



UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

GUSTAVO MANO GONÇALVES

**INDÚSTRIA BRASILEIRA DO GÁS NATURAL: A LEI DO GÁS E
OS CONFLITOS LEGAIS E REGULATÓRIOS ENTRE A UNIÃO
FEDERAL E OS ESTADOS**

Salvador
2010

GUSTAVO MANO GONÇALVES

**INDÚSTRIA BRASILEIRA DO GÁS NATURAL: A LEI DO
GÁS E OS CONFLITOS LEGAIS E REGULATÓRIOS
ENTRE A UNIÃO FEDERAL E OS ESTADOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em
Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador -
UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre.

Orientadora: Prof. Dra. Gisele Ferreira Tiryaki

Salvador
2010

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Gonçalves, Gustavo Mano

Indústria brasileira do gás natural: a Lei do Gás e os conflitos legais e regulatórios entre a União Federal e os Estados. - Gustavo Mano Gonçalves – Salvador, 2010.

112f.: il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Salvador – UNIFACS. Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, 2010.

Orientador: Prof^a. Dr^a. Gisele Ferreira Tiryaki.

1. Gás Natural – Regulação. 2. Gás Natural – Legislação. I. Tiryaki, Gisele Ferreira, orient. II. Título.

CDD: 665.7

TERMO DE APROVAÇÃO

GUSTAVO MANO GONÇALVES

INDÚSTRIA BRASILEIRA DO GÁS NATURAL: A LEI DO
GÁS E OS CONFLITOS LEGAIS E REGULATÓRIOS ENTRE
A UNIÃO FEDERAL E OS ESTADOS

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

Gisele Ferreira Tiryaki – Orientador _____
Doutora em Economia pela George Mason University
Universidade Salvador - UNIFACS

Maria Olívia de Souza Ramos _____
Doutora em Ciências Econômicas pela Université de Paris XIII (Paris-Nord)
Universidade Salvador - UNIFACS

Maria D'Assunção Costa _____
Doutora em Energia pela Universidade de São Paulo - USP

Salvador, 5 de julho de 2010

Para Daniela, grande amor, amor adulto, modelo de ser humano, de mãe; generosa, mulher, amiga, cúmplice, companheira e, acima de tudo, Nenéia. Pelo incentivo, pela ajuda, pelo amor, por tudo, tudo... e para que se orgulhe de mim.

Para Helena Maria, para que se orgulhe dos esforços de seu filho.

Para os amados Daniel, Gustavo e Helena, como estímulo na busca pelo conhecimento.

AGRADECIMENTOS

Agradeço enfaticamente a José Maria Resende, Rafael Frazão e Sydney Granja Afonso, respectivamente Presidente e Diretores da GASPETRO, por acreditarem nesta minha iniciativa de aperfeiçoamento profissional.

Os Diretores que os sucederam continuaram dando crédito a este esforço, nomeadamente Maria das Graças Silva Foster, Fátima Valéria Araújo Barroso Pereira, André Cordeiro Lima e Richard Olm. A todos eles sinceros e efusivos agradecimentos.

Petrônio Lerche Vieira merece um agradecimento especial, pois foi quem primeiro me falou sobre o Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS e incentivou-me a cursá-lo.

Agradeço à minha orientadora Gisele Ferreira Tiryaki pela pertinência, proficiência, zelo e extrema gentileza da orientação.

Agradeço aos meus colegas da 8ª Turma do MRIE pelos inesquecíveis momentos de convivência.

Finalmente, obrigado Bahia, terra e povo inesquecíveis.

RESUMO

Esta dissertação visa estudar certos conflitos entre agentes da indústria do gás natural no Brasil, originados do peculiar modelo de repartição de competências, em matéria de gás natural, adotado pela Constituição Federal. Segundo esse modelo, a União Federal detém o monopólio da exploração, produção, importação, exportação e transporte dutoviário do gás natural, cabendo aos Estados explorar os serviços locais de gás canalizado. Essa duplicidade de competências tem gerado contenciosos administrativos e judiciais que evidenciam a existência de insegurança jurídica no setor, elemento que atua como inibidor de investimentos. Este trabalho visa examinar os fundamentos desses conflitos e a repercussão da Lei do Gás na solução ou amenização dos mesmos, além do papel das legislações das Unidades da Federação na estabilização do arcabouço jurídico e regulatório do gás natural no país. O estudo se justifica pela necessidade de se buscar estabilidade e segurança jurídicas para propiciar a atração de capitais para um setor que vem expandindo e crescendo em importância na matriz energética mundial e, particularmente, na brasileira. Foram utilizados no estudo, a pesquisa de natureza qualitativa e crítico-dialética com levantamentos, estudos de casos e bibliografia. A pesquisa divide-se em duas etapas: na primeira é apresentado um histórico da indústria do gás natural, além de uma análise dos principais sistemas regulatórios adotados no mundo, incluindo o sistema brasileiro; a segunda etapa contém o estudo de alguns casos de conflitos legais e regulatórios verificados no Brasil, bem como uma análise dos meios e modos pelos quais, a partir da edição da Lei do Gás, os agentes estatais e privados podem contribuir para a amenização ou eliminação desses conflitos e conferir estabilidade jurídica à indústria brasileira do gás natural. Como resultado do trabalho verifica-se a necessidade de os agentes da indústria do gás natural no Brasil desenvolverem instrumentos de colaboração e cooperação, especialmente no sentido de implementar e estruturar órgãos reguladores eficientes e eficazes, sobretudo no âmbito dos Estados, onde se dá a etapa final dessa cadeia econômica, com a entrega do produto aos usuários finais.

Palavras-chave: Gás Natural. Legislação. Regulação.

ABSTRACT

This dissertation has the objective to study certain conflicts between the agents of the Brazilian natural gas industry originated from the singular model adopted by the Federal Constitution. According to such model the Federal Government has the monopoly and the authority to legislate and regulate the exploration, production, importation, exportation and transportation by pipelines of the natural gas, while the States shall explore the local distribution services. This duplicity of attributions has given rise to some administrative and legal conflicts evidencing a lack of legal stability in the Brazilian natural gas sector, inhibiting investments in the relevant industry. It is also analyzed the fundamentals of said conflicts and the repercussion of the Gas Law nr. 11,909/09 in the solution or reduction of these conflicts and the paper of the States in the stabilization of the legal and regulatory framework of the Brazilian gas industry. Qualitative and critical-dialectic research method was adopted together with case studies and bibliography surveys. The research is divided in two stages: in the first one a description of the natural gas industry is presented, with an analysis of the main regulatory systems adopted in the world, including the Brazilian system; the second stage contains the study of some cases of regulatory conflicts in Brazil, as well as an analysis of the ways by which, based on the Gas Law, the state and private agents can contribute to reduce or eliminate these conflicts and confer legal stability to the Brazilian industry of the natural gas. As a result of the work there is a need for the agents of the natural gas industry in Brazil to develop tools for collaboration and cooperation, especially in order to structure and implement efficient and effective regulatory agencies, particularly within the States, final stage of this economic chain, with the product being delivered to end users.

Key Words: Natural Gas. Legislation. Regulation.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CF	Constituição Federal
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
IGN	Indústria do Gás Natural

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	15
2.1	ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS	15
2.2	HISTÓRICO NO MUNDO	19
2.3	HISTÓRICO NO BRASIL	22
3	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS EM LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO	31
3.1	A EXPERIÊNCIA ESTADUNIDENSE	32
3.2	A EXPERIÊNCIA EUROPEIA	36
4	LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO BRASILEIRAS	38
4.1	LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO FEDERAL	39
4.2	LEGISLAÇÕES E REGULAÇÕES ESTADUAIS	45
5.	CONFLITOS LEGAIS E REGULATÓRIOS	61
5.1	DELIMITAÇÃO DA FRONTEIRA ENTRE AS COMPETÊNCIAS FEDERAL E ESTADUAL	62
5.2	OS CONFLITOS REGULATÓRIOS E JUDICIAIS	65
5.2.1	Reclassificação do Gasoduto Atalaia-Fafen	68
5.2.2	Reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari	74
5.2.3	Fornecimento de gás natural para compressão e liquefação	79
6	A LEI DO GÁS	86
6.1	A ESTRUTURA DA LEI DO GÁS	86
6.2	CONFLITOS RESOLVIDOS OU AMENIZADOS	92
6.3	CONFLITOS PENDENTES DE SOLUÇÃO	95
6.4	O PAPEL DAS LEGISLAÇÕES ESTADUAIS	99
7	CONCLUSÃO	102
	REFERÊNCIAS	107

1 INTRODUÇÃO

A repercussão econômica de algumas características do GN foi, sem dúvida, a maior responsável pelo desenvolvimento da indústria deste energético.

Nos primórdios da indústria do petróleo, o GN era considerado um estorvo, dadas as dificuldades que o seu aproveitamento econômico apresentava, especialmente os altos custos para implantação das instalações de transporte e distribuição. Diferentemente do petróleo, que pode ser armazenado para utilização posterior, o GN exige o consumo imediato, pois as tecnologias que permitem seu armazenamento, como as de compressão, liquefação e uso de cavidades do solo são extremamente dispendiosas.

O desenvolvimento da IGN deveu-se à constatação, pelos produtores, de algumas propriedades positivas do GN como fonte energética. O elevado limite inferior de inflamabilidade e a densidade inferior à do ar tornam bastante seguro o uso do GN; o elevado rendimento térmico; a simplicidade do controle e regulação da combustão; a utilização quase que *in natura*, sem necessidade de transformações e a reduzida formação de impurezas implicando em gastos relativamente baixos de operação e manutenção de equipamentos são fatores que propiciaram a expansão do uso do GN na fase inicial da sua indústria.

Outras razões que justificam a expansão do uso do GN são a sua relativa abundância e, principalmente, as suas vantagens de ordem ambiental. Desde que a ciência constatou a existência de um processo de aquecimento global decorrente em grande parte da queima de combustíveis fósseis, o GN passou a ganhar destaque pois, dentre estes, é um dos que provocam menores emissões de carbono.

Santos (2002, p.28) afirma que

além do menor impacto sobre o efeito estufa, outros parâmetros ambientais são vantajosos no caso do uso do gás natural, em comparação a outros combustíveis fósseis: emissão muito menor de dióxidos de enxofre (relacionados à ocorrências de chuvas ácidas) e de material particulado – desde que o uso se dê em equipamentos adequados à queima de gás.

O mesmo autor afirma que a crescente importância adquirida pelo GN no cenário energético mundial tem como razão a abundância do produto e suas vantagens de ordem ambiental.

Segundo a AIE (2008), em 2006, o GN representou 20,5% do suprimento mundial de energia, consideradas as fontes primárias. Há países em que a participação do GN na matriz energética atinge percentuais muito expressivos, tais como a Argentina, com impressionantes 53%, o Reino Unido, com 38% e a Itália, com 35,5% (PINTO JÚNIOR, 2007).

Os dados reproduzidos acima fornecem uma idéia bastante clara da dimensão que o GN atingiu no cenário energético mundial e da sua importância no mercado da energia. Vale observar que os volumes de recursos utilizados nas transações comerciais envolvendo o GN, em âmbito global, são igualmente expressivos, movimentando mercados financeiros, de trabalho e de bens cuja magnitude é hoje notável e cujos sobressaltos seriam suficientes para causar sérios abalos à economia mundial.

Entender todos os aspectos que envolvem a IGN bem como sua importância como insumo energético é essencial para o estudo da legislação e da regulação respectivas (LOSS, 2007).

Saber como funcionam os mercados de cada segmento dessa cadeia econômica, conhecer algumas noções técnicas sobre as diversas atividades nela contidas e, principalmente, entender as relações entre os diversos agentes que nela atuam são elementos sem os quais se torna impossível estudar as legislações e, mais especificamente, as regulações aplicáveis aos monopólios, naturais ou legais, que se verificam ao longo da cadeia do GN.

Vários sistemas legislativos e regulatórios vêm sendo adotados, para a IGN, pelos diversos países. As características desses sistemas são ditadas por vários fatores, sendo um dos mais relevantes a vocação do país para atuar em um ou outro segmento da indústria. Assim, países produtores terão maior preocupação com o *upstream*; países consumidores se concentrarão mais na regulação do *downstream*. Entretanto, Estados como o brasileiro, onde se apresentam, com relativo equilíbrio, todos os segmentos da cadeia, deverão preocupar-se com a formação de um arcabouço jurídico que atenda, de forma adequada e principalmente coordenada, a todos os elos e atores dessa cadeia econômica.

Estudando-se as legislações dos diversos países ou mesmo de blocos econômicos, como é o caso da União Européia, encontra-se uma grande diversidade de orientações, notadamente no âmbito das regulações. Mais ou menos liberais, o fato é que todos os países adotam alguns tipos de constrangimentos jurídicos aos agentes da IGN. Normalmente, nos países de economia mais liberal, as normas atingem de forma mais contundente os monopolistas, reservando-se ampla liberdade aos usuários. Em mercados com graus menores de liberdade ou naqueles em que a IGN ainda se encontra em estágio de incipiência, as regras regulatórias atingem também os usuários, de forma a fornecer algumas garantias aos produtores, comercializadores, transportadores e distribuidores pioneiros.

Ribeiro (2003, p.293) lembra, sobre o setor de hidrocarbonetos brasileiro que

o processo de transformação da indústria do petróleo e gás natural se insere [...] no contexto mais amplo de abertura da economia brasileira. Para a adequada compreensão dessa articulação, é mister analisar a evolução e as propostas do programa de

privatização e desregulação, através do qual verificamos que, da participação direta na atividade econômica, por meio de empresas estatais, o Estado passou a assumir um papel de fiscalização e controle, através de agências reguladoras.

O legislador constitucional brasileiro de 1988 adotou um sistema muito peculiar de repartição de competências legislativas e regulatórias em matéria de GN, atribuindo a dois entes federativos distintos, União e Estados, poderes para instituir os arcabouços normativos relacionados aos vários segmentos da IGN.

A União Federal tem como competência, segundo o Art. 177 da Constituição Federal (CF), o monopólio da pesquisa, lavra, importação, exportação e transporte dutoviário de GN; aos Estados, conforme o Art. 25, parágrafo 2º, da CF compete explorar, com exclusividade, os serviços locais de gás canalizado.

No âmbito federal, o monopólio é regulamentado pela Lei nº 9.478/97, (Lei do Petróleo). Essa Lei contém dispositivos que contemplam, ainda que de forma incompleta, as atividades da IGN incluídas no monopólio da União.

A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, conhecida como Lei do Gás, resultado de longo e polêmico processo legislativo tenta trazer para o quadro legal brasileiro uma normatização específica para a IGN, destacando-se da Lei do Petróleo naquilo que é peculiar ao setor do GN e mantendo as regras desta para os aspectos comuns às atividades da indústria do petróleo em geral.

Na área de atuação dos Estados, ou seja, na exploração dos serviços locais de gás canalizado, as legislações e regulações têm atendido, com maior ou menor eficiência, às necessidades das concessionárias, não se podendo olvidar, contudo, que na maioria dos Estados, tais empresas são sociedades de economia mista e os mercados são ainda incipientes como, de resto, é o mercado nacional de GN.

Os problemas mais graves que se verificam, portanto, não estão no interior das áreas de competência de cada uma das entidades federativas responsáveis pela legislação e regulação da IGN. Os conflitos relevantes de que se tem notícia ocorrem exatamente na interface entre as entidades incumbidas de exercer o monopólio da União Federal e as empresas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado de competência dos Estados.

Nesse contexto, a Lei do Gás apresenta-se como um amálgama de diversos projetos de leis para a instituição de um quadro jurídico-legal que contribua para o correto funcionamento do modelo constitucional escolhido pelo país. Respeitadas as respectivas peculiaridades e com o enorme desafio de harmonizar as legislações e regulações federais e estaduais que se sucedem ao longo da cadeia econômica da IGN no Brasil, cumprirá aos agentes responsáveis

pelos sistemas legais das duas esferas federativas regulamentar e regular o setor segundo os parâmetros traçados pela nova Lei, a qual por si só, não resolve mas indica os caminhos para a solução dos conflitos legais e regulatórios hoje existentes no seio da IGN.

A dificuldade está em estabelecer regras de coordenação que permitam tornar economicamente interessante um produto, com vários substitutos, sujeito a profundas variações de lógicas econômicas desde a sua produção até o usuário.

Enquanto os substitutos, como GLP, óleo diesel e até a lenha, são produzidos e comercializados em regime de atividade econômica sujeita a baixa regulação, o GN experimenta a produção e o transporte sob a forma de atividade econômica altamente regulada e a distribuição no modelo de serviço público regulado, inclusive quanto à tarifa.

A diferença de tratamento regulatório entre os produtos substitutos e o GN se explica, economicamente, pela *essential facilities doctrine*, derivada originalmente da jurisprudência estadunidense segundo a qual foram criados mecanismos de mitigação do poder de mercado dos monopólios naturais fortemente alicerçados em efeitos de rede, em que um monopolista em um mercado a montante é obrigado a vender seu produto às empresas do mercado a jusante, sob pena de estar praticando uma conduta anticompetitiva (FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, 2008).

