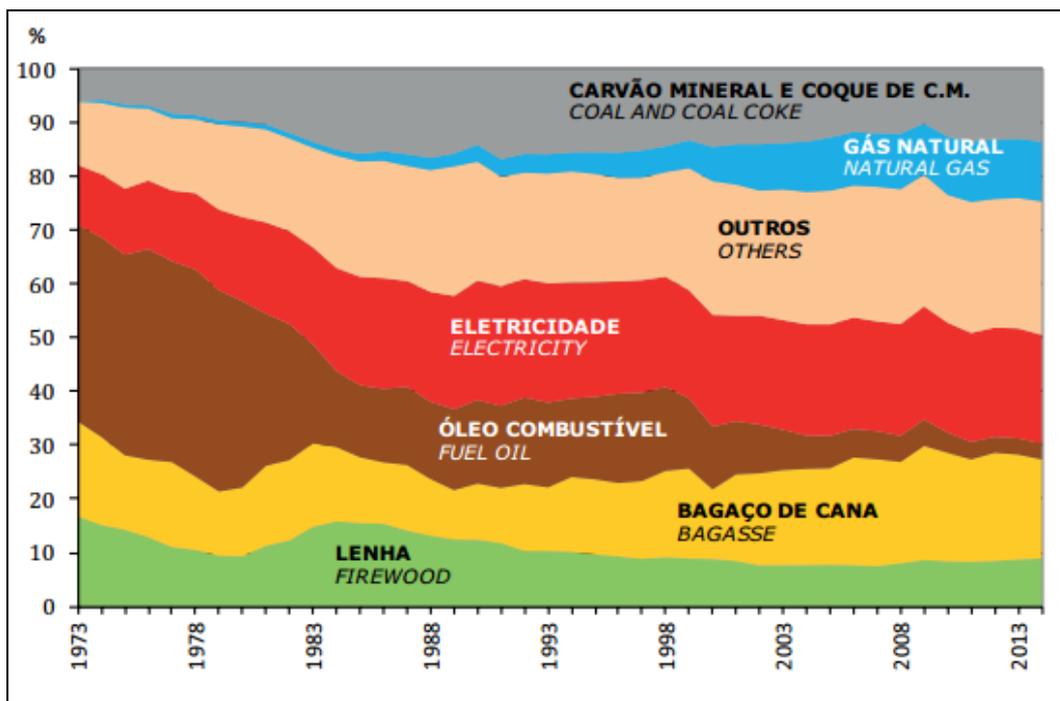


Gráfico 5.5: Consumo por fonte de energia do setor industrial, 1973-2013 (Fonte: MME/ Balanço Energético Nacional 2015).

Através de uma análise regional, o Sudeste se destaca como o maior consumidor de gás no setor industrial do Brasil, particularmente o estado de São Paulo, que representa, aproximadamente, 50% deste consumo (CNI, 2010).

A demanda industrial por gás é suprida pelas distribuidoras do respectivo estado, assim como as do setor petroquímico, como as refinarias e as Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (FAFENs). Esses três segmentos citados apresentaram queda no consumo de gás em suas instalações do ano de 2014 para o ano de 2015, ocasionados pela crise econômica brasileira atual (Tabela 5.4) (MME – Boletim Mensal nº 105, 2015).

Tabela 5.4: Consumo de gás das indústrias, refinarias e Fafens, cujo fornecimento foi realizado pelas distribuidoras, 2010-2015 (Fonte: MME/Relatório Mensal nº 105, 2015).

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial - Distribuidoras	26,29	29,57	29,12	28,79	29,18	28,74	29,46	29,01	29,57	28,95	28,42	28,31	27,97	28,31	28,19	27,26		28,56
Refinarias e fafens	9,07	11,46	12,88	13,03	13,80	14,01	14,38	14,44	14,35	13,19	15,79	14,57	16,09	14,18	13,12	12,42		14,23
Demanda Industrial total	35,36	41,03	42,00	41,81	42,98	42,76	43,84	43,45	43,91	42,13	44,22	42,88	44,07	42,49	41,31	39,68		42,79

O segundo setor citado, o comercial, demanda somente 2,1% de gás frente a outras fontes de energia. O destaque para este setor fica por conta da eletricidade, com pouco mais de 90% do consumo (MME/Balanco Energético Nacional, 2015). Assim, a demanda por GN no comércio é baixa comparativamente as outras fontes. Contudo ao se comparar com os demais setores aqui citados, a demanda do comércio é uma das maiores, evidenciando a baixa demanda por GN no Brasil em relação a outros tipos de geração de energia (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