Enquanto o transporte e a distribuição do GN, na forma mais difundida, ou seja, as redes dutoviárias, *essential facilities* por excelência, estão sob forte regulação, os substitutos do GN acima citados são insumos cuja produção, transporte e venda se desenvolvem em mercados competitivos, sem requerer qualquer tipo de instalação infra-estrutural para a sua circulação e comercialização.

Nesse contexto altamente regulado, contudo, vários conflitos legais e regulatórios vêm prejudicando a estabilidade jurídica desejável para a atração de investimentos no setor de GN brasileiro. Alguns desses contenciosos tomaram contornos de conflitos federativos tendo um deles chegado à apreciação do Supremo Tribunal Federal sem, no entanto, até o momento em que este trabalho se completava, ter obtido solução definitiva.

A Lei do Gás poderá, se interpretada teleologicamente, levar à solução de grande parte dos conflitos hoje verificados. Outros, contudo, não obtiveram na Lei as soluções que se esperava, mas os intérpretes, se orientados a uma exegese racional e informada pelo objetivo de tornar o arcabouço jurídico-legislativo do GN uma fonte de soluções de problemas poderão, a partir dos fundamentos técnicos e jurídicos em que o diploma legal se alicerça, resolver os eventuais conflitos entre as leis e atos regulatórios das diferentes esferas legislativas e dar segurança jurídica aos agentes da IGN.

Este trabalho visa estudar os pontos de atrito entre os arcabouços federal e estaduais, identificando aqueles que já foram, ou poderão ser, eliminados ou amenizados pela Lei do Gás e os que, aparentemente, continuarão a desafiar a criatividade dos agentes da IGN para sua solução.

Buscou-se, especificamente, com a pesquisa, identificar quais as ações que poderão conduzir os agentes da IGN a contribuir eficazmente para a eliminação ou, pelo menos, a redução ao mínimo possível, dos conflitos inerentes às atividades humanas, especialmente as que envolvem interesses econômicos e estratégicos como a do objeto deste estudo. Uma dessas ações é a adoção, por consenso entre os reguladores das esferas federal e estadual, de critérios objetivos, baseados em elementos técnicos, tais como pressão, diâmetro e vazão das instalações dutoviárias, para classificá-las como gasodutos de transporte ou de distribuição e, com isso, definir-se claramente a fronteira entre tais atividades.

Outra ação identificada com o objetivo específico do trabalho é a busca, também por consenso dos reguladores, de critérios técnicos e objetivos segundo os quais um usuário possa, eventualmente, dispensar a utilização da rede da concessionária dos serviços locais de gás canalizado e conectar-se diretamente aos gasodutos de transporte.

Utilizou-se, no desenvolvimento e preparação deste estudo, a pesquisa de natureza qualitativa e crítico-dialética quanto ao fundamento teórico. No que se refere aos objetivos a pesquisa é descritiva e explicativa e quanto aos procedimentos de coleta e fontes utilizaram-se levantamentos, estudos de casos e bibliografia.

Nesse sentido realiza-se, inicialmente, um histórico da IGN no mundo e no Brasil (Seção 2). Depois, estuda-se algumas experiências internacionais em legislação e regulação do GN (Seção 3). A seguir, na Seção 4, é realizado um exame das legislações e regulações brasileiras no âmbito federal e de alguns Estados com mais destaque no cenário nacional. A Seção 5 contém uma descrição analítica de alguns dos conflitos legais e regulatórios mais marcantes no cenário da IGN brasileira. Na Seção 6 faz-se uma análise crítica da Lei do Gás, demonstrando os conflitos legais e regulatórios potencialmente solucionados pela mesma, aqueles que ela deixa em aberto e o papel das legislações estaduais na estrutura legal da IGN. Apresenta-se, finalmente, a conclusão.

2 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

Para o adequado desenvolvimento do trabalho de pesquisa acerca de aspectos legais e regulatórios do GN considera-se indispensável a contextualização do elemento central do objeto, ou seja, o próprio GN.

A compreensão das justificativas, dos objetivos e dos resultados do estudo requer o entendimento da importância do produto no âmbito das atividades humanas, especialmente a sua utilidade nos diversos campos da energia, da indústria e, por conseguinte, da economia.

Nesse sentido procurou-se, neste capítulo, descrever os aspectos técnicos e econômicos do GN: o que é, como se encontra na natureza, como se dá o seu aproveitamento sob as diversas formas possíveis e os segmentos da cadeia operacional que proporciona sua utilização. A seguir é apresentada uma pesquisa histórica indicando a evolução do uso do GN em âmbito mundial e no Brasil.

Dessa forma busca-se robustecer as justificativas deste estudo, evidenciando a relevância do GN como energético e matéria-prima no contexto da indústria e da economia global moderna.

2.1 ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Quimicamente, hidrocarbonetos são compostos que contêm somente hidrogênio e carbono. Os hidrocarbonetos parafínicos leves apresentam a máxima quantidade possível de átomos de hidrogênio relativamente aos átomos de carbono de uma mesma molécula. O GN é uma mistura desses hidrocarbonetos parafínicos leves, especialmente o metano, a qual permanece em estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão atmosférica.

Do ponto de vista estritamente científico, a denominação GN poderia abranger outras substâncias gasosas como as que compõem o GLP, o propano e o butano. Todavia, a tradição e as normas padronizadoras de entidades internacionais consolidaram a expressão GN como sendo as misturas gasosas de hidrocarbonetos em que predomina o gás metano.

O GN, assim como o petróleo, é encontrado na natureza em estruturas subterrâneas de rochas porosas denominadas de reservatórios no jargão da indústria. Neles, o GN pode estar dissolvido no óleo bruto ou concentrado na parte superior da estrutura, formando o que se convencionou chamar de “capa de gás” (SANTOS, 2002). Nessas situações, tem-se o dito gás associado, caso em que, geralmente, se prioriza a produção do petróleo, sendo o GN usado para manter a pressão e, portanto, a estabilidade na produção do reservatório.

Quando o reservatório de hidrocarbonetos apresenta uma concentração predominante de GN, sem óleo ou água ou com concentrações muito baixas desses elementos, de modo a permitir que se produza basicamente o GN, diz-se que o reservatório é de gás não associado (SANTOS, 2002).

No que se refere à cadeia tecnológica, a IGN, à semelhança do que ocorre com a indústria do petróleo, divide-se em dois segmentos básicos, o *upstream* e o *downstream*. No *upstream* do GN se incluem, segundo uma classificação geralmente aceita pelos agentes do setor, as atividades de exploração e produção. Já o *downstream*, também conforme o costume, inclui as etapas de processamento, transporte e distribuição.

Como visto acima, o GN, sendo um hidrocarboneto e encontrando-se na natureza nas mesmas formações geológicas onde também se encontra o petróleo, tem sua exploração e produção vinculadas basicamente às mesmas tecnologias utilizadas no *upstream* do petróleo.

Como assevera Pinto Júnior (2007, p.234), “são as empresas de petróleo que também exploram o gás, pois determinado reservatório pode revelar tanto petróleo quanto gás associado ou não-associado”.

A etapa inicial da cadeia técnico-econômica do GN é o reconhecimento e o estudo das estruturas geológicas nas quais haja probabilidade, de acordo com diversas tecnologias, especialmente a sísmica, de acúmulo de petróleo ou GN.

Definidas e delimitadas as áreas das bacias sedimentares com melhores prognósticos de ocorrência de hidrocarbonetos, passa-se aos trabalhos de perfuração de poços exploratórios, a fim de comprovar a real existência deles, bem como a viabilidade econômica da sua produção. Quando se constata essa viabilidade, declara-se, no jargão da indústria do petróleo, a comercialidade de um determinado campo exploratório. A partir daí, no dizer de Santos (2002, p.80), “desenvolvem-se os campos, perfurando-se mais poços e adicionando-se as infra-estruturas que permitirão a extração e o escoamento dos produtos”.

Os campos produtores de petróleo ou gás podem estar localizados em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*). O GN, independentemente da localização do campo, assim que é retirado do reservatório passa por equipamentos que retiram a água produzida juntamente com ele e separam os hidrocarbonetos que também saem dos reservatórios misturados a ele. Esses equipamentos são conhecidos como “vasos separadores” (SANTOS, 2002).

Depois do processo de separação, o GN, se estiver contaminado por compostos de enxofre, deverá passar por uma “unidade de dessulfurização”, onde tais compostos serão retirados dele. Após essa depuração, uma parte do GN é utilizada no próprio sistema de produção, alimentando equipamentos de geração de energia; outra parte é reinjetada nos

reservatórios ou utilizada em processo chamados de *gas lift*, tudo com vistas a aumentar a recuperação do petróleo que, eventualmente esteja contido no campo em quantidade comercial. O gás restante dos processos acima descritos, se viável comercialmente, é remetido para a fase seguinte da cadeia: o processamento (SANTOS, 2002).

O processamento se dá em usinas conhecidas pela sigla UPGN, abreviatura de unidades de processamento de GN. Nelas, o gás experimenta um processo de desidratação, ou secagem, por meio do qual se retira dele a água salgada, se reduz o teor de cloreto de sódio e se extraem as moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos, a saber o propano, o butano e os líquidos de gás: GLP e gasolina natural, até um limite que preserve um poder calorífico mínimo para o GN (PINTO JÚNIOR, 2007). Após o processamento o GN está pronto para o transporte e comercialização.

O transporte de GN se dá de três formas: por gasodutos, comprimido em cilindros de alta pressão (GN comprimido ou GNC) ou no estado líquido, na forma de GNL. Comprimido ou liquefeito o GN pode ser transportado por meio de diferentes modais: rodoviário, ferroviário e aquaviário.

Além das diferenças físicas, técnicas e operacionais entre as diversas formas de transporte de GN, há sensíveis diferenças econômicas entre elas. No transporte dutoviário os custos de investimento são muito altos enquanto os custos de operação e manutenção são relativamente baixos face ao investimento. Por outro lado o transporte de GN por dutos gera grande economia de escala, sendo possível reduzir o custo médio do transporte por meio da maximização dos volumes transportados.

O GNC tem um custo muito elevado devido, basicamente, aos reduzidos volumes do produto que são movimentados nessa modalidade em relação ao investimento e às despesas de operação e manutenção dos equipamentos utilizados no transporte. As razões apontadas levam a que o GNC seja utilizado para atender demandas muito específicas, normalmente complementares ou precursoras do fornecimento dutoviário. Assim, normalmente, o GNC serve para atender nichos de mercado especiais, tais como usuários cujo suprimento via gasoduto haja sido interrompido, demandas de pico e usuários que já investiram em equipamentos a gás e esperam a chegada do gasoduto (PINTO JÚNIOR, 2007).

O GNL é resultado do resfriamento do GN a uma temperatura de aproximadamente 160° C negativos, o que resulta na redução do seu volume na ordem de 600 vezes. Desse modo, sem a escala do transporte dutoviário, o GNL se presta ao fornecimento do produto a partir de regiões produtoras onde não haja mercado consumidor próximo, onde o mercado não

apresente demanda comercialmente viável, onde não existe infra-estrutura de gasodutos ou onde a sua construção não seja técnica ou economicamente viável (PINTO JÚNIOR, 2007).

O último segmento da cadeia econômica do GN é a distribuição canalizada. No jargão do setor, a distribuição é associada à idéia de movimentação do GN, por dutos, até os usuários finais. No Brasil, a Constituição utiliza uma expressão peculiar para designar esse elo final da IGN: “serviços locais de gás canalizado”.

Pode-se afirmar, contudo, a existência de distribuição também nas modalidades de GNC e GNL, já que, de um modo geral, o GN sob a forma comprimida ou liquefeita acaba sendo destinada também aos usuários finais. No caso do GNL, quando no transporte marítimo, que movimenta grandes volumes, as entregas podem se destinar a grandes usuários individuais ou a empresas de distribuição. Há, entretanto, projetos de GNL por via terrestre, rodoviária ou ferroviária, que movimentam volumes menores, para entrega a usuários de pequenos e médios volumes.

Aspecto de importância fundamental para qualquer estudo da IGN é o das suas características econômicas, especialmente nos aspectos concorrenciais. Deve-se ter em mente que, no segmento mais sensível da cadeia econômica do GN, sua movimentação, a modalidade mais difundida, posto que mais econômica, qual seja a dutoviária, constitui uma indústria de rede que, no dizer de Salomão Filho (2001, p.42), se caracteriza como “uma rede natural ou artificial, física ou virtual, de duplicação inviável”.

Quanto ao futuro da IGN, Santos (2007) traça interessante cenário, fundamentando-se em projeções da Agência Internacional de Energia (AIE). No dizer do autor, a AIE projeta que os combustíveis fósseis permanecerão como as fontes de energia primária dominantes até 2030. Nesse período, segundo a AIE, o consumo de energia fóssil deverá crescer mais do que a demanda conjunta das energias renovável e nuclear.

Ainda segundo Santos (2007), citando a AIE, ao final do período em apreço, os combustíveis fósseis representarão mais de 80% da demanda global de energia, sendo que o GN apresentará a maior taxa de crescimento anual: 2,0%, dando continuidade ao ciclo de crescimento da sua participação na matriz energética mundial.

Rodrigues (1995, p.145) ressalta que

nas últimas décadas os balanços energéticos dos países desenvolvidos, em termos percentuais da demanda de energia primária, mostram a participação crescente do uso do gás natural direcionado para mercados específicos, a saber: geração de energia, atividades industriais e finalidades residenciais. Na verdade, tais tendências refletem estratégias implícitas no uso racional da energia, redução da degradação ambiental e na melhoria da qualidade de vida dessas sociedades.

Em 1980, o GN representava 17% do consumo global de energia, devendo alcançar 22,6% em 2030. Já as energias renováveis deverão, nas previsões da AIE, experimentar significativo crescimento no período, porém a participação relativa do seu conjunto, incluindo a energia nuclear, diminuirá de 19,6%, em 2004, para 18,8%, em 2030 (SANTOS, 2007). Conclui o autor afirmando que pode-se, então, falar do nascimento de uma ‘Civilização do gás’, que caracterizará a matriz energética planetária ao longo deste século XXI. (SANTOS, 2007).

2.2 HISTÓRICO NO MUNDO

Moraes (apud SILVA, 2006) aponta a existência de registros de conhecimento do GN na antigüidade, entre os anos de 6000 e 2000 a.C., dando origem a várias lendas, em função de aflorações que, em combustão, provocavam chamas alimentando o imaginário das populações que presenciavam os fenômenos e, sem poder explicá-los, atribuíam-nos a entidades divinas ou sobrenaturais.

Segundo a NGSa (2008), uma das mais famosas dessas aflorações de GN em combustão tem registro por volta de, aproximadamente, 1000 a.C., no Monte Parnaso, na Grécia. Credo tratar-se de um milagre divino, os gregos construíram um templo, sobre o local da chama, onde passou a habitar uma sacerdotisa, que se tornou famosa como o Oráculo de Delfos e que profetizava, segundo se acreditava, inspirada pela chama.

Os chineses conheciam o GN desde 900 a.C., mas foi por volta de 500 a.C. que descobriram como utilizá-lo a partir das aflorações, com canalizações feitas de bambu, para transportá-lo até locais em que o usavam para ferver água do mar, separando-a do sal e tornando-a potável.

Em 1626, exploradores franceses registraram que habitantes nativos da América do Norte usavam emanações de GN da região do Lago Eire para combustão.

Continuando em sua narrativa histórica, afirma a NGSa (2008) que na Grã-Bretanha, durante a Revolução Industrial, no final do século XVIII e início do século XIX, desenvolveram-se as primeiras aplicações comerciais do gás obtido do carvão, mais conhecido como gás manufacturado. O engenheiro escocês William Murdoch construiu uma pequena usina no jardim da sua casa e, em 1794, passou a utilizar o gás dali obtido na iluminação da residência. Em 1798, ele passou a usar o gás manufacturado na iluminação de alguns escritórios da fábrica onde trabalhava, na cidade de Smethwick. Quatro anos depois, em 1802, Murdoch ampliou a instalação com dois lampiões do lado de fora do prédio da

fábrica. Em pouco tempo todas as grandes instalações industriais da Inglaterra estavam utilizando o gás manufacturado na iluminação.

Também na França registra-se alguma atividade econômica em matéria de gás no final do século XVIII. Philippe Lebon, em 1799 obteve uma patente, em Paris, para produzir gás a partir de madeira, utilizando-o no aquecimento e na iluminação.

Londres, em 1812 assistiu a fundação, pelo theco Friedrich Winzler, da primeira empresa a comercializar gás: a Gas Light and Coke Company. Pouco tempo depois várias cidades da Inglaterra, do resto da Europa e dos Estados Unidos da América já tinham iluminação pública a gás manufacturado, tais como Paris, em 1815, e Baltimore, em 1816. Buenos Aires foi a primeira cidade da América Latina a inaugurar, em 1823, a iluminação a gás.

Ainda na esteira da NGSA (2008), o marco inicial da IGN se deu na cidade de Fredonia, em Nova Iorque, no ano de 1821. Naquele ano William Hart cavou um poço em um riacho onde se constatou o aparecimento de bolhas na superfície da água, obtendo gás de qualidade superior ao manufacturado de carvão. Hart desenvolveu o poço e acabou obtendo uma produção em escala comercial, levando-o a fundar a Fredonia Gas Light Company, primeira empresa estadunidense de GN, razão pela qual Hart ficou conhecido nos Estados Unidos da América como o “pai do gás natural” (NGSA, 2008).

No século XIX, o GN foi utilizado quase que exclusivamente para iluminação, pois inexistia uma infra-estrutura dutoviária que permitisse levar o gás a grandes distâncias para abastecer a indústria, o comércio ou as residências. A maior parte do gás utilizado naquela época era manufacturado de carvão, em usinas próximas aos centros de consumo.

Por volta do final do século XIX, com a disseminação da energia elétrica, os produtores de GN se viram obrigados a buscar formas alternativas de utilização do produto. Essa necessidade econômica gerou uma demanda tecnológica que levou Robert Bunsen a inventar, em 1885, um aparelho que mistura GN e ar, em proporções adequadas para produzir uma chama controlável e segura para fins de aquecimento e cocção. Essa invenção ficou conhecida como “queimador (termostato) Bunsen”.

Apesar desse avanço, no período anterior à Segunda Grande Guerra, praticamente todo o GN descoberto era devolvido à atmosfera, queimado ou simplesmente deixado nos reservatórios, por falta de uma tecnologia de transporte a longa distância de quantidades comercialmente viáveis de GN.

Os gasodutos de grande extensão começaram a ser construídos nos final do século XIX. Um deles, com 120 milhas, ligava poços de GN na região central do Estado de Indiana à

cidade de Chicago, nos Estados Unidos. Eram, contudo, estruturas muito rudimentares e ineficientes para um adequado transporte dutoviário de gás.

Durante as primeiras décadas do século XX, houve poucos avanços tecnológicos em matéria de gasodutos. Após a Segunda Grande Guerra, o desenvolvimento de novas tecnologias nos campos da metalurgia, *welding techniques* e *pipe rolling*, permitiu que essa indústria experimentasse um intenso incremento nos Estados Unidos, com a instalação de estruturas eficientes e confiáveis do ponto de vista operacional, chegando aquele país aos anos 60 do século passado com milhares de quilômetros de gasodutos em operação.

Resolvida a questão do transporte do GN, novas utilizações para o produto foram sendo descobertas ou massificadas, destacando-se a produção de vapor para a geração de eletricidade, impulsionando sobremaneira a geração termelétrica. A expansão da infraestrutura de transporte dutoviário do GN proporcionou, assim, maiores alternativas de disponibilização do produto, influenciando diretamente na diversificação dos seus usos (NGSA, 2008).

Os anos 70 e os primeiros anos da década de 80 do século passado foram marcados por uma profunda recessão econômica e, conseqüentemente, uma crise de graves proporções no mercado de energia. Especialmente na Europa, os países despenderam vultosos recursos públicos visando garantir novas fontes de suprimento de GN. Nesse cenário, a então União Soviética passou a ser o maior fornecedor de gás ao mercado europeu, por meio de extensos gasodutos. Os investimentos públicos concentraram-se, também, nas redes de distribuição, o que permitiu a massificação do uso do GN no continente.

No momento atual, o suprimento de GN por meio de gasodutos ou pelos modais alternativos (aquaviário, rodoviário ou ferroviário), na forma comprimida ou liquefeita, além do controle das reservas, gera conseqüências geopolíticas de relevantes efeitos nas relações internacionais e na economia do planeta.

No inverno europeu de 2008, divergências entre a Rússia e países vizinhos cruzados por gasodutos que levam o gás para a Europa causaram a interrupção do fornecimento, deixando parte da população européia sem o energético essencial para o aquecimento e a cocção. Em dezembro de 2008, Israel invadiu a Faixa de Gaza, território palestino no Oriente Médio, alegando defender-se de ataques do grupo político palestino Hamas, que governa a área objeto da invasão. Bourdoukan (2009, p.40) comenta o episódio e analisa suas motivações apontando, dentre outros fatores, que

em Gaza tem gás marítimo por trás dessa história. É uma das maiores bacias do Oriente Médio. O grupo britânico British Gas (BG Group), por parceria de famílias libanesas, avaliou a primeira extração em torno de 4 bilhões de dólares. O governo israelense de

Ariel Sharon, em 2003, interrompeu as negociações, para impedir que fossem feitas com os palestinos, alegando que não podiam receber esse dinheiro, pois eram “terroristas”.

Percebe-se, portanto, que a questão energética e, nesse caso específico, a disputa pelos recursos físicos e financeiros que a permeiam, assume um papel de grande relevo para as relações político-econômicas no ambiente internacional. Nesse contexto, o controle de uma reserva de gás de proporções consideráveis acaba constituindo um dos fatores de origem de um conflito armado sangrento, envolvendo uma das regiões do globo em que se enfrentam interesses de grandes potências, com possibilidade de irradiações para os continentes vizinhos e de generalização dos conflitos, circunstância cujos resultados seriam imprevisíveis mas, certamente, assustadores.

2.3 HISTÓRICO NO BRASIL

No Brasil, a indústria do gás desenvolveu-se a partir do gás de carvão. Um dos seus precursores foi o Barão de Mauá, o empresário Irineu Evangelista de Souza que, em 1851, celebrou contrato com o poder público para implantar e operar a iluminação a gás da cidade do Rio de Janeiro. A partir daí, várias cidades brasileiras foram recebendo esse tipo de iluminação: Salvador em 1862, São Luiz em 1865, Fortaleza em 1868, Olinda em 1871 e São Paulo em 1872.

Caldeira (1995), com sua narrativa histórica, traduz com vigor o impacto causado pela introdução do gás na vida das cidades e dos cidadãos, especialmente os do Rio de Janeiro, em 1854, pois além da inovação que o energético trazia para a rotina de ambos, o Barão de Mauá, segundo o autor, comemorava as inaugurações com grandes festas populares, demonstrando a importância que conferia aos seus empreendimentos. Em 25 de março de 1854, Irineu Evangelista de Souza conclamou a população do Rio de Janeiro às ruas da cidade e determinou que os lampiões fossem acesos, para inaugurar a iluminação pública a gás. O *Jornal do Commercio*, citado pelo autor, veiculou a notícia nos seguintes termos:

A iluminação a gás foi inaugurada ontem nas ruas de São Pedro, Sabão, Rosário, Direita, Hospício, Ouvidor, Assembléia, Carioca, Conde de Lavradio, Arcos, Passeio, São Joaquim e Largo do Paço. Todas elas foram tomadas por uma multidão maravilhada. As palavras eram poucas, mas uma observação podia ser ouvida por todos os lados: “Como pudemos passar tanto tempo sem esse importante melhoramento?”. Na verdade, o contraste entre os velhos candeeiros e a luz brilhante emanada dos lampiões parece ter sido bem calculada. Somente em alguns pequenos trechos do centro do Largo do Paço a luz não parece tão forte quanto se poderia desejar. Até agora já foram instalados 637 lampiões, menos de um terço do total previsto no contrato (CALDEIRA, 1995, 289-290).

A tecnologia do gás para iluminação pública acabou sendo superada pelo advento da energia elétrica em grande escala, o que propiciou a substituição de uma pela outra na iluminação. As duas tecnologias ainda conviveram durante algum tempo, mas a eletricidade se disseminou e consolidou, especialmente a partir da década de 20 do século passado, como a única fonte de energia para iluminação pública no Brasil.

Só duas companhias de gás conseguiram se manter ativas após esse período de transição: as do Rio de Janeiro e de São Paulo. É que nessas cidades, além da iluminação pública, a rede de gás canalizado era conectada a uma considerável quantidade de residências que utilizavam o energético não apenas para iluminação, como também para cocção e, em alguns casos, especialmente em São Paulo, também para aquecimento.

Segundo Silva (2006), foi na Bahia, na década de 40 do século XX, que se deram as primeiras descobertas de GN, sendo que o primeiro campo de gás não associado foi descoberto em 1942, na Ilha de Itaparica. O gás produzido, em pequena escala é bem verdade, nesses primeiros campos passou a ser utilizado pela Petrobras para fornecimento a pequenas indústrias localizadas nas proximidades, especificamente nos municípios de Itaparica e Simões Filho.

Somente por volta de 1970, com o avanço das descobertas, foram firmados os primeiros contratos da indústria de GN em escala comercial, ainda na Bahia, para as indústrias siderúrgicas e de fertilizantes (SILVA, 2006).

Foi, contudo, com a exploração das reservas de GN da Bacia de Campos que a utilização do energético se massificou a partir da década de 80 do século passado, permitindo que a Companhia Estadual de Gás (CEG), do Rio de Janeiro, passasse a substituir gás manufacturado de nafta por GN. Já em São Paulo, essa substituição ocorreu a partir de 1988.

Além do desenvolvimento da Bacia de Campos, a implantação do gasoduto Bolívia-Brasil e o início da importação de GN da Bolívia deram novo impulso à indústria brasileira de GN. O primeiro trecho do gasoduto, conhecido como trecho norte, entre a Bolívia e as cidades de Campinas e Guararema, no Estado de São Paulo, iniciou as operações em julho de 1999. O outro trecho, denominado sul, entre São Paulo a Porto Alegre, foi inaugurado em março de 2000 (PETROBRAS, 2008). No ano de 2007, foi disponibilizado no país, entre produção própria e importação, algo em torno de 28 bilhões de metros cúbicos de GN (M. M. E., 2008). Conforme dados da ABEGÁS (2010), o volume de GN consumido no Brasil, em fevereiro de 2010, atingiu a média diária de 41,5 milhões de metros cúbicos.

Esses dados podem ser mais bem verificados com a leitura do Gráfico 1 abaixo, onde estão apurados os volumes de GN consumidos no Brasil entre os anos de 1998 e fevereiro de 2010.

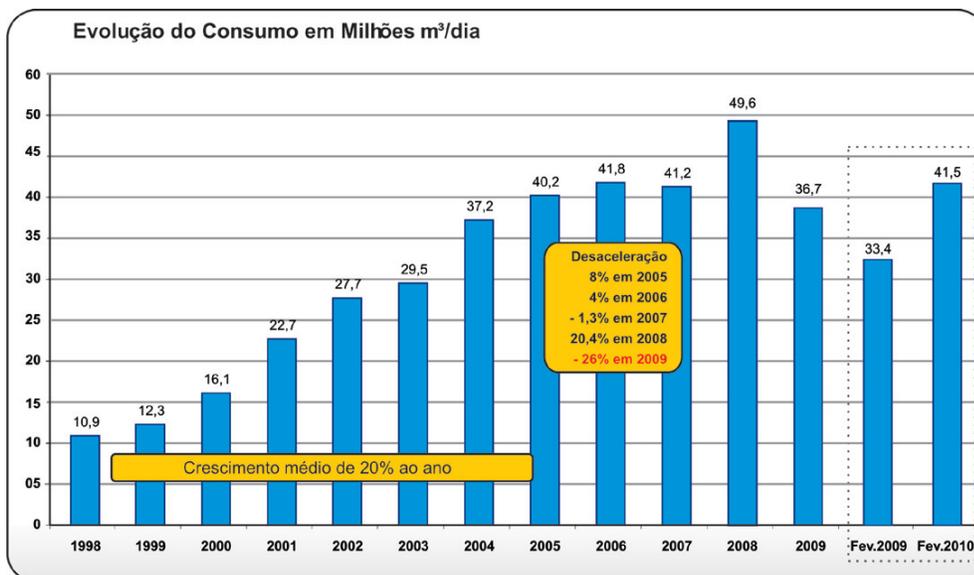


Gráfico 1 - Evolução do Consumo em Milhões de m³/dia
Fonte: ABEGÁS (2010).

A ABEGÁS (2008) explica a significativa variação positiva do consumo de GN entre os anos de 2007 e 2008 pela maior utilização do energético no setor elétrico, cujo consumo vinha diminuindo nos anos anteriores, devido ao menor acionamento das usinas termelétricas. O documento indica que entre setembro de 2007 e setembro de 2008 a geração de energia elétrica a GN apresentou variação positiva de 35,57%.

Quanto à desaceleração do consumo de 2008 para 2009, Pires (2010) aduz que,

com a chegada da crise econômica em outubro de 2008, as condições do mercado brasileiro de gás natural se inverteram e se passou de situação de escassez para uma de sobra de gás. Segundo dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Ganalizado – Abegás, em 2009, o consumo médio de gás natural caiu 26% em relação ao de 2008. Em valores absolutos, o consumo caiu de 49,7 milhões de m³/dia em 2008 para 36,7 milhões de m³/dia em 2009.

No Brasil a atividade de distribuição está, por força das definições adotadas pela legislação, muito ligada à movimentação do gás por dutos, com destino aos usuários finais. Essa atividade, segundo o Art. 25, § 2º da Constituição Federal, deve ser explorada com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão a empresas estatais ou privadas.

Desde 1953, com a edição da Lei 2.004, até a aprovação da Emenda Constitucional nº 9, em 1995, a exploração e a produção de GN no Brasil era monopólio da União exercido, com exclusividade, pela Petrobras. A distribuição e o comércio de gás, muito embora não integrassem o monopólio, eram, preponderantemente, realizadas também pela Petrobras. Apenas duas empresas, até então estatais, participavam do processo: a COMGÁS, em São Paulo e a CEG no Rio de Janeiro. Ainda assim, praticamente restritas ao fornecimento residencial. A GASMIG, concessionária mineira, muito embora tenha sido criada em 1986, apenas em 1995 iniciou suas operações.

Tendo em vista a localização dos campos de produção e a inexpressiva malha de dutos de transporte, inicialmente a oferta de gás se concentrava nos Estados da Região Nordeste. Com o crescimento da produção e do aproveitamento do gás da Bacia de Campos, tornou-se possível disponibilizar volumes crescentes de gás nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais.

Com o advento da Constituição de 1988 e especialmente da Emenda Constitucional nº 5, de 1995, foi atribuído aos Estados o monopólio da exploração dos serviços locais de gás canalizado. Esse monopólio poderia ser exercido diretamente ou mediante concessões e deveria ser regulado por Lei.

No entanto a maioria das empresas estaduais somente se constituiu posteriormente, entre 1991 e 1993, adotando freqüentemente um modelo societário no qual o estado detinha 51% das ações com direito a voto, em parceria com a Petrobras, que entrava na sociedade com os ativos até então utilizados na distribuição local, e com uma empresa privada, que aportava recursos financeiros.

A efetiva operação das distribuidoras se iniciou a partir de 1994, quando o extinto Departamento Nacional de Combustíveis passou a estabelecer o preço de venda do gás da Petrobras para tais distribuidoras, adotando a paridade com o óleo combustível. Atualmente, efetuam a distribuição de gás 17 empresas, em quinze estados da Federação. Outras sete empresas já foram criadas, porém não operam efetivamente, pela indisponibilidade de gás nos estados em que se localizam.

Na fase inicial do mercado brasileiro, os preços do GN a serem praticados pela Petrobras nas vendas diretas aos seus consumidores era definido pelo Governo Federal. Eram estabelecidos três preços distintos:

- a) Matéria Prima Petroquímica – preço equivalente ao preço de faturamento de refinaria para a nafta petroquímica considera a equivalência térmica entre os produtos;
- b) Matéria Prima para Fertilizantes - preço equivalente ao preço de faturamento de refinaria para a nafta para fertilizantes considera a equivalência térmica entre os produtos;
- c) Combustível Industrial, Comercial e Redutor Siderúrgico – preço equivalente ao valor fixado para o óleo combustível tipo A, na base de distribuição;
- d) Quando o GN se destinasse à substituição de combustíveis automotivos, caberia ao órgão regulador efetuar estudos específicos para a definição do preço adequado.

Nas vendas às duas distribuidoras existentes, CEG e COMGÁS, apesar de não haver tabelamento, o valor era definido de tal forma que permitisse às empresas comercializarem por preços equivalentes ao do GLP ao consumidor, observada a equivalência térmica entre os produtos.

Essa regra, contida na Decisão Plenária nº 2.049 – Sessão Ordinária, de 04/09/1984, do extinto Conselho Nacional de Petróleo, teve eficácia até junho de 1994. Com a proliferação das concessionárias de distribuição de gás e a gradativa saída da Petrobras da venda direta aos consumidores, fazia-se necessário rever as regras vigentes.

Foi então editada a Portaria DNC nº 24, de 07 de junho de 1994, fixando o preço máximo do GN fornecido pela Petrobras às distribuidoras locais em 75% do preço do óleo combustível 1 A, nas bases de distribuição primária (pontos de venda da Petrobras para as distribuidoras de líquidos). Com a definição dessa regra de preços, entendia-se que as concessionárias de distribuição de gás teriam até 25% do preço do óleo combustível como margem operacional, mantendo o preço final do GN competitivo com o óleo combustível (CAMACHO, 2005).

Ainda que as novas regras não contemplassem o fornecimento às indústrias petroquímicas, a Petrobras acordou com as distribuidoras uma sistemática que permitia às indústrias a manutenção dos preços vigentes, assegurando às distribuidoras uma receita compatível com a escala dos fornecimentos. Assim, fixou-se o preço de venda da Petrobras para atendimento à indústria petroquímica em 65,53% do preço para fornecimento industrial. Todos os atos normativos subsequentes mantiveram tal paridade.