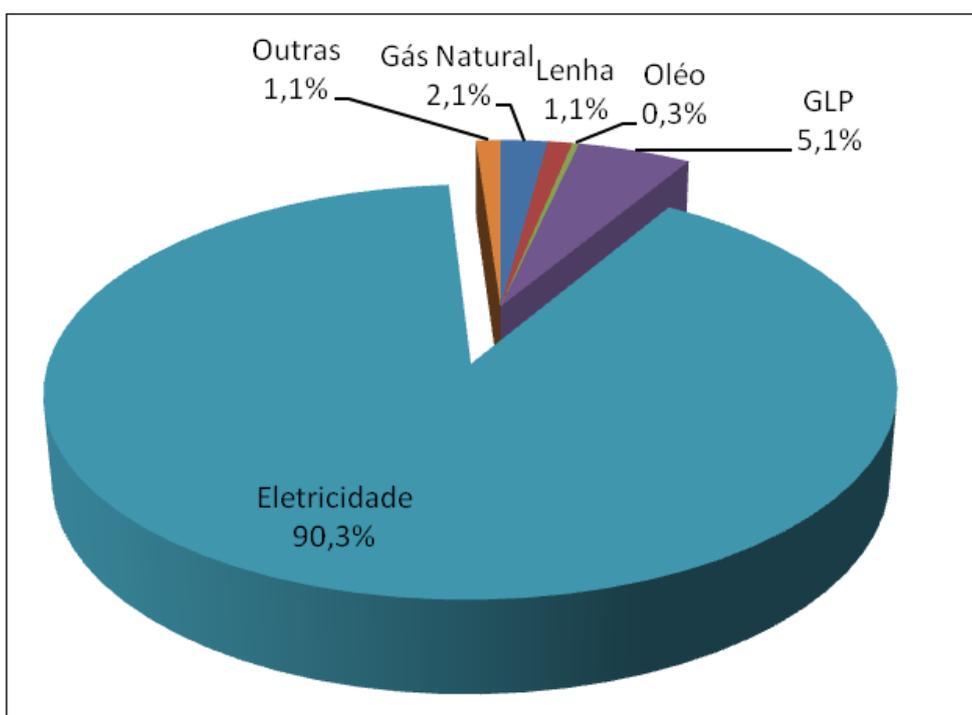


Gráfico 5.6: Consumo por fonte de energia do setor comercial, 2014 (Fonte: Elaboração própria através de dados do MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

O setor veicular ou de transporte ainda não apresenta como uma parcela significativa na demanda total de gás. Apenas 1,8% de todas as fontes de energia que possam vir a ser utilizadas como combustível para este setor é referente ao GN (Gráfico 5.7) (MME - Balanco Energético Nacional, 2015).

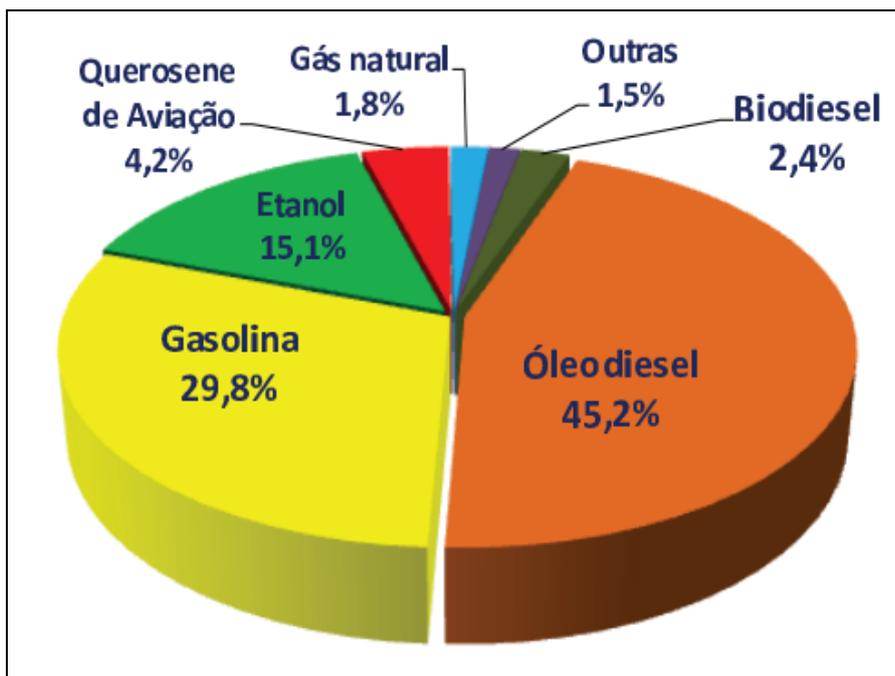


Gráfico 5.7: Consumo por fonte de energia do setor veicular, 2014 (Fonte: MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