O setor estatal de fertilizante era formado por 7 empresas controladas pela PETROFÉRTIL, subsidiária da PETROBRAS. O presidente Fernando Collor privatizou todas as empresas do setor, restando apenas a NITROFÉRTIL que, em 1993, foi incorporada pela PETROBRAS, por força de um decreto do Poder Executivo federal. A empresa incorporada possuía duas fábricas de fertilizantes nitrogenados, uma no pólo petroquímico de Camaçari, na Bahia, e outra na cidade de Laranjeiras, em Sergipe. Tais unidades fabris passaram a ser estabelecimentos da PETROBRAS, integrantes da sua estrutura organizacional e não mais pessoas jurídicas distintas da incorporadora (ROMÃO, 2000).

Com a incorporação das fábricas de fertilizantes, que passaram a ser conhecidas na estrutura da PETROBRAS como FAFEN, perdia o sentido a fixação de preços para produção de fertilizantes, uma vez que os únicos consumidores do País, as FAFEN de Sergipe e da Bahia, sendo meros estabelecimentos da PETROBRAS, não compravam o GN. Este passava a ser simplesmente objeto de transferência de um estabelecimento a outro de uma mesma pessoa jurídica, a PETROBRAS, não havendo, portanto, qualquer circulação econômica que gerasse faturamento do produto.

Em abril de 1999, o Governo Federal liberou as margens de distribuição dos óleos combustíveis. Considerando que os preços do GN estavam todos atrelados ao preço de venda do óleo combustível pelas distribuidoras de líquidos, tornava-se necessário ajustar a sistemática.

Estabeleceu-se então uma nova regra, sendo mantida, no entanto, a correlação entre os produtos, apenas retrocedendo o ponto de referência do preço para a refinaria, que permanecia tabelada. O valor correspondente a 75 % do preço de venda da distribuidora para o óleo 1A representava 86,22 % do preço de refinaria, sendo esse o novo balizador fixado (Portaria MME/MF nº 92, de 29 de abril de 1999).

Analogamente, os preços de venda do gás boliviano foram definidos como sendo 97,72 % do preço de refinaria para o óleo combustível 1A. Não obstante, considerando que o gás boliviano era objeto de contratos específicos com os produtores bolivianos (através da YPFB) e com a empresa transportadora (TBG), foram admitidos contratos diretos entre a Petrobras e as concessionárias de distribuição de gás no Brasil, com a fixação dos preços tomando por base o valor e as regras de correção da “commodity” boliviana e do transporte entre a Bolívia e o Brasil.

Em relação ao gás nacional, em fevereiro de 2000, através da Portaria MME/MF nº 03, foi estabelecida nova regra de correção de preço, separando-o em duas parcelas, uma relativa ao transporte e outra à commodity. A parcela da commodity manteve-se atrelada a uma cesta de óleos combustíveis cotadas no mercado internacional, enquanto o transporte passou a ser objeto de correção anual, com base na variação do IGPM. Adicionalmente, definiu-se que a parcela da commodity teria suas oscilações amortecidas através pela incidência da correção em apenas 50 % do valor vigente, mantendo inalterado o valor dos outros 50 %.

No momento da implementação dessa nova regra, os preços praticados pela Petrobras encontravam-se muito aquém dos permitidos pela Portaria 92/99, em torno de 62%, quando a Portaria estabelecia paridade máxima de 86,22%.

Vale destacar que, com crise de oferta de energia elétrica e a criação do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT surgiu um novo tipo de consumo com regras específicas. Para tanto, foram editadas três Portarias Interministeriais básicas, ofertando três opções de preços:

- a) Portaria MME nº 43, de 25/02/2000, fixando os preços do gás para geração termelétrica, no âmbito do PPT, em US\$ 2,26 por milhão de BTU, corrigidos mensalmente por uma cesta de óleos combustíveis e pelo câmbio;
- b) Portaria MME nº 215, de 26/07/2000, fixando o preço do gás em US\$ 2,475, corrigidos mensalmente pelo câmbio e anualmente por uma cesta de óleos;
- c) Portaria Interministerial MME/MF nº 176, de 01/06/2001, fixando o preço do gás em US\$ 2,581 por milhão de BTU, corrigido mensalmente pelo câmbio, porém com conta gráfica¹ para acumulação da diferença entre o preço corrigido e o preço fixo em reais, de forma que a alteração de preços ocorra apenas uma vez por ano. Essa Portaria foi substituída pela Portaria Interministerial nº 234, de 22 de julho de 2002, com regras idênticas, no tocante ao preço.

A Portaria 03/2000 regeu os preços do GN de origem nacional vendido às distribuidoras até 31 de dezembro de 2001, quando se encerrou o período de transição previsto na Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo) e os preços passaram a ser livremente formados.

¹ Conta onde são lançados os débitos e créditos entre duas instituições que realizam transações entre si, compreendendo os débitos e os créditos que uma tem contra a outra, determinando, em período estabelecido, qual das duas é devedora, pelo saldo entre os débitos e créditos ocorridos no período combinado.

Em de 4 de março de 2009, o Presidente da República sancionou a Lei nº 11.909, conhecida desde a fase de projeto, como Lei do Gás. Esse diploma legal inaugura uma nova fase no arcabouço jurídico da IGN no Brasil. A Lei dispõe sobre normas para a exploração econômica do transporte de GN, incluindo os processos de tratamento, processamento, estocagem, liquefação e comercialização de gás.

A nova Lei resolve alguns, mas não todos os conflitos resultantes das áreas de contato entre os monopólios federal e estadual. Um dos objetivos deste estudo é procurar antever os possíveis contenciosos que ainda restarão e estruturar algumas propostas de soluções legais ou regulatórias para os mesmos, como será discutido a seguir.

3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS EM LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO

Conforme leciona Loss (2007), citando Ieda Gomes (2005), a IGN pode ser classificada, segundo os estágios de desenvolvimento das respectivas legislações e regulações, em: a) mercados nascentes; b) mercados em desenvolvimento; c) mercados desenvolvidos; e d) mercados maduros.

Os mercados nascentes são os que não dispõem de órgão regulador, estão sob monopólio ou forte influência de empresas estatais e têm poucos consumidores.

Nos mercados em desenvolvimento, a regulação existe mas é incipiente, pode ou não haver órgão regulador, geralmente há empresas estatais interferindo amplamente, a infraestrutura está em implantação e o consumo está em ascensão.

Quanto aos mercados desenvolvidos, trata-se daqueles em que há órgãos reguladores, livre acesso às infra-estruturas, as quais já se encontram implantadas em níveis compatíveis com as necessidades do mercado; os usuários escolhem livremente os fornecedores e a competição é crescente.

Souto (2002, p.35) destaca a importância do princípio do livre acesso às infra-estruturas nos seguintes termos:

fundamental, ainda, neste modelo de regulação para a competição a concretização do princípio do livre acesso a redes, dutos, vias, como consequência do princípio da livre iniciativa e do livre acesso ao mercado, tratando-se tais bens, se for o caso [...] como *essential facilities*, cuja utilização deve ser regulada quanto às condições técnicas e econômicas de ingresso, sempre que a rede for a condição para tal ingresso no mercado para a competição [...].

Mercados maduros, finalmente, são os que têm os requisitos dos mercados desenvolvidos e mais a segmentação (ou *unbundling*) contábil e jurídica, restrições às participações cruzadas e à verticalização.

Também quanto a esse aspecto Souto (2002) opina, afirmando ser fundamental para o modelo regulatório criador de mercado, que a atividade empresarial seja transparente aos entes estatais incumbidos da regulação, adotando-se a separação de atividades como uma técnica que favorece a desintegração vertical e evita os subsídios cruzados.

Martins (2006, p.189), citando comunicado da Comissão Europeia, conceitua subsídio cruzado como a situação em que “um agente econômico imputa todos ou parte de seus custos de uma atividade em um determinado mercado [...] em outra atividade sua num outro mercado”.

Para entender o contexto em que se desenvolvem os conflitos legislativos e regulatórios aos quais o presente trabalho se refere, é imprescindível verificar os caminhos trilhados pelos países onde os arcabouços normativos se encontram à frente do brasileiro, de modo a identificar as eventuais semelhanças e diversidades, buscando antever as próximas fases da nossa evolução e propor ações com vistas a evitar que a normatização do setor se transforme em um entrave ao seu desenvolvimento.

Na lição de Bezerra (2009), as experiências de mitigação do grau e da forma de intervenção do estado na economia, foram respostas dos países desenvolvidos às crises que se estenderam do final da década de 1970 à década de 1980, bem como ao processo de aceleração capitalista comumente denominado globalização, que se verificou nos anos 90 do século passado. O mesmo autor destaca que o modelo de reforma do estado no Brasil, no período posterior a 1990, inclusive nos aspectos regulatórios, tomou como base as experiências estadunidenses e européias

Nesse sentido, adotam-se neste estudo, como modelos analíticos, no âmbito internacional, as experiências legislativas e regulatórias estadunidenses e européias, classificadas por Loss (2007), respectivamente como mercados maduro e desenvolvido.

Nos dois itens seguintes, são analisadas as estruturas normativas que regem a IGN nos Estados Unidos da América e na União Européia e como as mesmas evoluíram acompanhando o amadurecimento dos mercados a elas referenciados e respaldaram, ou estimularam, os avanços deles rumo a uma adequada amenização dos efeitos negativos dos monopólios naturais típicos da IGN.

3.1 A EXPERIÊNCIA ESTADUNIDENSE

A IGN nos Estados Unidos da América se caracteriza pela propriedade privada em todos os seus segmentos. A participação do Estado é, de modo geral, limitada à propriedade de algumas áreas de produção e algumas jazidas de GN.

Essa participação privada na IGN estadunidense assume as mais diversas modalidades empresariais, desde integrações verticais patrocinadas por grandes grupos, englobando todos os segmentos da cadeia econômica, até pequenas corporações dedicadas a determinadas atividades específicas, tais como exploração, produção, transporte, comercialização e distribuição.

Desde a década de 80 do século passado, a regulação da IGN estadunidense experimentou sensíveis transformações, principalmente pela necessidade de atualização das regras do *Natural Gas Act* (NGA), uma lei federal de 1938.

Até a promulgação do NGA, a IGN dos Estados Unidos da América caracterizava-se por um agrupamento de legislações e regulações estaduais, sem nenhuma integração ou coordenação entre elas. Agravava a confusão legal e regulatória, uma série de decisões judiciais acerca das atividades correlatas à IGN e a ausência de uma legislação geral que regesse adequadamente o setor.

Um dos aspectos que causava os maiores conflitos, especialmente entre os estados da federação, eram as regras regulatórias que se referiam ao transporte interestadual do GN. Alguns estados criaram normas para tais serviços, em flagrante afronta ao princípio federativo, verdadeiro dogma do sistema constitucional estadunidense.

A Suprema Corte dos Estados Unidos da América acabou firmando o entendimento de que “a criação de legislação interestadual pelos Estados seria uma violação à *Commerce Clause* da Constituição Federal dos Estados Unidos (artigo I, seção 8, cláusula 3)” (LOSS, 2007, p.253). A *Commerce Clause* garante poder ao Congresso Americano para regular o comércio exterior, o comércio interestadual e com as nações indígenas.

Visando resolver os conflitos e o vácuo legislativo e regulatório do transporte e do comércio de GN entre os estados, a União promulgou, em 1938, o NGA, que atribuía competência à *Federal Power Commission* (FPC) nessas matérias, inclusive para fixar preços e licenciar a construção de gasodutos. Em 1977 o *Department of Energy Organization Act* extinguiu a FPC substituindo-a pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

O *Natural Gas Policy Act* de 1978 emendou o NGA e atribuiu à FERC as competências anteriormente deferidas à FPC. A FERC dedica especial atenção à garantia de acesso dos usuários às instalações de transporte de GN, elemento essencial da robusta e saudável competição no mercado de GN estadunidense.

Uma das mais relevantes normas regulatórias expedidas pela FERC foi a *Order nr. 636*, de 1992, por meio da qual é obrigatória a segregação jurídica das corporações que desenvolvem atividades verticalizadas na IGN. Desse modo, embora não seja vedada aos grupos de empresas a atuação nos diversos segmentos da cadeia econômica do GN, as regras de livre acesso e aquelas que regulam as relações entre as empresas proprietárias de gasodutos interestaduais e suas afiliadas que atuam no mercado de energia garantem, com bastante

acuidade, um adequado controle do órgão regulador sobre os elementos de redução competitiva, especialmente a utilização das infra-estruturas e a modicidade dos respectivos preços. Os gasodutos localizados inteiramente no território de um estado e que movimentam o GN apenas dentro das divisas daquele estado têm a construção e a operação reguladas pelas referidas entidades federativas, na forma das respectivas legislações.

Silva (2003) aponta que um dos principais elementos na segmentação competitiva da cadeia do GN nos EUA foi a proibição, também adotada pela regulação brasileira, de o transportador comercializar gás, com a simultânea introdução da figura dos comercializadores de gás, os *traders* ou *brokers*.

Para construir e operar gasodutos de transporte interestadual nos Estados Unidos da América, o interessado deve obter, da FERC, um certificado de conveniência e necessidade públicas. A emissão do certificado fica condicionada ao exame, pelo regulador, dos benefícios do projeto face às respectivas conseqüências adversas para o público em geral e as comunidades afetadas. Além dessa análise técnica, o agente interessado na construção e operação da infra-estrutura deve comprovar que o projeto atende a todas as exigências ambientais e dos órgãos de regulação e fiscalização dos locais situados ao longo do trajeto do gasoduto.

No que se refere ao acesso dos usuários do GN aos gasodutos de transporte interestadual, a política da FERC se dirige ao estabelecimento de regras que garantam um acesso não discriminatório e isonômico, de modo a garantir respostas eficientes às demandas do mercado.

Conforme a regulação em vigor, os usuários do GN devem negociar a contratação dos serviços de transporte diretamente com as empresas proprietárias dos gasodutos. Nos casos em que haja limitação da capacidade de transporte, as contratações serão precedidas de um processo licitatório, adjudicando-se a capacidade de transporte aos licitantes que oferecerem os maiores preços pelos serviços.

Quanto à distribuição do GN, trata-se de matéria da competência dos estados-membros. As empresas de distribuição de GN (*Local Distribution Companies* ou LDC) podem ser estatais ou privadas. De um modo geral, a distribuição de GN no varejo, para usuários de pequenos volumes, é totalmente regulada, inclusive quanto aos preços.

Os usuários de grandes volumes, por outro lado, seja para consumo próprio ou para uso como matéria-prima, podem desconsiderar a LDC como fornecedora do GN e comprá-lo

diretamente de outros fornecedores, situação que se convencionou designar por *by pass* comercial. Do mesmo modo, podem desconsiderar a LDC como prestadora dos serviços de movimentação do GN e, se as condições técnicas e de localização permitirem, conectar-se diretamente aos gasodutos de transporte; a isso se denomina, no jargão da IGN, *by pass* físico.

Segundo a *Global Competition Review (2005)*, por volta de um quinto dos estados da federação norte-americana permitem o *by pass* comercial e aproximadamente a metade dos demais estados planejam adotá-lo para todos os usuários.

Alinhados à orientação da FERC, por meio da já citada *Order nr. 636*, de 1992, os reguladores de diversos estados passaram a exigir que as LDC oferecessem os serviços de movimentação e de comercialização do GN, segregadamente, para usuários de grandes volumes. Desse modo usuários dos segmentos industrial e termelétrico, por exemplo, podem comprar o produto diretamente dos produtores ou comercializadores, em um mercado competitivo, contratar o transporte interestadual com os transportadores e providenciar, se as condições físicas o exigirem, a movimentação do gás localmente, até seus estabelecimentos, com as LDC.

Adicionalmente, como resultado da desagregação das atividades da cadeia da IGN, promovida por uma grande parte dos estados, e da permissão para os *by passes* comercial e físico, surgiram empresas que prestam serviços ancilares ao transporte e à distribuição, tais como, além da comercialização ou venda, propriamente dita, as nomeações de volumes de gás para entrega aos usuários, a medição e a cobrança dentre outros.

Alguns estados chegaram a permitir a extensão dos *by passes*, embora de forma limitada, a usuários do segmento residencial e de outros segmentos de pequenos usuários.

Todas essas características do mercado e do quadro legal e regulatório estadunidense levam à conclusão de que se trata, conforme a classificação de Loss (2007), de um mercado maduro. Com seus 340 mil quilômetros de rede dutoviária de transporte de GN (*GLOBAL COMPETITION REVIEW, 2005*) e uma integração e coordenação bastante eficientes e eficazes entre as legislações, regulações e entidades regulatórias das diversas entidades que compõem a federação, a IGN estadunidense atingiu um alto nível de competitividade, com soluções também eficazes na amenização dos efeitos negativos que os monopólios naturais tendem a produzir nos ambientes econômicos, e propiciando que o GN seja hoje um dos energéticos de maior importância no mercado daquele país.

3.2 A EXPERIÊNCIA EUROPEIA

O colapso dos regimes ditos comunistas em alguns países da Europa Central e Oriental trouxe como consequência uma espécie de alinhamento político no continente, tendo como traço de semelhança o liberalismo econômico e, politicamente, as democracias formais. Tal similaridade nos aspectos econômicos e políticos provocou um natural estreitamento das relações entre os Estados europeus, resultando na conclusão, em 1993, do Mercado Único, o qual consagrou a política conhecida como das “quatro liberdades”: livre circulação de mercadorias, de serviços, de pessoas e de capitais.