Já o setor residencial apresenta um consumo de gás reduzido e concentrado nos grandes centros urbanos, por causa, principalmente, do uso de gás encanado ao invés de butijões. Além disso, se comparado à outros países, o Brasil por ser um país tropical ou sub tropical durante todo ano, não necessita de aquecimento central nas residências, reduzindo ainda mais esse tipo de demanda. O aumento das temperaturas nas diferentes partes do país ainda fizeram com que o consumo de GN de 2013 para 2014 diminuísse 3,5% (Gráfico 5.8) (MME - Balanço Energético Nacional, 2015).

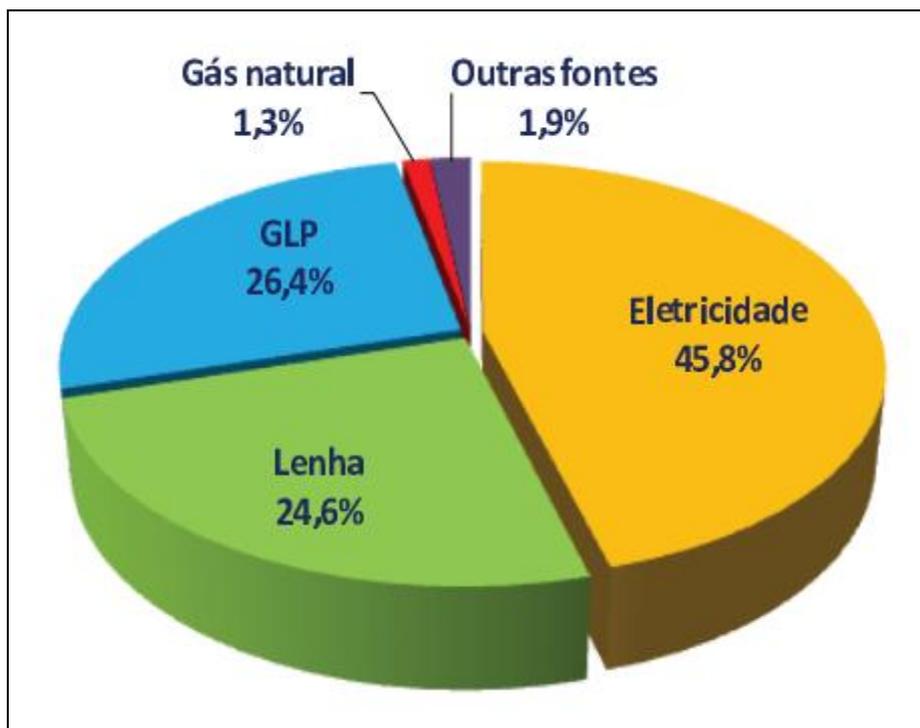


Gráfico 5.8: Consumo por fonte de energia do setor residencial, 2014 (Fonte: MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

Por último, o setor petroquímico, que inclui as refinarias e FAFENs, já citados anteriormente neste tópico, vem aumentando significativamente o uso de GN como fonte de energia. Inclusive, nos últimos dez anos, a demanda por gás nesse setor ultrapassou a demanda por óleo combustível e, praticamente se igualou a por eletricidade (Gráfico 5.9).