Dois outros tratados marcam significativamente a década de 90 para os europeus: o Tratado da União Europeia ou Tratado de Maastricht, de 1993, e o Tratado de Amsterdan, de 1999.

Com a assinatura do Tratado da União Europeia em Maastricht a Europa estabelece regras claras para a futura moeda única, a política externa e de segurança e a cooperação em matéria de justiça e de assuntos internos, além de substituir, formalmente, a "Comunidade Europeia" pela "União Europeia" (UE).

Os Tratados e demais documentos que suportam institucionalmente a UE (2009) prevêm uma série de instrumentos jurídicos com características legislativas, dentre os quais as Diretivas. Estas se distinguem por vincular os Estados-Membros destinatários quanto ao resultado a alcançar e necessitam de uma transposição para o arcabouço jurídico nacional, deixando uma margem de manobra quanto à escolha da forma e dos meios da respectiva execução no âmbito de cada Estado.

O GN é um energético de importância vital no conjunto das modalidades de energia produzidas e consumidas no continente europeu.

Segundo a Global Competition Review (2005), o consumo de GN pelos membros da UE atinge algo em torno de 24% do consumo total de energia, com previsão de alcançar aproximadamente 30% em 2020. Esses números dão a medida da importância da IGN no continente europeu e indicam a necessidade que a UE tinha e tem de estabelecer uma adequada regulamentação do mercado de GN para os seus Estados-Membros.

Obedecendo as regras constitucionais da UE, os respectivos Parlamento e Conselho aprovaram a Diretiva 98/30/CE, que ficou conhecida como “Diretiva do Gás”. Esse instrumento legislativo visava integrar os mercados de gás dos Estados-Membros e incentivar a competição no novo mercado integrado. Para tanto, a Diretiva do Gás apoiou-se em três

princípios básicos: a segregação das atividades verticalizadas, o livre acesso às infra-estruturas de transporte e a liberação dos usuários.

No regime da Diretiva do Gás relativamente à verticalização, exigiu-se que as companhias integradas verticalmente no contexto da IGN mantivessem contabilidades separadas para cada uma das atividades inerentes a essa indústria e para aquelas desvinculadas do setor de gás.

No tocante ao livre acesso às instalações de transporte, a Diretiva do Gás tornou-o obrigatório para todos os países, entretanto cada um deles poderia optar pelo regime de acesso regulado ou pelo de acesso negociado. A diferença entre um e outro é que, no primeiro, as tarifas são previamente fixadas e publicadas pelos órgãos reguladores; no segundo, as partes negociam livremente todas as condições contratuais, inclusive os preços, e o órgão regulador só é chamado a intervir no processo negocial em caso de impasse, agindo como verdadeiro árbitro.

Quanto à liberação dos usuários, a Diretiva do Gás tinha por objetivo construir um plano que permitisse, guardadas as peculiaridades de cada Estado-Membro, alcançar o objetivo de um mercado competitivamente maduro, em que qualquer usuário pudesse escolher livremente o fornecedor GN.

As características e os diferentes estágios de desenvolvimento dos mercados nacionais não permitiam, contudo, normas linearmente aplicáveis a cada um dos países da EU. Era essencial, para o sucesso da iniciativa, a instituição de mecanismos que permitissem aos Estados-Membros diversos níveis de liberalização e padrões de evolução compatíveis com suas realidades.

Nesse contexto, a Diretiva do Gás estipulou um plano gradativo de liberação de usuários. Foi instituído um segmento de usuários sob a designação de “qualificados”, no qual se inseriam os que tinham capacidade para contratar serviços de transporte e distribuição ou adquirir gás diretamente das empresas prestadoras ou produtoras (ANP, 2004b).

No regime da Diretiva de 1998, os Estados-Membros deveriam considerar como usuários “qualificados” os geradores de energia elétrica a partir do GN e aqueles outros que demandassem volumes de gás superiores a 25 milhões de m³/ano (ANP, 2004b).

O plano de liberalização de usuários em apreço previa ainda três etapas identificadas com percentuais de liberalização do mercado final total. Numa primeira etapa deveriam ser liberados usuários que atingissem agregadamente 20% do consumo total anual de gás do mercado nacional de cada Estado-Membro, a partir da vigência da Diretiva (agosto de 1998); na segunda etapa, a ser implementada a partir do quinto ano de vigência da Diretiva, ou seja,

agosto de 2003, o percentual do consumo total anual de gás do mercado nacional de cada Estado-membro subia para 28% e na terceira etapa para 33%, esta última a ser implantada dez anos depois da entrada em vigor da Diretiva ou agosto de 2008 (ANP, 2004b).

O planejamento instituído pela Diretiva do Gás incluía também limites mínimos de consumo a partir dos quais um usuário passaria à categoria de qualificado: 25 milhões de m³/ano, 15 milhões de m³/ano e 5 milhões de m³/ano, respectivamente, para as três etapas de liberalização citadas (ANP, 2004b).

Para não engessar os legisladores e reguladores dos países integrantes da UE quanto aos instrumentos de calibração dos mercados, a Diretiva flexibilizou dois pontos de especial interesse da atividade regulatória: determinou que os limites mínimos de consumo fossem reduzidos pelos Estados-membros, caso não permitissem atingir as porcentagens acima mencionadas; e, se as porcentagens de liberação excedessem 30%, 38% e 43%, respectivamente, para as três etapas, os Estados-Membros poderiam aumentar os limites de consumo mínimo exigidos para a qualificação dos consumidores, se assim o desejassem.

A Comissão Europeia (CE) passou a acompanhar os mercados de GN, verificando os efeitos que as regras da Diretiva 98/30/CE provocavam sobre os mesmos e apresentando diagnósticos periódicos sobre a evolução do processo de integração da IGN na UE.

Quanto à segregação das atividades verticalizadas, no diagnóstico de dezembro de 2001, a CE constatou insuficiente nível de separação das atividades integrantes da indústria do gás que, “aliado a um regime de acesso negociado, contribuía para a discriminação, por parte do operador da rede, em favor do(s) carregador(es) a ele afiliado(s), em prejuízo de terceiros” (ANP, 2004b). No relatório apresentado em novembro de 2002, a Comissão indicava que Espanha, a Áustria e Países Baixos eram, naquele momento, os países mais avançados no tocante à separação de atividades de transporte e distribuição.

Relativamente à liberação do acesso às instalações de transporte, a Comissão diagnosticou, em novembro de 2002, que todos os Estados-Membros, salvo a Alemanha e a França, haviam implantado o acesso regulado às redes.

Finalmente, no que se refere à liberdade de os usuários escolherem seus fornecedores de GN, na reavaliação de outubro de 2002, “a Comissão Europeia constatou que, em média, 80% da demanda de gás da UE era suprida livremente” (ANP, 2004b).

Os diagnósticos da CE relativos à implementação da Diretiva do Gás permitiram que as autoridades da UE estudassem e elaborassem ações para aprofundar e readequar medidas com vistas ao estabelecimento de um mercado unificado de energia no âmbito da UE. Na

esteira desse esforço político, em 26 de junho de 2003, o Parlamento e o Conselho Europeu aprovaram a Diretiva 2003/55/CE.

As características dessa nova Diretiva, no que diz respeito ao aumento da velocidade em que as medidas de integração e liberalização do mercado de gás deveriam ser implementadas, levaram-na a ser apelidada de “*Acceleration Directive*” ou Diretiva de Aceleração, como será aqui também referida doravante.

A Diretiva de Aceleração introduziu no arcabouço legal e regulatório do GN na UE, dentre outros institutos, o livre acesso regulado às instalações de transporte dutoviário de GN, a segregação jurídica das atividades associadas à cadeia econômica do GN para as empresas integradas verticalmente e um conjunto mínimo de atribuições que as autoridades reguladoras (de existência obrigatória) em cada país membro deveria desempenhar.

Quanto à liberação dos usuários para aquisição do energético dos supridores de sua livre escolha, a Diretiva de Aceleração determinou que a partir de 1º de julho de 2004 todos os usuários, exceto os do segmento residencial poderiam escolher livremente seus supridores, estendendo-se tal direito também a esta classe de usuários desde 1º de julho de 2007.

O estágio atual de massificação do uso do GN no âmbito da UE, bem como a estrutura e a sistematização legislativa e regulatória das atividades inerentes à IGN no âmbito da comunidade, permitem classificar o mercado europeu unificado do GN como um mercado desenvolvido, segundo a classificação de Loss (2007).

4 LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO BRASILEIRA

Segundo Menezello (2002), na década de 90 do século passado o Estado Brasileiro adotou, em decorrência do embate político e das respectivas correlações de forças, um sistema jurídico pelo qual esse estado se afastava da prestação direta de uma série de serviços públicos e passava a concentrar-se na regulação e na fiscalização da prestação desses serviços, os quais seriam executados preferencialmente pela iniciativa privada.

O legislador de então previa que o modelo institucional assim idealizado conduziria a uma contínua melhoria dos serviços públicos, com a respectiva universalização e atendimento mais eficaz aos usuários (MENEZELLO, 2002).

A estrutura jurídica brasileira na área da regulação do GN ainda engatinha. Se, no âmbito federal, a legislação e a regulação vêm proporcionando alguma estabilidade para os agentes econômicos envolvidos nas atividades correlatas, no que tange aos Estados a situação é bastante incipiente.

Na esfera federal, inclusive, uma série de propostas e projetos estão em tramitação no legislativo visando alterar, de um modo ou de outro, com mais ou menos profundidade, o regime jurídico das operações concernentes à IGN nacional.

A entrada em vigor da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás) concede à indústria objeto deste estudo uma série de parâmetros jurídicos antes inexistentes e busca esclarecer vários institutos que vinham sendo objeto de conflitos entre o arcabouço federal e o dos Estados.

Como se verificará adiante, a Lei do Gás não pode ser considerada uma panacéia para todas as dúvidas e perplexidades geradas pelo nosso modelo constitucional de duplo monopólio legal ao longo da cadeia econômica do GN. É inegável, contudo, que a nova Lei lança algumas luzes sobre a matéria e traz importantes alicerces sobre os quais se poderá estruturar legislações integradas e coordenadas entre os entes federativos que protagonizam a IGN brasileira.

Todavia, quanto às legislações e regulações estaduais, não se pode dizer o mesmo. Salvo São Paulo e Rio de Janeiro, o primeiro com muito destaque e o segundo bem atrás, as demais legislações relacionadas às atividades da IGN nos Estados é rudimentar, quando não simplesmente inexistente.

Esse quadro lacunoso tem como consequência sérias dificuldades para a atratividade do GN tanto como negócio, na busca por novos capitais e investidores, quanto como energético, dada a incerteza a que são submetidos os usuários atuais ou potenciais.

A aguda observação de Pinto (2009) merece destaque. O estudioso sublinha que a redução de riscos para os agentes é o objetivo da regulação em matéria de serviços locais de gás canalizado. E arremata repercutindo os três aspectos que considera serem as preocupações do regulador nesse setor: a proteção do consumidor contra abusos dos monopolistas, a proteção dos agentes contra o risco de expropriação do seu capital pelos agentes estatais e a proteção do estado contra grupos de pressão que visem comprometer as políticas do setor.

Para melhor entendimento do quadro acima delineado, faz-se essencial uma visão pelo menos panorâmica das legislações e regulações hoje em vigor, relacionadas com a IGN no país, o que se procura delinear nos itens seguintes.

4.1 LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO FEDERAL

A Lei nº 2004 de 1953 instituiu o monopólio da União sobre as jazidas de hidrocarbonetos no Brasil. Ainda de acordo com o referido diploma legal o monopólio era exercido com exclusividade pela Petrobras, empresa estatal especialmente criada para tal objetivo.

Diversos registros literários e históricos indicam a campanha pela instituição do monopólio estatal do petróleo como um dos episódios mais marcantes de nossa história, como modelo de movimento popular de grande amplitude, reunindo diversos segmentos da sociedade, em diversas regiões do país.

Victor (1993, p.19), dá sua visão dos acontecimentos que antecederam a sanção da Lei nº 2003/53 pelo Presidente Getúlio Vargas:

a campanha pelo monopólio estatal do petróleo foi, sem dúvida, o marco de um nacionalismo autêntico, em que estudantes, trabalhadores, políticos e militares se uniram na defesa dos interesses nacionais, legando um dos mais notáveis exemplos de civismo aos demais povos amantes da liberdade e do progresso.

Entre 1975 e 1988, foram autorizadas algumas atividades exploratórias por terceiros, sob a forma de contratos de prestação de serviços com cláusula de risco, por meio dos quais o agente contratado desenvolvia todo o trabalho exploratório e, em caso de sucesso, a Petrobras assumia a produção e repartia os lucros com o prestador dos serviços.

A possibilidade jurídica desse tipo de contratação existiu até 1995 quando a Emenda Constitucional nº 9 retirou da Petrobras a exclusividade do exercício monopolista da exploração e produção de hidrocarbonetos, permitindo que a União contratasse essas atividades com empresas estatais ou privadas, na forma da Lei.

A competência legislativa em matéria de energia é reservada, pela Constituição, privativamente à União Federal, nos termos do respectivo art. 22, inciso IV, como se segue:

Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre:

[...]

IV – águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão.

Quanto às competências político-administrativas, o art. 177 da Lei Fundamental dispõe que determinadas atividades relativas à indústria do petróleo e do GN constituem monopólio da União Federal podendo, contudo, como já indicado, ser contratadas com empresas terceiros, sejam eles empresas estatais ou privadas.

A instituição do órgão regulador federal está prevista no § 2º do referido dispositivo, nos termos transcritos abaixo:

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;

[...]

§ 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”.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I – a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II – as condições de contratação;

III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União [...].

Vale sublinhar que a Constituição não atribuiu nenhuma competência legislativa sobre energia aos Estados-membros. A única atribuição dada aos Estados que guarda conexão, não com o tema genérico da energia, mas especificamente com o gás, é a contida no art. 25, § 2º da Constituição, *verbis*:

Art. 25. [...]

§ 2º. Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

Assim sendo, em que pese a concentração, pelas normas constitucionais, das competências relativas à indústria da energia na União Federal, não seria razoável deferir ao governo central a prestação de um serviço que interfere diretamente na infra-estrutura das cidades.

Por outro lado, se não houvesse o dispositivo do art. 25, § 2º, os serviços locais de gás canalizado estariam enquadrados na competência geral dos municípios, prevista no art. 30, inciso V, da Constituição, segundo o qual cabe aos municípios a prestação dos serviços de interesse local.

Pelo menos dois fatores parecem explicar a orientação do constituinte nesse particular: a incapacidade financeira dos municípios e a peculiaridade dos serviços locais de gás canalizado que, sendo indústria de rede, ganha eficiência com a integração entre as malhas de distribuição urbana, especialmente nas regiões metropolitanas, que envolvem o território de várias municipalidades.

O exame das normas constitucionais em apreço leva à conclusão de que existem, na verdade, duas atividades fronteiriças na cadeia industrial e econômica do GN – o transporte e a distribuição – cujas competências legislativas e regulatórias foram deferidas pela Constituição Federal a duas entidades federativas distintas: a União e os Estados.

O art. 6º da Lei 9.478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, define todos os institutos objeto da abordagem aqui empreendida.

O inciso VI traz a definição de tratamento ou processamento de GN, nos seguintes termos:

Tratamento ou Processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização.

No inciso VII assim se apresenta a atividade de transporte:

Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral.

A distribuição de gás canalizado, por sua vez, que a Lei utiliza em sinonímia com os serviços locais de gás canalizado, tem a seguinte definição, no inciso XXII do dispositivo mencionado acima:

Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

A inversão de institutos entre a Constituição e a Lei regulamentadora não é saudável. A atividade definida no texto constitucional constitui os “serviços locais de gás canalizado”. Este é o instituto básico, criado pela legislação fundamental. Deveria a lei infraconstitucional obedecer ao mandamento da Lei Maior e colocar, como expressão a ser definida exatamente aquela instituída pela Carta Magna.

Não é isso, contudo, o que ocorre; ao invés de definir a expressão utilizada na Constituição Federal, ou seja, “serviços locais de gás canalizado” e dar-lhe os contornos técnicos e jurídicos, detalhando o efetivo significado do texto constitucional, a Lei do Petróleo inverte essa lógica. Ao invés de definir “serviços locais de gás canalizado”, define “distribuição de gás canalizado”. E pior, define esta última como “serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais”. Em suma, o legislador da Lei do Petróleo despreza o instituto constitucional “serviços locais de gás canalizado”, deixa de defini-lo, usa como aparente sinônimo dele a expressão “distribuição de gás canalizado” e dá a esta uma definição restritiva a, apenas, a comercialização do gás, ignorando outras atividades componentes dos “serviços locais de gás canalizado” como, por exemplo, a implantação das redes dutoviárias, a sua operação e a respectiva manutenção.

Constata-se, portanto, uma inconveniente, inoportuna e até mesmo inconstitucional inversão de institutos: a Lei regulamentadora utiliza a expressão constitucionalmente consagrada como elemento de definição de uma outra expressão criada pela mesma lei infraconstitucional para denotar uma atividade que, aparentemente, significa algo semelhante.

Caberia então ao legislador comum corrigir o erro, alterando a Lei do Petróleo e definindo corretamente o significado do que sejam os “serviços locais de gás canalizado”, delimitando-lhes o escopo e o alcance, de modo a reduzir os conflitos de competência entre União e Estados em matéria de GN que começam, exatamente, na inexistência de uma legislação clara quanto à natureza das atividades industriais, operacionais e comerciais inseridas em cada uma dessas competências.

Não obstante a impropriedade verificada acima, a Lei refletiu com acuidade a seqüência de operações as quais, de acordo com as imposições técnicas, ocorrem na IGN. Significa dizer que a Lei foi fiel aos fatos, ou seja, tratamento ou processamento, transporte, distribuição e utilização de GN são atividades encadeadas e que obedecem a uma seqüência lógica, baseada nas técnicas e na tecnologia disponível.

Em 11 de dezembro de 2008, a Câmara dos Deputados aprovou o projeto de lei do GN. No dia 4 de março de 2009 o texto foi sancionado pelo Presidente da República e entrou em vigor sob a forma da Lei nº 11.909, conhecida como Lei do Gás, expressão que será utilizada doravante para designá-la neste trabalho.

O processo legislativo que resultou na Lei do Gás teve início em junho de 2005 com a apresentação, pelo Senador Rodolpho Tourinho (PFL-BA), de um projeto de lei que recebeu a designação de PLS 226/2005² (COSTA, 2009).

Posteriormente, em março de 2006, o Poder Executivo apresentou um Projeto de Lei de sua autoria, o qual recebeu a numeração PL 6673/2006³. O projeto do Senador Tourinho foi aprovado no Senado e, em março de 2007 foi remetido à Câmara dos Deputados, onde recebeu o número PL 334/2007 (COSTA, 2009).

A Câmara criou uma Comissão Especial que elaborou um substitutivo baseado nos Projetos do Executivo e do Senador Tourinho. O substitutivo foi aprovado em junho de 2007 tendo como texto base o Projeto do Executivo, PL 6673/2006, arquivando-se o PL 334/2007 (COSTA, 2009).

Já na forma de substitutivo, o PL 6673/2006 retornou ao Senado em janeiro de 2008, recebendo a designação de PLC 90/2007⁴ e tendo como relator o Senador Jarbas Vasconcelos (PMDB-PE) (COSTA, 2009). As alterações propostas pelo relator provocaram enorme polêmica envolvendo os diversos agentes da IGN no Brasil. Nesta altura o Ministério de Minas Energia passou a realizar reuniões com a presença dos mais diversos agentes do setor, conseguindo atingir um consenso entre as partes.

Foram necessárias muitas rodadas de negociações para que o projeto pudesse acomodar os anseios da União, dos Estados, das empresas privadas e da Petrobras. O texto aprovado, embora contendo lacunas que serão ainda apontadas e analisadas ao longo deste trabalho, converge para um arcabouço legal mais detalhado, abrangente e capaz de orientar com maior clareza o desenvolvimento da IGN no Brasil.

A Lei do Gás traz para o mundo jurídico uma série de novos institutos no âmbito das atividades que integram a cadeia econômica do GN. Introduz as definições de consumidor livre, auto-produtor e auto-importador atribuindo-lhes o direito de construir seus próprios gasodutos e com isso dependerem menos das concessionárias estaduais dos serviços locais de gás canalizado.

² O texto do Projeto de Lei do Senado encontra-se disponível no seguinte endereço eletrônico: http://www.senado.gov.br/atividade/materia/consulta.asp?Tipo_Cons=6&orderby=0&Flag=1&RAD_TIP=PLS&str_tipo=XXX&selAtivo=XXX&selInativo=XXX&radAtivo=N&txt_num=226&txt_ano=2005&btnSubmit=pesquisar.

³ O texto do Projeto de Lei está disponível no seguinte endereço eletrônico: <http://www.camara.gov.br/sileg/integras/379517.pdf>.

⁴ O texto do Projeto de Lei da Câmara está disponível no seguinte endereço eletrônico: <http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp?t=39007>.

Uma grande novidade na Lei do Gás é o regime legal misto de autorização e concessão para a construção e exploração econômica dos gasodutos de transporte. Os gasodutos que envolvam acordos internacionais e interesse específico de um único usuário serão objeto de autorizações e a exploração dos demais gasodutos de interesse geral serão outorgadas por meio de contratos de concessão.

Segundo Maia (2007), a adoção da modalidade de concessão para a outorga, pelo estado, do direito de exploração dos gasodutos de transporte, deixa bem claros os requisitos para a construção e operação dos gasodutos. Essa clareza do texto legal, ainda conforme o autor, significa um importante atrativo para os empresários que pretendem investir na ampliação de nossa ainda incipiente rede de transporte.

A Lei do Gás ratifica as autorizações concedidas aos gasodutos existentes, todas outorgadas sob a Lei do Petróleo. Concede também autorização aos gasodutos que na data da publicação da Lei estavam em processo de licenciamento ambiental e ainda não havia obtido autorização da ANP. Para ambas as situações o prazo da autorização é de 30 anos. No caso dos gasodutos existentes, a contagem do prazo se inicia na data de publicação da Lei e para os gasodutos ainda não autorizados na data da expedição da respectiva autorização pela ANP. A Lei não esclarece se a contagem do prazo, neste último caso, dar-se-á a contar da Autorização de Construção ou da Autorização de Operação.

Adicionalmente, no caso dos gasodutos existentes e em fase de licenciamento ambiental, o período de exclusividade dos carregadores iniciais é de 10 anos contados da data do respectivo início da operação comercial. Durante esse prazo os transportadores não serão obrigados a permitir o acesso de terceiros aos gasodutos.

Vale destacar que o legislador cuidou de assegurar o princípio regulatório do “unbundling”, fazendo com que os operadores de gasodutos autorizados prestem informações de natureza técnica, operacional, econômico-financeira e contábil, mantenham registros contábeis da atividade de transporte de gás separados do exercício da atividade de estocagem de gás e submetam à aprovação da ANP minuta de contrato padrão a ser celebrado com os usuários dos serviços de transporte. Tais medidas visam criar condições para o aumento da competição na comercialização de gás e prevenir condutas anticompetitivas na atividade de transporte de GN.

Nessa linha de raciocínio, Sundfeld (2000, p.395) destaca que a implantação de um ambiente econômico competitivo não se satisfaz com a simples abertura do mercado, sendo necessária a utilização de “instrumentos fortes para garantir o espaço de novos empreendedores”.

Os novos gasodutos que venham a ser objeto de autorização ou de concessão terão prazos de uso exclusivo fixados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), ouvida a ANP. Também segundo a Lei do Gás os transportadores deverão realizar chamadas públicas, previamente à construção ou ampliação dos seus gasodutos, com a finalidade de atrair interessados na utilização dos mesmos e dimensionar eficientemente a demanda por capacidade de transporte.

Tavares, Rocha e Corrêa (2003, p.197), discorrendo sobre o livre acesso a gasodutos, alertam para a necessidade de dosar o estímulo à concorrência que a medida proporciona e a “relação entre atratividade do investimento em mercados incipientes”. Segundo os autores, é “fundamental que exista clareza em relação às garantias de investimentos em gasodutos em regime de autorização.”

Prevê ainda, o diploma legal em apreço, a utilização de recursos da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE na viabilização de projetos de interesse público, abrindo a oportunidade de ampliação da rede de transporte dutoviário de gás para estados das Regiões Nordeste, Norte e Centro-Oeste ainda não atendidos pelo GN.

A Lei dispõe também sobre a atividade de estocagem de GN em reservatórios de hidrocarbonetos e em outras formações geológicas, a qual será outorgada mediante concessão precedida de licitação.

A Lei do Gás traz avanços quanto ao alicerce jurídico-legal da IGN brasileira. Contém dispositivos que, se bem aplicados, darão mais transparência à regulação do setor e assim criarão condições para atrair novos investidores para todos os segmentos da cadeia econômica do GN.

Aspecto que prenuncia ainda ampla polêmica no âmbito da nossa IGN refere-se à regulamentação de diversos dispositivos da Lei do Gás que, segundo o próprio texto, deverão ser explicitados por atos legais inferiores tais como decretos e normas regulatórias em geral. Embora para alguns deles haja a estipulação de prazos, sabe-se que a responsabilização dos agentes públicos eventualmente omissos no exercício do poder regulamentar é, embora possível do ponto de vista jurídico, improvável sob o aspecto político.

4.2 LEGISLAÇÕES E REGULACÕES ESTADUAIS

Como anota Leães (1996), até o advento da Constituição de 1988, ainda sob o Decreto-lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941, conhecido como Código do Petróleo, as jazidas

de gases naturais estavam sob o domínio imprescritível da União, regidas por um sistema de exploração definido como de autorização administrativa.

Conforme já demonstrado no histórico inicial deste trabalho, a Constituição vigente garantiu aos Estados-membros brasileiros a exclusividade na exploração dos serviços locais de gás canalizado.

Em decorrência, dentre outros fatores, também da falta de clareza legal e regulatória anterior a 1988 sobre a atividade geralmente chamada de “distribuição” de GN, até aquele ano havia no Brasil apenas três empresas dedicadas a esse negócio, todas estatais: a Cia. Estadual de Gás – CEG, no Rio de Janeiro, a Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS e a Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG.

Com a nova Carta Magna e a sua clara definição da competência monopolista dos Estados para as atividades ligadas à distribuição de gás, as unidades federativas se viram incentivadas ou, na verdade, praticamente obrigadas a constituir empresas para o exercício do monopólio constitucional dos serviços locais de gás canalizado.

A partir do início da década de 90 do século passado, vários Estados instituíram, por meio de leis estaduais, suas próprias empresas de prestação de serviços locais de gás canalizado. Evidentemente a criação de tais empresas se deu, inicialmente, nos Estados onde já havia disponibilidade do produto. Assim sendo, até 1995 onze novas companhias de distribuição de gás canalizado foram instituídas, nas regiões nordeste e sul do país. Hoje, existem no país 27 concessionárias estaduais de serviços locais de gás canalizado. Apenas os Estados do Acre, Roraima e Tocantins não concederam a atividade. Dentre os demais 24 Estados, São Paulo e Rio de Janeiro se destacam pela peculiaridade de possuírem mais de uma área de concessão: o primeiro tem três e o segundo duas.

O quadro 1 indica, segundo a ABEGÁS (2008), as concessionárias acima mencionadas, com as respectivas áreas de concessão.

CONCESSIONÁRIA	ÁREA DE CONCESSÃO
<u>Região Norte</u>	
CIGÁS – Companhia de Gás do Amazonas	Estado do Amazonas
RONGÁS – Companhia Rondoniense de Gás S.A.	Estado de Rondônia
Companhia de Gás do Pará – GÁS DO PARÁ	Estado do Pará
<u>Região Nordeste</u>	
ALGÁS – Gás de Alagoas S.A.	Estado de Alagoas
BAHIAGÁS – Companhia de Gás da Bahia	Estado da Bahia
CEGÁS – Companhia de Gás do Ceará	Estado do Ceará
COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás	Estado de Pernambuco
GASMAR – Companhia Maranhense de Gás	Estado do Maranhão
GASPISA – Companhia de Gás do Piauí	Estado do Piauí
PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás	Estado da Paraíba
POTIGÁS – Companhia Potiguar de Gás	Estado do Rio Grande do Norte
SERGÁS – Sergipe Gás S.A.	Estado de Sergipe
<u>Região Centro-Oeste</u>	
CEBGÁS – Companhia Brasileira de Gás	Distrito Federal
GOIASGÁS – Agência Goiana de Gás Canalizado	Estado de Goiás
MSGÁS – Companhia de Gás de Mato Grosso do Sul	Estado de Mato Grosso do Sul
MTGÁS – Companhia Mato-grossense de Gás	Estado de Mato Grosso
<u>Região Sudeste</u>	
Petrobras Distribuidora S.A. – BR	Estado do Espírito Santo
CEG – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	Região Metropolitana do Rio de Janeiro
CEG RIO S.A.	Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, Baixadas Litorânea, Serrana, Médio Paraíba, Centro-Sul e Baía da Ilha Grande
COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo	Região Metropolitana de São Paulo e Regiões Administrativas de Campinas, Santos e São José dos Campos
GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.	Noroeste do Estado de São Paulo
GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.	Sul do Estado de São Paulo, abrangendo 93 municípios
GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais	Estado de Minas Gerais
<u>Região Sul</u>	
COMPAGÁS – Companhia Paranaense de Gás	Estado do Paraná
SCGÁS – Companhia de Gás de Santa Catarina	Estado de Santa Catarina
SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	Estado do Rio Grande do Sul

Quadro 1 – Concessionárias e Áreas de Concessão
Fonte: ABEGÁS (2008)

A composição acionária da maioria das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado adota um modelo tripartite em que o Estado-membro detém 51% mais uma ação do capital votante, a Petrobras Gás S.A. – GASPETRO, subsidiária integral da PETROBRAS, controla 24,5% das ações com direito a voto e outro acionista privado tem a propriedade dos 24,5% restantes do capital votante.

Não obedecem a essa diretriz os Estados do Amazonas, de Mato Grosso, do Pará, de Mato Grosso do Sul, do Rio Grande do Sul, do Rio Grande do Norte, do Espírito Santo, de Minas Gerais, do Paraná, de Santa Catarina, do Rio de Janeiro, de São Paulo.

No Estado do Amazonas, a GASPETRO não tem participação na CIGÁS; em Mato Grosso e no Pará as concessionárias, MTGÁS e GÁS DO PARÁ têm os respectivos Estados como únicos acionistas; nas concessionárias de Mato Grosso do Sul, do Rio Grande do Sul e do Rio Grande do Norte só participam os Estados e a GASPETRO; no Espírito Santo a concessão dos serviços locais de gás canalizado foi outorgada à Petrobras Distribuidora S.A. - BR, subsidiária integral da PETROBRAS; em Minas Gerais o controle da concessionária GASMIG pertence à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, sociedade de economia mista mineira; no Paraná, a Companhia Paranaense de Energia – COPEL, também sociedade de economia mista, é proprietária de 51% do capital votante da concessionária local, a COMPAGÁS; em Santa Catarina a sociedade de economia mista catarinense CELESC; nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo as concessionárias são empresas privadas cujos controles acionários pertencem a grupos empresariais internacionais

Em 1995, a Emenda Constitucional nº 5 alterou a redação do § 2º do Art. 25 da Carta de 1988, passando a permitir que os Estados explorassem os serviços locais de gás canalizado tanto diretamente, como era até ali, quanto por meio de concessões a empresas estatais ou privadas, o que consistia na grande novidade da Emenda.

Na esteira dessa nova sistemática constitucional alguns Estados constituíram agências reguladoras ou passaram a dotar órgãos reguladores pré-existentes, de repartições dedicadas às atividades relacionadas com os serviços locais de gás canalizado.

No quadro 2 são indicadas as agências reguladoras estaduais hoje incumbidas da regulação dos serviços locais de gás canalizados nas respectivas unidades federativas.

AGÊNCIA REGULADORA	ESTADO
<u>Região Nordeste</u>	
ARSAL – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas	Estado de Alagoas
AGERBA – Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia	Estado da Bahia
ARCE - Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará	Estado do Ceará
ARPE - Agência de Regulação dos Serviços Público Delegados do Estado de Pernambuco	Estado de Pernambuco
ARSEP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte	Estado do Rio Grande do Norte
<u>Região Centro-Oeste</u>	
AGEPAN - Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos do Mato Grosso do Sul	Estado de Mato Grosso do Sul
AGER - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso	Estado de Mato Grosso
<u>Região Sudeste</u>	
ASPE - Agência Estadual de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo	Estado do Espírito Santo
AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Rio de Janeiro	Estado do Rio de Janeiro
Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP	Estado de São Paulo
<u>Região Sul</u>	
Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina – AGESC	Estado de Santa Catarina

Quadro 2 – Agências Reguladoras dos Estados
 Fonte: ABEGÁS (2008).

As mudanças introduzidas no arcabouço constitucional pela Emenda nº 5, de 1995, bem como o Programa Nacional de Desestatização, instituído pela Lei nº 9.491 de 9 de setembro de 1997, levaram dois Estados a privatizar as respectivas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado. O Rio de Janeiro foi o primeiro a fazê-lo, criando duas áreas de concessão, as quais foram outorgadas à CEG e à CEG RIO, esta última criada em janeiro de 1997, ambas privatizadas conjuntamente em julho de 1997.

O Estado de São Paulo caminhou na mesma direção e, após o Decreto nº 43.889, de 10 de março de 1999, ao aprovar o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado e possibilitar a divisão do

território estadual em diversas áreas de concessões. Nesse particular vale citar a lição de Souto (2003), segundo o qual compete à legislação de cada entidade da federação estabelecer as condições de gestão do serviço público prestado por intermédio de entes privados, podendo ou não estipular a exclusividade. Em caso de omissão, ainda segundo o citado autor, prevalece a regra geral da não-exclusividade, contida no art. 16 da Lei nº 8.987/95.

Seguindo essa orientação, a COMGÁS foi privatizada em 14 de abril de 1999 outorgando-se-lhe, com a celebração do Contrato nº CSPE/01/99, em 31 de maio de 1999, a concessão da Área Leste, integrada pelas regiões administrativas de São Paulo, São José dos Campos, Santos e Campinas, compreendendo 177 municípios.