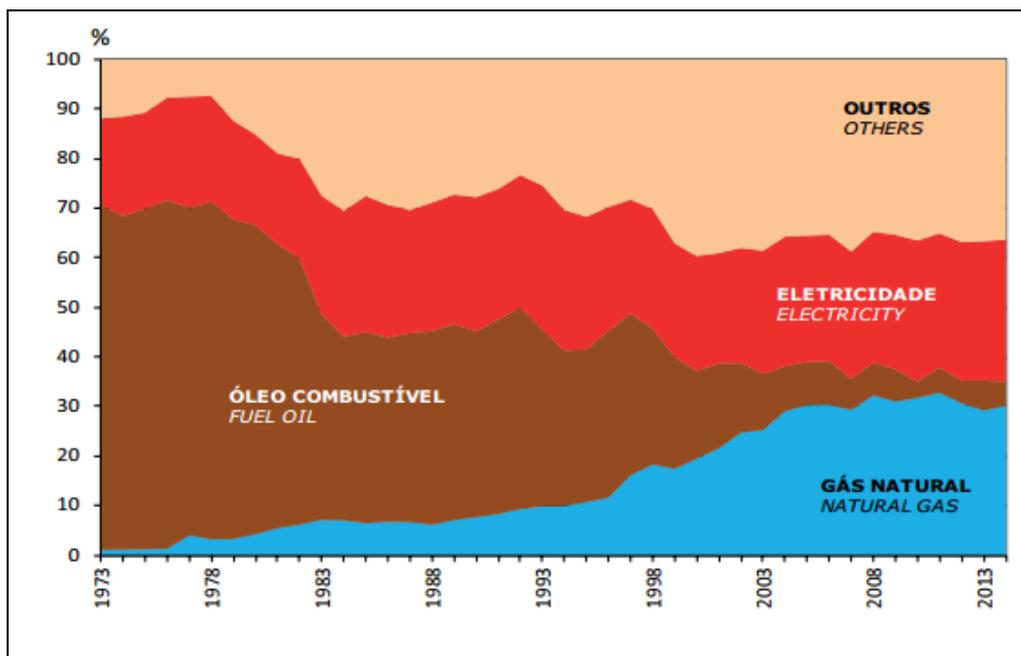


Gráfico 5.9: Consumo por fonte de energia do setor petroquímico, 1973-2013 (Fonte: MME/Balanco Energético Nacional, 2015).

Assim, observa-se que a demanda de GN não-térmica é majoritariamente industrial, tornando este setor muito sensível as oscilações de preço do petróleo, visto que, no Brasil, o preço desses dois hidrocarbonetos ainda são atrelados (MARTINS, 2014).

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma análise qualitativa do setor gasífero nacional no que tange a sua regulação e legislação, infraestrutura e economia a fim de entender a influência do amadurecimento das Leis no avanço da malha de gasodutos e na dinâmica de oferta e demanda do GN. Assim, buscou-se relacionar fatos históricos com o avanço da criação de leis para o setor, avaliando seus reflexos no desenvolvimento da IGN.

Nos anos de 1937 e 1938, ocorreu a nacionalização das riquezas do subsolo brasileiro (para garantir o crescimento da economia) e a criação do Conselho Nacional de Petróleo, que desempenhou as atividades de E&P e o refino do petróleo, GN e seus derivados. Seguindo a tendência de nacionalização, mesmo diante de inúmeras tentativas de abertura do setor, em 1953 foi criada a empresa Petrobras, a qual passou a deter o monopólio da E&P e transporte de todo o petróleo, GN e derivados produzidos no Brasil.

Em 1970, durante a Fase Bahia, o sistema de gasodutos de transporte foi iniciado, com a inauguração do Gasoduto Candeias-Aratu. Já entre 1980 e 1990, os investimentos foram direcionados para o Sudeste, devido às descobertas de reservas na Bacia de Campos, o que resultou na construção de trechos não integrados de gasodutos na região.

Após a Emenda Constitucional nº 9 de 1995, que impôs a flexibilização do monopólio no setor, e posterior Lei do Petróleo nº 9478, que reforçou a ampliação da participação privada na indústria, a infraestrutura registrou um significativo avanço, sobretudo entre 1999 e 2000. Nesse período, foram criadas diversas portarias da ANP tratando da importação, construção e ampliação de instalações de transporte de petróleo e seus derivados, inclusive GN e GNL. Dessa forma, os gasodutos de importação foram construídos com participação de capital privado, sendo o mais importante deles o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

Nota-se que os avanços na legislação acarretaram na abertura do mercado e na inserção de investimento privado, mas de forma muito modesta, já que, na prática, o mercado continuou concentrado na figura da Petrobras.

Mesmo após a Lei do Gás 11.909 de 2009 e posterior Decreto nº7382 de 2010, vimos que o monopólio se manteve, sobretudo no setor de transporte de GN. Apesar

disso, alguns marcos na infraestrutura podem ser observados durante o período, tais como: a inauguração do GASENE e consequente integração das Malhas Sudeste e Nordeste; a construção do maior gasoduto em termos de diâmetro e capacidade diária de transporte, o GASDUC III; e o Gasoduto Urucu-Coari-Manaus que, ainda que isolado, deixou de ser uma idealização e passou a abastecer o mercado do Amazonas.

A partir da configuração atual de gasodutos, é possível verificar o evidente domínio da Petrobras, que detém a grande maioria dos gasodutos, além de possuir participação nas transportadoras TBG e TSB, responsáveis pelos gasodutos de importação GASBOL e Uruguiana-Porto Alegre, respectivamente. Apenas a Transportadora GasOcidente, responsável pelo Gasoduto Lateral Cuiabá, não possui participação da empresa Petrobras.

Além disso, pode-se notar a divergência na evolução da malha por regiões brasileiras. A Malha Norte conta apenas com o já mencionado Gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que não é integrado ao restante da malha nacional e foi inaugurado apenas em 2009. A Malha Nordeste apresenta uma infraestrutura muito antiga, especialmente na área do Recôncavo, enquanto a rede de gasodutos da Malha Sudeste é recente e voltada para atender os estados de maior PIB do país, com o gás *offshore* da região e aquele provindo do Nordeste a partir do GASENE.

Quanto à oferta de GN no Brasil, verificou-se avanço das reservas nacionais de GN, que se encontram na 31^o posição do *ranking* mundial e em 2^o em relação à América do Sul. Vale ressaltar que grande parte da contribuição dessas reservas deve-se às descobertas no pré-sal.

Ainda, como a expansão da infraestrutura de transporte de forma lenta, associada ao panorama político e econômico do Brasil, o país se viu obrigado a importar, cada vez mais, o combustível via gasodutos e GNL, ao invés de buscar elevar a oferta nacional. Isso reforça, mais uma vez, a falta de planejamento de longo prazo, além de apresentar riscos de abastecimento ao se depender tão fortemente de outros países para suprimento energético.

Nas análises da demanda de GN no Brasil, observaram-se os diversos segmentos da economia nos quais o GN é demandado. Ficou explícito o papel fundamental da legislação brasileira, principalmente a Lei de Gás de 2009, que gerou consequências na malha de gasodutos do país, resultando numa maior abrangência na oferta de GN. Esse aumento da oferta levou ao incremento na demanda, uma vez que o gás se tornou mais

acessível geograficamente e financeiramente. Outro fator que impulsionou a demanda por GN foi a construção de novas usinas termoelétricas, a partir da crise hidroelétrica ocorrida no ano de 2000.

Essas usinas termoelétricas se tornaram propulsora da IGN ao mesmo tempo em que limitaram a oferta de gás para outros setores da economia, tais como: industrial, comercial, residencial, veicular e petroquímico, aumentando o seu custo para os consumidores finais, e trouxeram a necessidade de importação de GNL.

Além disso, a demanda de GN no Brasil mostrou ser bem definida por regiões. A região Sudeste, mais especificamente os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, detém a maior demanda, muito ocasionada pela rede de gasodutos melhor estruturada, atendendo um número maior de consumidores. A partir deste panorama, subentende-se que, acaso a demanda por todo o Brasil fosse incentivada com infraestrutura adequada, a demanda por GN cresceria em todo o país e seus consumidores se tornariam cativos, atraindo mais investimentos.

Sendo assim, pode-se concluir que existe uma interdependência entre a regulação e legislação específica para o GN e o desenvolvimento da infraestrutura da IGN, uma vez que o avanço no âmbito regulatório gera atratividade para o uso do combustível e propicia investimentos em malhas de transporte através de fatores como: (a) o acirramento da concorrência do mercado de GN, (b) o surgimento do consumidor livre e (c) a redução do monopólio vertical.

A realidade, no entanto, revela que a contribuição tardia da legislação para o avanço da IGN, a falta de leis objetivas e realistas, bem como a longa vigência de leis induzindo à perpetuação do monopólio e a conseqüente falta de incentivo à abertura do mercado, levaram a um desenvolvimento lento do setor.

Dessa forma, conclui-se que apesar dos avanços regulatórios, ainda lhes faltam amadurecimento na superação de tantos anos de monopólio na E&P e distribuição para que, finalmente, novos investimentos sejam estimulados e a IGN consolidada.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado), 2011. *Indústrias Elevam Consumo de Gás Natural no Semestre*. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=558>. Acessado em 27/02/2016.