A Área Noroeste, concedida à Gás Brasileiro Distribuidora S.A. em 10 de dezembro de 1999, por meio do Contrato CSPE/02/99, é integrada pelas regiões administrativas de Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Central, Barretos e Franca, compreendendo 375 municípios. A Área Sul, concedida à Gás Natural São Paulo Sul S/A em 31 de maio de 2000, pelo Contrato CSPE/03/2000, é integrada pelas atuais regiões administrativas de Sorocaba e Registro, compreendendo 93 municípios.

A concessão dos serviços locais de gás canalizado é outorgada, como já se indicou neste trabalho, por intermédio de contratos de concessão firmados entre os Estados da Federação, na qualidade de poderes concedentes e as empresas estatais ou privadas incumbidas da exploração dos citados serviços públicos.

Os contratos em apreço deferem às concessionárias a exclusividade da exploração dos serviços nas áreas de concessão delimitadas territorialmente, por prazos longos, geralmente prorrogáveis uma vez mais por igual período.

Os instrumentos contratuais estudados também contemplam, dentre outros, os termos e condições relativos à prestação dos serviços; às metas de expansão das redes de gasodutos; à qualidade dos serviços; aos investimentos a serem realizados pelas concessionárias; aos direitos e deveres das concessionárias e dos usuários; ao cálculo e reajuste das tarifas dos serviços; à fiscalização dos serviços pelo poder concedente; às sanções aplicáveis às concessionárias pelo eventual descumprimento de obrigações contratuais ou de normas legais e regulatórias; aos casos de intervenção na concessão e de encampação dos serviços; e à extinção da concessão e reversão dos bens vinculados.

Os contratos de concessão para a exploração dos serviços locais de gás canalizado dos Estados apresentem estruturas muito parecidas na maioria das unidades federativas. Constatase, contudo, que a maior parte deles omite aspectos fundamentais para o desenvolvimento de

um mercado de gás que compatibilize a concorrência na comercialização do GN ao desenvolvimento da infra-estrutura de escoamento do energético.

Invocando a classificação de Loss (2007), exposta no Capítulo 2 acima, vale analisar quais as cláusulas desses contratos de concessão que impactam negativamente o mercado brasileiro de gás e aquelas que, ao contrário, podem contribuir para a caminhada rumo a um mercado desenvolvido e, num futuro mais distante, à maturidade legal, regulatória e, conseqüentemente, comercial.

O exame que se realizará neste Capítulo concentrar-se-á nos temas considerados mais caros à expansão da concorrência no *downstream* gasífero, a saber: a liberdade, para os usuários, de escolher os fornecedores de GN; o livre acesso, não discriminatório, às redes de gasodutos das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado; e a separação jurídico-contábil (*unbundling*) entre os negócios de comercialização e de movimentação de GN no âmbito das referidas concessionárias. Não se deixará, contudo, de abordar outras matérias interessantes à estabilidade das concessões dos serviços locais de gás canalizado, tais como os aspectos tarifários, qualitativos e de rentabilidade da concessão.

Nesse sentido é inegável a modernidade dos contratos de concessão celebrados pelos Estados de Rio de Janeiro e de São Paulo, em contraposição aos firmados nos demais Estados nos quais, geralmente, as concessionárias são sociedades de economia mista estaduais.

A Agência Nacional do Petróleo (2004b) realizou interessante classificação dos contratos de concessão estaduais, segundo os respectivos graus de flexibilidade para a inserção regulatória de mecanismos para incentivo à competitividade nas atividades concernentes aos serviços locais de gás canalizado.

O regulador federal dividiu os contratos de concessão estaduais em três grupos, hierarquizados dos menos aos mais modernos. São eles:

- Grupo I: contratos celebrados majoritariamente na década de 90. Obedecem a um modelo de controle estatal, pois as concessionárias encontram-se sob o controle societário dos respectivos Estados. Estão neste grupo os contratos firmados com as seguintes empresas: ALGÁS (AL); BAHAGÁS (BA); PETROBRAS Distribuidora S.A. (ES); CEBGÁS (DF); CEGÁS (CE); CIGÁS (AM); COMPAGÁS (PR); COPERGÁS (PE); GASMAR (MA); GASPISA (PI); GOIASGÁS (GO); MSGÁS (MS); PBGÁS (PB); POTIGÁS (RN); RONGÁS (RO); SCGÁS (SC); SERGÁS (SE); e SULGÁS (RS).

- Grupo II: integrado pelos contratos de concessão do Estado do Rio de Janeiro, firmados com empresas privatizadas CEG e CEG RIO. Consideram-se esses contratos mais avançados do que os do Grupo I porque contemplam aspectos relacionados à liberação dos usuários e ao

livre acesso à rede dutoviária, porém, como se demonstrará adiante, em grau não tão desenvolvido quanto o dos contratos do Grupo III.

- Grupo III: contratos assinados entre o Estado de São Paulo e as três concessionárias locais: COMGÁS, Gás Brasileiro e Gás Natural São Paulo Sul. São reconhecidos como os instrumentos mais condizentes com a busca pelo desenvolvimento do mercado nacional de gás, pois, como se verá com mais detalhes adiante, emanam de órgão regulador estruturado e consolidado e contemplam regras avançadas de liberdade dos usuários e livre acesso às redes de distribuição com menos restrições do que os contratos do Grupo II.

A partir dessa classificação pode-se empreender uma útil e eficaz análise dos termos e condições dos contratos de concessão em apreço que vêm contribuindo ou entervando o desenvolvimento do mercado de GN no Brasil.

Um primeiro aspecto notável, e traço comum de todos os contratos de concessão firmados entre os Poderes Concedentes estaduais e as respectivas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, é a outorga às referidas empresas de exclusividade para a exploração desses serviços em suas respectivas áreas de concessão, por prazos determinados.

De modo geral os contratos de concessão contemplam também atividades correlatas aos serviços locais de gás canalizado referindo-se, na verdade, a negócios da IGN, tais como armazenamento, produção e processamento. Estes, na maioria dos contratos são permitidos às concessionárias sem exclusividade, posto que os próprios instrumentos das concessões reconhecem implicitamente a inexistência dessa prerrogativa para esses serviços correlatos, por não fazerem parte dos negócios inerentes aos serviços locais de gás canalizado.

Há, contudo, contratos de concessão que, refletindo a legislação estadual, avançaram sobre a competência federal, atropelando os dispositivos constitucionais pertinentes ao tema, e estenderam a exclusividade da concessão a atividades estranhas aos serviços locais de gás canalizado.

Exemplo cabal dessa extrapolação da competência é apontado por Cavalcanti (2002, p.169), ao abordar a Lei nº 2.626/00, do Estado do Amazonas, a qual torna “as atividades de ‘compressão’, ‘liquefação’ e ‘vaporização’ como atividades privativas da concessionária local de gás canalizado”, além de outras arroladas pela lei estadual de forma que o autor considera inconstitucional.

Sobre o tema este estudo será aprofundado no Capítulo 5, quando se abordará a conceituação e o alcance da expressão constitucional “serviços locais de gás canalizado”.

Quanto aos prazos as concessões dos serviços locais de gás canalizado variam entre trinta e cinquenta anos, podendo, em alguns casos, ser renovadas uma vez por, no máximo, igual período, mediante acordo entre concedente e concessionária.

Relativamente à comercialização do GN a maioria dos contratos de concessão prevê a exclusividade da concessionária para a atividade durante todo o prazo da outorga. Assim sendo, um dos elementos-chaves para a implantação de um mercado de gás concorrencialmente maduro, qual seja a possibilidade do chamado *by pass* comercial, é uma exceção no arcabouço regulatório dos Estados no Brasil.

A operação definida como *by pass* conceitua-se, segundo Leite (2008, p.78), pela possibilidade jurídica da existência de “transações diretamente entre produtores e intermediários e grandes consumidores”. Um dos efeitos mais importantes do *by pass*, ainda de acordo com a opinião de Leite (2008), é a supressão de uma etapa da indústria, o que leva à redução dos custos de transação decorrentes da etapa do transporte, os quais são inevitáveis.

Os únicos Estados cujas legislações e regulações atualmente permitem o *by pass* são os Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro.

Os instrumentos de outorga celebrados entre o Estado de São Paulo e as respectivas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado estipulam que, nos doze primeiros anos de vigência da concessão, todos os usuários serão cativos delas.

A partir do décimo terceiro ano os usuários passam a ser livres para adquirir o GN de qualquer fornecedor habilitado, exceto os usuários dos segmentos residencial e comercial, conforme normas regulatórias a serem baixadas pela ARSESP.

Para tornar eficaz a liberdade dos usuários para aquisição do GN de outros fornecedores que não as concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, a regulação deve assegurar que tais usuários tenham livre acesso, de forma não discriminatória, às redes de dutos das delegatárias desses serviços, mediante o pagamento de uma tarifa módica pelo serviço de movimentação do GN de propriedade do usuário.

Segundo Sá e Brasileiro (2003), modicidade significa preços razoáveis, compatíveis com o poder aquisitivo dos usuários.

No Estado do Rio de Janeiro o parágrafo 18º da Cláusula Sétima dos contratos de concessão firmados com a CEG e a CEG-Rio, contém uma regra de liberdade para a aquisição de gás pelos usuários nos seguintes termos:

consumidores que queiram adquirir mais de 100.000 m³ (cem mil metros cúbicos) de gás canalizado por dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor, dependendo tal aquisição nos 10 (dez) primeiros anos da concessão, de prévia e expressa anuência da CONCESSIONÁRIA. Em qualquer caso, durante todo o prazo da concessão, fica assegurado à CONCESSIONÁRIA o recebimento de tarifa equivalente

à diferença entre o valor limite da CONCESSIONÁRIA para o tipo de consumidor em questão, e o preço que ela, CONCESSIONÁRIA, paga na aquisição de gás, da mesma supridora.

A regra inserida no dispositivo contratual transcrito acima, como se pode facilmente perceber, torna inócuo, de uma perspectiva realista, o *by pass* comercial que aparenta instituir. Os dois requisitos exigidos para o exercício, pelos usuários, da liberdade de suprimento (concordância da concessionária e pagamento de tarifa que anula os ganhos negocialmente obtidos pelo usuário), levam a uma situação em que a concessionária pode simplesmente vetar diretamente a aquisição do gás pelo usuário diretamente do supridor ou fazê-lo por via transversa, cobrando tarifa que implica em verdadeira anulação de qualquer vantagem eventualmente obtida pelo usuário em negociação comercial com o novo supridor.

Diferentemente da liberdade concedida aos usuários pelas regulações fluminense e paulista, no âmbito comercial, permitindo-se-lhes, sob determinadas condições mais ou menos restritivas, acesso a fornecedores de GN diversos das concessionárias, nenhuma das legislações ou regulações estaduais brasileiras prevê a possibilidade de *by pass* físico, entendendo-se este como a possibilidade de o usuário livre comercialmente dispensar os serviços de movimentação de gás providos pelas concessionárias por meio de suas redes de dutos e conectar-se diretamente ao sistema de transporte dutoviário de gás monopolizado pela União Federal.

No tocante às regras do denominado *unbundling*, somente o Estado de São Paulo possui regras de separação contábil e jurídica entre as diversas atividades relacionadas aos serviços locais de gás canalizado.

Grotti (2003, p.322) destaca que o “processo de *unbundling*, surgido no direito anglo-saxão, vem se firmando na medida em que se desencadeiam atividades introdutórias da competitividade nos serviços entregues à iniciativa privada.”

Os contratos de concessão desses serviços, firmados no Estado paulista prevêm, na Cláusula Décima Quarta, Oitava Subcláusula, o seguinte:

A CONCESSIONÁRIA deverá separar as informações contábeis relativas às atividades de produção, importação, armazenamento, distribuição, comercialização, bem como as atividades não correlatas, de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, possibilitando identificar as receitas, os custos e as despesas de operação. (ANP, 2004b)

Ainda quanto ao tema a Cláusula Segunda, Quarta Subcláusula, dos contratos em apreço estipula que, para o exercício dos diferentes negócios relacionados com os serviços locais de gás canalizado, a ARSESP poderá exigir que as concessionárias constituam pessoas

jurídicas distintas, sempre que o referido órgão regulador entender necessário para a maior transparência dos negócios relativos a cada um desses segmentos.

Outro elemento de grande eficácia na garantia de competitividade no mercado de GN, especialmente em seu *downstream*, é a instituição de barreiras à integração vertical.

Nesse aspecto, novamente a legislação e a regulação paulista, refletidas nos contratos de concessão firmados entre aquele Estado e suas concessionárias de serviços locais de gás canalizado, constituem exceções no cenário nacional, trazendo regras que não se encontram em nenhuma outra legislação estadual, nem nos contratos de concessão vigentes nos demais Estados com o mesmo objeto.

Acerca da matéria, a Cláusula Décima Oitava dos contratos celebrados entre a ARSESP e as três concessionárias paulistas define que a concessionária não poderá fornecer a empresas controladas, controladoras ou coligadas, quantidade superior a 30% (trinta por cento) do volume total de sua aquisição de gás canalizado (ANP, 2004b)

Os contratos em tela contemplam ainda dispositivos no sentido de que as participações dos diversos agentes, vínculos e periodicidades, para os efeitos da citada Cláusula Décima Oitava, serão regulamentados pela ARSESP, devendo as concessionárias obedecer às restrições impostas, a qualquer tempo, pela legislação e pela regulação, à integração vertical dos negócios relacionados à prestação dos serviços locais de gás canalizado.

Os investimentos a serem realizados pelas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado também são matéria abordada nas leis, normas regulatórias e contratos das concessões respectivas.

Nos Contratos de Concessão do Grupo I, segundo a classificação da ANP (2004b), adotada neste capítulo, estipulam-se, com pequenas variações textuais, que as concessionárias promoverão às suas exclusivas expensas, todas e quaisquer obras, instalações de canalizações, redes e equipamentos, nas áreas cujos estudos de viabilidade econômica justifiquem a rentabilidade dos investimentos realizados, segundo taxas de retorno não inferiores a determinada média percentual anual segundo critérios de depreciação estabelecidos no próprio instrumento contratual, sem prejuízo da preservação da estabilidade jurídica e econômica do contrato, entendida esta como, basicamente, a justa retribuição do capital investido.

Alguns contratos de concessão estabelecem que determinados projetos da concessionária sejam implantados mesmo quando os estudos de viabilidade econômica não os recomendem, se o poder concedente considerá-los convenientes e oportunos para o

desenvolvimento social ou econômico do Estado. Nesses casos os recursos deverão ser aportados exclusivamente pelo referido concedente.

Segundo os contratos de concessão utilizados para as concessionárias incluídas no Grupo II da classificação da Agência Nacional do Petróleo (2004b), ou seja CEG e CEG-Rio, estas se obrigam a atender novos pedidos de fornecimento dos usuários, desde que comprovado relevante interesse público e garantia de retorno adequado aos investimentos que devam ser realizados.

No caso de negativa das concessionárias em atender as demandas dos usuários nas condições acima, o poder concedente poderá decretar a perda, pela empresa, da exclusividade contratual sobre a área objeto do requerimento, salvo se esta demonstrar que o não atendimento deve-se a compromissos anteriores de fornecimento de todo o gás adquirido a outros usuários.

Decretada a perda da exclusividade, o serviço poderá, a critério do poder concedente, ser prestado por terceiro, com base em nova concessão ou na subconcessão parcial da área na qual foi efetuada a solicitação, em condições equivalentes às aquelas oferecidas para as concessionárias originais, assegurando-se a estas últimas uma remuneração apropriada pela utilização de sua infra-estrutura.

Com relação aos contratos vinculados ao Grupo III da classificação da Agência Nacional do Petróleo (2004b), firmados pelas concessionárias paulistas, estas se obrigam a implantar novas instalações, bem como expandir e modificar aquelas que já existiam ao tempo da celebração dos contratos, com vistas a assegurar o atendimento à atual e futura demanda por gás em suas áreas de concessão.

Estipulam ainda os contratos que as concessionárias deverão ampliar suas instalações de movimentação de GN por solicitação devidamente fundamentada de qualquer interessado, desde que o projeto seja economicamente viável.

Caso a expansão não se mostre economicamente viável, permitir-se-á a participação financeira de terceiros na parcela economicamente inviável da obra, com base nas tarifas vigentes e na taxa de custo de capital fixada, de tempos em tempos, pela ARSESP.

Sobre a matéria de expansão das redes de movimentação de gás e da ampliação do atendimento aos usuários pode-se concluir, do exposto acima, que os contratos dos Grupos II e III revelam-se muito mais completos e minuciosos do que os contratos do Grupo I. Estes últimos não contemplam metas para a ampliação das redes nem para o aperfeiçoamento do atendimento aos diversos segmentos de usuários de gás.

Outra conclusão decorrente da exposição fática anterior é a necessidade de adequação dos instrumentos de outorga das concessões do Grupo I, de modo a que as concessionárias respectivas se sujeitem a metas de investimentos realistas, em troca da exclusividade para a prestação dos serviços locais de gás canalizado pelos longos prazos a que fazem jus.

A maioria dos contratos de concessão apresenta disposições muito genéricas no tocante à qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias, estipulando, em geral, que as mesmas deverão prestar serviço adequado, de conformidade com o previsto nas suas disposições e nas normas técnicas aplicáveis.