ABEGÁS (Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado). Disponível em: http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=842. Acessado em: 05/03/2016.

ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres). Disponível em: <http://abrace.org.br/noticias-do-setor-interna/noticia-do-setor-261/#noticia-5a58698f6740b7628030cc7b9c227691>. Acessado em: 09/03/2016.

AES Brasil. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/AES_Brasil. Acessado em: 09/03/2016.

AGER (Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Mato Grosso). Disponível em: <http://www.ager.mt.gov.br/gas-natural>. Acessado em: 06/03/2016.

ALMEIDA, J. R. U. C., 2008, *A Importância da Flexibilidade na Oferta e na Demanda de Gás Natural – O Caso do Mercado Brasileiro*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

ANEEL, 2016. *Capacidade de Geração no Brasil*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acessado em 24/02/2016.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2001. *Portaria 254*. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>. Acessado em 10/03/2016.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2010, *O Gás Natural Liquefeito no Brasil*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=36796>. Acessado em: 17/01/2016.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), Anuário *Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015*. Disponível em: www.anp.gov.br/?dw=78135. Acessado em: 23/01/2016.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), 2005. *Resoluções 27, 28 e 29*. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>. Acessado em 06/03/2016.

ARDITO, F. M. S., 2008, *A Importância da Regulação do Setor de Gases Combustíveis e o Processo de Liberalização*. Monografia de bacharelado, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil.

BRITTO, M. P. T., 2002, *Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e seus Desafios*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

CECCHI, J. C., 2001, "*Indústria Brasileira de Gás natural: Regulação Atual e Desafios Futuros*". Séries ANP nº 2, Rio de Janeiro, Brasil.

CECCHI, J. C., 2010, *Política Nacional para o Gás Natural – Produção e Regulação. Audiência Pública Comissão de Minas e Energia*, ANP, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

CNI (Confederação Nacional da Indústria), 2010, *A Indústria e o Brasil: Gás Natural*. Disponível em: <http://admin.cni.org.br/portal/data/files/00/FF8080812F555EE2012F>

6A4F55411A09/A%20industria%20e%20o%20Brasil%20_Gas_Natural_2011.pdf.

Acessado em: 30/01/2016.

CNI (Confederação Nacional da Indústria), 2014, *Gás Natural: Uma Alternativa para uma Indústria Mais Competitiva*. Disponível em:

<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/publicacoes/2014/11/19,52052/propostas-da-industria-para-as-eleicoes-2014.html>. Acessado em 12/03/2016.

COLOMER, M., 2011. *A Evolução da Política de Gás Natural do Governo Brasileiro*.

Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2011/12/05/a-evolucao-da-politica-de-gas-natural-do-governo-brasileiro/>. Acessado em 12/02/2016.

COSTA, H. H. L. M., 2003, *A Regulação da Indústria do Gás Natural no Brasil: Fatos e Desafios*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

COSTA, M., SANTOS, M., 2009. *Nova Lei do Gás Natural: Algumas Considerações*. Brasil Energia. São Paulo, São Paulo, Brasil.

DIAS, F. A., 2004. *Regulamentação do Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil*. VII ARIAE. Brasília, Distrito Federal, Brasil.

DUARTE et. al, 2008, *Impacto na relação Brasil-Bolívia, com a nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos, em 2006*. Monografia de Bacharelado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

EIA (U.S. Energy Information Administration), 2015, *Brazil International Energy Data and Analysis*. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=BRA>.

Acessado em: 08/01/2016.

ERNST & YOUNG, 2014, *Desenvolvimento de Gás Natural no Brasil*, Disponível em:

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Desenvolvimento_do_gas_natural_no_Brasil/\\$FILE/Estudo_Gas_Web.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Desenvolvimento_do_gas_natural_no_Brasil/$FILE/Estudo_Gas_Web.pdf). Acessado em 14/01/2016.

FARIA, L. F. R., 2010. *A Integração dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil*. Dissertação de Mestrado, UFMG, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

FIGUERAS, S., 2001. Conflito Estremece o Gasoduto. *Revista IstoÉ*. Disponível em: http://www.terra.com.br/istoe-temp/1645/economia/1645_crise_gasoduto.htm. Acessado em 04/03/2016.

FILHO, E. T. T., 2002. *O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios do Mercado*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

FUSER, I., 2011. *Conflitos e Contratos – A Petrobras, o Nacionalismo Boliviano e a Interdependência do Gás Natural (2002-2010)*. Dissertação de Pós-Graduação em Ciência Política/USP. São Paulo, São Paulo, Brasil.

GARCEZ, C. A. G., 2007, *Gás Natural: Energia Econômica Ambientalmente Vantajosa*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Taubaté, São Paulo, Brasil.

GASNET, 2016. *Termoelétricas*. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/termeletricas/ciclo.asp>. Acessado em 25/02/2016.

GASNET. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasodutos/operacao.asp>. Acessado em: 05/03/2016.

GasOcidente. Disponível em: <http://www.gasocidentemt.com.br/pagina.asp?cod=1>. Acessado em: 22/02/2016.

GOSMANN, H. L., 2011, *Integração Gasífera na América do Sul: Estudos dos Casos dos Gasodutos Bolívia Brasil e Lateral-Cuiabá no Contexto das Relações Bilaterais Bolívia-Brasil*. Monografia de Especialização, Universidade de Brasília, Brasília, Brasil.

JORNAL GGN, 2015, *Campanha O Petróleo é Nosso*. Disponível em: <http://averdade.org.br/2012/01/o-petroleo-e-nosso-povo-brasileiro-foi-as-ruas-defender-a-soberania-nacional/>. Acessado em 26/02/2016.

Jr. ARAÚJO, J. T., 2005. *Regulação e Concorrência em Setores de Infraestrutura. VII Fórum Nacional*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

JÚNIOR, M. J. M., PEREIRA, F. C. N., 2011, *Análise Histórica das Constituições Brasileiras*. Disponível em: <http://imepac.edu.br/oPatriarca/v5/arquivos/trabalhos/ARTIGO05MAURICIO.pdf>. Acessado em 27/02/2016.

LEGISLAÇÃO, P., 2016. *Definição de Decreto-Lei*. Disponível em: <http://www4.planalto.gov.br/legislacao/legislacao-1/decretos-leis>. Acessado em 03/03/2016.

LEI 11.909, 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acessado em 10/03/2016.

LEI 2.004, 1953. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htm. Acessada em 20/02/2016.

LEI 9.478, 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acessado em 22/02/2016.

LINS, R. L. F., 2011, *Panorama da Malha Dutoviária de Gás Natural no Estado da Bahia e sua Interligação ao Gasoduto Sudeste-Nordeste-Gasene*. Monografia de Especialização, Universidade Federal da Bahia, Bahia, Brasil.

LOSS, G. R., 2007. *A Regulação Setorial do Gás Natural*. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

MACHADO, L. B., OLM, R., CIMA, F. M. et al, *Atlas da Integração do Setor de Gás Natural ao Sistema Elétrico Brasileiro*, 1 ed. Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

MANOEL, C. O., 2006, *Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás natural a granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás*

Natural Comprimido – GNL) no Brasil. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

MARTINS, L. A., 2014. Logística de Gás Natural. *Seminário G&E*, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

MATHIAS, M. C., 2011. Autoprodutor, Autoimportador, Consumidor Livre de Gás Natural. *Seminário de Gás Natural – A Lei do Gás e o Planejamento de Expansão da Malha de Transporte*. Brasília, Distrito Federal, Brasil.

MATOS, S. F., FARIA, G. A. D., CALIJORNE, A. P., 2014, *A Lei do Gás e os Desafios para o Desenvolvimento do Mercado Livre de Gás Natural no Brasil*. Monografia de Bacharelado, Fundação João Pinheiro, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

MME (Ministério de Minas e Energia), 2015, *Boletim de Acompanhamento Mensal da Indústria de Gás Natural*. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_105_nov_15.pdf/facb36bf-a368-469b-9ea8-ad2732f6400b. Acessado em: 06/01/2016.

MME (Ministério de Minas e Energia), 2016, *Boletim de Acompanhamento Mensal da Indústria de Gás Natural*. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_106_dez_15.pdf/beb3359c-43bc-47f6-9e49-167e442c1a73. Acessado em: 07/04/2016.

MOTA M. S., COLOMER M. F., 2014, “O Grau de Maturidade do Sistema de Transporte de Gás Natural Brasileiro: Qual Sistema Adotar”. *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014, IBP 1343_14*, Rio de Janeiro, Brasil.

NAIME, R., 2014. *Sobre os Impactos de Usinas Termoelétricas*. Disponível em: <http://www.ecodebate.com.br/2014/11/13/sobre-os-impactos-de-usinas-termeletricas-artigo-de-roberto-naime/>. Acessado em 25/02/2016.

NEGREIROS A. R., ARICA J., 2013, *Considerações Sobre o Mercado da Indústria do Gás Natural*. Disponível em: http://www.simpoi.fgvsp.br/arquivo/2013/artigos/E2013_T00367_PCN82963.pdf. Acessado em 20/01/2016.

NEGREIROS, A. R., 2013, *Considerações Sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, Rio de Janeiro, Brasil.

PAIVA, P. M., 2010, *A Inserção do Brasil no Mercado Internacional de GNL: Antecedentes, Perspectivas e Realidade*. Monografia de Bacharelado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

PELT/RS – Plano Estadual de Logística e Transportes do Rio Grande do Sul. Disponível em: http://www.pelt-rs.stm.rs.gov.br/images/produtos/Produto%203_parte2.pdf. Acessado em: 11/02/2016.

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro. Disponível em: <http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-2000-momento-44.php>. Acessado em: 09/03/2016.

PINDYCK, R. S., RUBINFELD, D. L., 1999. *Microeconomia*. São Paulo, São Paulo, Brasil. Atlas, 1999.

PIRES, A., 2013. *A Inserção das Usinas a Gás*. Disponível em: <http://www.institutomillennium.org.br/artigos/a-insercao-das-usinas-gs-natural/>. Acessado em 25/02/2016.

PIRES, M; C. P., 2000. *Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: Uma Análise Contratual*. Dissertação de Mestrado em Economia, IE/UFRJ. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

QUEIROZ, H., ALMEIDA, E., BOMTEMPO, J., IOOTY, M., BICALHO, R., 2007. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

SALOMÃO, L. A., SILVA, J. M., 2008, *Integração Energética do Subcontinente: Novas Oportunidades e Desafios*. Disponível em: <http://www.eppgg.com.br/2013/02/integracao-energetica-do-subcontinente-novas-oportunidades-e-desafios/>. Acessado em 23/02/2016.

SANTAREM et. al., 2007, Custos e Benefícios Econômicos de Tecnologias de Transporte de Gás Natural no Brasil, *XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção 2007, Foz do Iguaçu, Brasil*. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/negep2007_TR590445_9721.pdf. Acessado em 05/03/2016.

SANTOS, A. F. P., 2010, *Segurança Energética na América do Sul: O Caso do Gasoduto Bolívia-Brasil*. Monografia de Bacharelado, Universidade Federal de Roraima, Roraima, Brasil.

SILVA, A. K. R., 2011. *O Regime de Concessão para o Transporte Dutoviário de Gás Natural: O Novo Marco Legal e as Implicações para o Controle Externo*. Dissertação de Pós-Graduação em Controle Externo, PGCE, Brasília, Distrito Federal, Brasil.

SILVA, P. M., 2004, *Modelo de Transporte em Rede com Restrições de Capacidade: Estudo de Alternativas na Área de Influência do Gasoduto Bolívia Brasil*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

SIQUEIRA, M., XAVIER, Y. M. A., 2007. *Os Dutos de Transporte de Gás Natural e A Regulação do Livre Acesso no Brasil: Perspectivas Históricas e Atuais*. Tese Publicada na Revista Direito e Liberdade, Mossoró, Rio Grande do Norte, Brasil.

SOUSA, F. J. R., 2010, *Desdobramentos da Lei do Gás*. Disponível em: http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/areas-da-conle/tema16/2010_1814.pdf. Acessado em 20/01/2016.

TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil). Disponível em: http://www.tbg.com.br/pt_br/a-tbg/perfil.htm. Acessado em: 06/03/2016.

TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil). Disponível em: <http://www.tbg.com.br/ra2014/>. Acessado em: 07/03/2016.

TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás). Disponível em: http://www.tsb.com.br/conheca_tsb.asp. Acessado em: 17/02/2016.

UDAETA et. al., 2004, *Cenário Atual do Gás Natural em São Paulo. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2005. Salvador, Brasil*. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0383_05.pdf. Acessado em 17/02/2016.

VELASCO JR, L., 1996. *A Economia Política das Políticas Públicas: Fatores que favoreceram as Privatizações no Período 1985/94*. BNDES, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

WETZEL, U., TOMEI, P. A., 2012. *Estudos em Negócios II*. Coleção de Estudos COPPEAD. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil. Edição 1. Mauad, 2012. 292 p.