Destaque-se que as concessionárias signatárias dos contratos inseridos nos Grupos II e III da classificação da Agência Nacional do Petróleo (2004b) submetem-se, em virtude de cláusulas dos referidos instrumentos contratuais, a programas de qualidade detalhados nos próprios anexos.

Trata-se de mais um aspecto a ser objeto de reflexão nos Estados que ainda adotam o chamado “modelo de controle estatal”, ou Grupo I da classificação da Agência Nacional do Petróleo (2004b). Tais unidades federativas, especialmente pela falta de órgãos reguladores devidamente estruturados e aparelhados técnica e juridicamente para o exercício da regulação, deixam de adotar mecanismos que incentivem a melhoria da qualidade dos serviços locais de gás canalizado, tais como os indicadores técnicos e comerciais a serem atingidos pelas concessionárias.

A aquisição do gás pelas concessionárias é outra matéria que os contratos de concessão do Grupo I não abordam, pelo menos de forma sistemática. Em geral, não exigem que os contratos de compra do produto, assinados pelas respectivas concessionárias sejam previamente aprovados pelos órgãos reguladores estaduais.

Acredita-se que tal omissão se deva principalmente à já comentada deficiência de capacitação dos órgãos reguladores dos Estados, cujos contratos encontram-se no Grupo I para a análise econômica, jurídica e regulatória dos contratos de compra de gás pelas concessionárias, avaliando sua adequação às condições da concessão, especialmente quanto às suas repercussões na estrutura tarifária.

Exemplo dessa omissão regulatória reside na circunstância de que, geralmente, os contratos de concessão do Grupo I garantem o repasse automático do preço do gás comprado pela concessionária aos usuários, sem qualquer limitação ou análise crítica.

Os contratos de concessão dos Grupos II e III, por outro lado, contém algumas regras relativas ao tema. O parágrafo 15º da Cláusula Sétima dos contratos de concessão celebrados, no Estado do Rio de Janeiro, dispõe que a agência reguladora poderá limitar a transferência

aos consumidores de aumentos de custos no gás adquirido pela concessionária, caso haja mais de um fornecedor do produto e se verifique que os preços acordados entre a concessionária e um fornecedor específico excederam àqueles negociados por outras concessionárias em situação que a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA considere equivalente.

Os contratos de concessão firmados no Estado de São Paulo tratam a questão do preço de aquisição do gás pelas concessionárias de modo mais minucioso. Esses contratos, inclusos nos Grupo III da classificação da ANP (2004b) estabelece que as referidas empresas submetam todos os contratos de compra de gás, de transporte do produto, bem como os respectivos aditamentos, à prévia e expressa aprovação da ARSESP.

Prevêem ainda esses contratos que o órgão regulador em apreço pode restringir os repasses dos preços de aquisição do gás e do transporte aos usuários quando tais preços se mostrarem excessivos a partir da análise de variáveis como o custo e as condições das alternativas viáveis de suprimento e os preços de compra do gás e os respectivos repasses aos usuários praticados por outras concessionárias de serviços locais de gás canalizado, inclusive as de outros Estados.

Em que pese a obrigação de submeter os contratos de compra de GN à ARSESP, os contratos de concessão paulistas prescrevem, na Cláusula Vigésima Primeira, que as concessionárias deverão

considerar que a homologação dos contratos de comercialização futuros pela CSPE não implicará qualquer salvaguarda ou concordância quanto aos riscos comerciais envolvidos nos valores referentes a pagamento compulsório pelo transporte e pelo gás (cláusulas “*ship or pay*” ou “*take or pay*”) e prazos de fornecimento envolvidos.

Outra matéria de alta relevância para a manutenção dos serviços adequados pelas concessionárias estaduais dos serviços locais de gás canalizado é a que concerne às revisões tarifárias geralmente previstas nos contratos de concessão. A inclusão, nesses contratos, de dispositivos que salvaguardem a efetividade das tarifas para a equação econômico-financeira dos pactos obedece, na verdade, aos princípios e aos ditames da legislação de Direito Civil.

O equilíbrio econômico-financeiro das obrigações recíprocas objeto dos ajustes em geral é princípio civilista milenar, recepcionado por todos os sistemas jurídicos ocidentais, em especial os dois sistemas basilares: o anglo-saxão e o romano-germânico, sendo este último o alicerce do arcabouço jurídico-legislativo brasileiro.

Tanto é assim que o Código Civil Brasileiro de 2002, alinhando-se com o código anterior, com a jurisprudência, os usos e os costumes adotados no país consagra a

possibilidade de os contratos poderem ser resolvidos quando uma das partes fica excessivamente onerada. Trata-se do Art. 478, o qual se transcreve a seguir:

Nos contratos de execução continuada ou diferida, se a prestação de uma das partes se tornar excessivamente onerosa, com extrema vantagem para a outra, em virtude de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, poderá o devedor pedir a resolução do contrato. Os efeitos da sentença que a decretar retroagirão à data da citação.

As revisões tarifárias diferem profundamente dos reajustes tarifários, também previstos nos contratos de concessão de serviços locais de gás canalizado de modo geral. Estes últimos se destinam tão simplesmente a repor o valor da tarifa em decorrência, basicamente, da variação dos índices inflacionários e do preço do gás.

A revisão tarifária, de outro lado, preocupa-se com a recolocação da tarifa em valores equivalentes aos que serviram de base para o cálculo do retorno do investimento da concessionária que inicialmente a motivou a assumir a concessão. Leva em consideração não apenas as variações inflacionárias ou o custo do produto; vai muito mais além, avaliando as eventuais perdas da concessionária nas margens da empresa como consequência do custo do capital, dos custos operacionais, da depreciação dos ativos, das despesas com aumento de produtividade e com a modernização dos serviços.

Nessa matéria, nos contratos do Grupo I, as tarifas têm normalmente revisões anuais que contemplam as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos.

Há, contudo, previsão de revisões em períodos inferiores a um ano se constatado risco para o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, segundo parâmetros de forma e prazos necessários para evitar danos decorrentes de eventual defasagem tarifária.

Ainda no concernente aos contratos do chamado “modelo de controle estatal”, os reajustes das tarifas podem ocorrer a qualquer tempo, sempre que os critérios, os parâmetros e a fórmula utilizados para a sua fixação tornem-se desfavoráveis à viabilidade econômica dos investimentos e da atividade das concessionárias ou à obtenção, pelas mesmas, da remuneração prevista no contrato de concessão para os investimentos realizados. (ANP, 2004b).

Nos contratos de concessão do Estado do Rio de Janeiro, sob o gerenciamento regulatório da AGENERSA, e que fazem parte do Grupo II da classificação da ANP (2004b), os reajustes das tarifas se dão em períodos anuais, pela variação do IGP-M17 e as revisões tarifárias ocorrem quinquenalmente, com base no custo dos serviços, aí incluída a remuneração do capital. Também são levados em consideração estímulos à elevação da eficiência operacional e da produtividade da empresa concessionária.

No Estado do Rio de Janeiro, para fazerem jus às revisões tarifárias, as titulares das concessões dos serviços locais de gás canalizado devem remeter à AGENERSA, no penúltimo semestre de cada quinquênio de vigência do respectivo contrato, proposta de revisão do valor teto das tarifas e da estrutura tarifária, para vigorarem no quinquênio contratual posterior.

Há, igualmente, a possibilidade de revisão desses limites das tarifas, para mais ou para menos, quando os custos de aquisição do gás experimentam oscilações. Nessa hipótese a concessionária deve apresentar à AGENERSA a estrutura tarifária ajustada, podendo aplicá-la desde logo, dando ciência aos usuários e à própria agência reguladora.

Mencionem-se, finalmente, sobre o tema das tarifas, os contratos de concessão firmados no Estado de São Paulo (Grupo III da classificação da ANP – 2004b). Esses ajustes determinam revisões tarifárias também ao final de períodos de cinco anos. Essas revisões englobam o nível, a estrutura e as alterações de segmentos e classes das tarifas vigentes.

O objetivo das revisões em tela é fazer com que as tarifas reflitam com a maior exatidão possível, as alterações dos custos de capital e do custo operacional da concessionária, bem como da estrutura de mercado, dos investimentos em expansão do sistema, do aumento da produtividade e das mudanças tecnológicas (ANP, 2004b).

Independentemente das revisões tarifárias quinquenais a ARSESP pode, segundo os contratos de concessão, revisar as tarifas a qualquer tempo para restabelecer equilíbrio econômico-financeiro dos mesmos, caso se verifiquem oscilações significativas nos custos das concessionárias, sem prejuízo dos reajustes e revisões periódicos neles previstos.

Concluindo o estudo do tema das tarifas, seus reajustes e revisões, no âmbito das concessões dos serviços locais de gás canalizado, pode-se dizer que os Contratos do Grupo I, não incentivam a redução de custos e garantem uma remuneração fixa às concessionárias, sem que as respectivas estruturas de capital e custos de oportunidade sejam levados em conta.

Considera-se adequada, no caso dos contratos de concessão do Grupo I, uma criteriosa reavaliação da estrutura e do sistema de reajustes e revisões tarifárias, de modo que se criem mecanismos de estímulo ao aumento da eficiência e da produtividade das concessionárias, refletindo de maneira justa e equânime as eventuais alterações dos custos de capital, dos custos operacionais, das estruturas de mercado, dos investimentos na expansão da infraestrutura e das mudanças tecnológicas.

5 CONFLITOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

Tendo como fundamento as experiências internacionais e as legislações nacionais analisadas nos capítulos 3 e 4 deste trabalho, propõe-se agora um estudo dos conflitos gerados no ambiente da indústria e dos negócios com GN no Brasil, tendo como pano de fundo as já apontadas dificuldades em delimitar as áreas de abrangência dos monopólios federal e dos Estados instituídos pela Constituição Federal, respectivamente, a montante e a jusante da cadeia econômica relacionada com a produção, transporte e distribuição do produto.

Grau (2002) identifica um dos aspectos mais sensíveis dessa diversidade de tratamento legal, ao destacar que a exploração do transporte dutoviário do GN é atividade econômica em sentido estrito atribuída pela Constituição Federal à União, em regime monopolista, ao passo que os serviços locais de gás canalizado, ou a distribuição, no jargão da IGN, é serviço público colocado constitucionalmente na competência dos Estados-membros.

A Lei nº 11.909/09, Lei do Gás, veio dar importantíssima e fundamental contribuição para amenizar tais conflitos. Há, contudo, um inevitável hiato de efetividade entre a Lei em tese e a sua transposição para a realidade, com a concreta incidência de seus dispositivos às situações de fato que busca contemplar.

A Lei do Gás resolve, em tese, a maior parte dos contenciosos que vinham se verificando entre os diversos agentes da IGN. Chega mesmo a consagrar situações fáticas consolidadas e validadas pelo tempo, declarando válidos atos jurídicos perfeitos e direitos adquiridos, em franca redundância com o texto constitucional que já consagra o respeito a situações jurídicas pretéritas legítimas, consagradas e produtoras de efeitos jurídicos.

Contudo, é necessário admitir que, no caso em estudo, o que abunda efetivamente não prejudica, razão pela qual até se festeja o excesso de cuidado do legislador, para que não parem dúvidas acerca da legitimação dos atos e fatos passados aos quais o legislador, reconhecendo a potencialidade conflituosa, visa dar legitimidade jurídica.

Não poderia a Lei e, com efeito, não o fez, prever toda a infinidade de ações e fenômenos sociais e econômicos que derivam das atividades inerentes à IGN. Assim sendo, há ainda alguns aspectos dos negócios dessa indústria que deverão, a partir das normas da Lei do Gás, ser objeto das regulações federal e dos Estados, conforme as respectivas competências, de maneira a conceder efetividade e executoriedade aos dispositivos da Lei geral, cabendo também, aos órgãos reguladores das diversas entidades federativas envolvidas, cooperar no sentido de estabelecer fóruns de debate e solução negociada dos eventuais novos conflitos de competência que possam resultar das ações dos agentes da IGN.

Magnago (2004, p.35) ressalta esse aspecto ao asseverar a necessidade de cooperação entre as agências reguladoras das diversas esferas estatais, anotando ser imprescindível um trabalho conjunto dessas entidades no sentido de buscar uma adequada regulação da indústria brasileira do GN, que classifica de emergente, de modo a evitar “que nas fronteiras de competência exista a possibilidade de dupla regulação”.

Nas seções que se seguem, busca-se entender a importância da correta delimitação entre as competências das duas esferas federativas em matéria de GN como elemento básico para a expansão da IGN, dada a necessidade de construir um ambiente legal e regulatório estável e confiável, de modo a atrair investidores e capitais consistentes e intensivos para os negócios inerentes a essa indústria.

Ainda neste capítulo serão abordados alguns casos que já se tornaram emblemáticos e referenciais das dúvidas que o mercado de GN e seus agentes vêm enfrentando no que concerne à competência da União e dos Estados para legislar e regular as diversas etapas da cadeia econômica gerada pelas atividades relativas ao GN.

5.1 DELIMITAÇÃO DA FRONTEIRA ENTRE AS COMPETÊNCIAS FEDERAL E ESTADUAL

Na maior parte dos países a tarefa de legislar e regular a IGN é de competência dos entes nacionais. Essa orientação parece ser decorrência não apenas das estruturas políticas e econômicas de cada país, mas também das extensões territoriais de cada um deles. Significa dizer que elementos, como a divisão política dos países, o grau de autonomia de cada uma das entidades políticas em que é dividido e o tamanho do território que o país ocupa, influenciam a distribuição das competências em matéria regulatória.

Em princípio, não seria econômico um país com pequena extensão territorial dividir competências regulatórias entre um ente nacional e entes regionais, já que as redes dutoviárias de transporte e de distribuição, dadas as suas reduzidas extensões, quase que se confundiriam.

Pinto Jr. e Fiani (2002, p.541) afirmam que “a indústria de gás é uma ilustração típica das indústrias de rede, especialmente pelas características de monopólio natural dos segmentos de transporte e distribuição”. Essa peculiaridade é o que, em última análise, determina a necessidade de regulação estatal como amenizadora dos potenciais efeitos nocivos dos monopólios das atividades de transporte e distribuição de GN, atividade regulatória esta que pode ser conduzida por um único organismo estatal, sem qualquer

inconveniente de ordem teórica, assim como se dá no setor elétrico brasileiro, em que toda a cadeia é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Como se afirmou acima, outros fatores de natureza prática, como as diversas conformações políticas e econômicas é que vão determinar a multiplicidade ou não de reguladores. Há países de consideráveis extensões territoriais com um único regulador, como Espanha, Bolívia, Argentina e Rússia; outros, como Canadá, Estados Unidos e Brasil contam com reguladores de âmbito federal e regional, nas províncias ou estados.

Os países de território reduzido têm como traço comum, neste particular aspecto, a unicidade de reguladores para a IGN.

Vale destacar que, como se afirmou inicialmente, a existência ou não de vários reguladores para uma única indústria de rede em um determinado país, não é matéria influenciada apenas por fundamentos de ordem teórico-doutrinária. Se considerado apenas essa fundamentação chegar-se-ia, muito provavelmente, à conclusão de que a unicidade é mais adequada, para manter uma coerência e uma correta coordenação entre as regulações dos diversos segmentos da cadeia econômica do GN.

Há também, como asseverado antes, razões de ordem política a informar a orientação adotada em cada país. Nos Estados Unidos, por exemplo, a diversidade de reguladores parece ser fruto da extraordinária autonomia dos Estados no sistema federativo lá adotado. As unidades da federação gozam de uma quase-soberania. Só não são soberanas porque pelo acordo federativo que resultou nos Estados Unidos, abriram mão da soberania em favor da União. Seu grau de autonomia é, contudo, notável como se constata da competência legislativa de cada Estado que atinge ramos do Direito como o Penal e o Comercial que, principalmente nos países de tradição jurídica romano-germânica, são tradicionalmente de competência do ente central.

O próprio Brasil adota, para outra indústria de rede, a de energia elétrica, a unicidade de ente regulador, recaindo na União Federal a competência para legislar e regular toda a cadeia econômica, desde a produção até a distribuição, inclusive a domiciliar.

No tocante à IGN, contudo, assim como os Estados Unidos, o Brasil apresenta particularidades quanto a esta atribuição, uma vez que a mesma encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual. A diferença notável reside no fato de que o nosso legislador constitucional originário instituiu dois monopólios legais, um para o *upstream* outro para o *downstream* do GN, além do monopólio natural das redes de transporte e distribuição. Nos Estados Unidos, há apenas competência regulatória dos monopólios

naturais para a União no *upstream* e para os Estados no *downstream*, mas não monopólio legal de qualquer das atividades econômicas inerentes a qualquer segmento desses negócios.

Costa (2007) destaca que o cenário legislativo da IGN no Brasil, além de extremamente complexo, não encontra similar em outros países. A convivência do regime de atividade econômica com o de serviço público, segundo a autora, exige sabedoria por parte dos legisladores e das agências reguladoras na construção do arcabouço legal e regulatório do setor de GN no País.

A dicotomia das responsabilidades legislativas e regulatórias sobre a IGN brasileira tem gerado conflitos de competência entre a União e os Estados brasileiros, sobretudo devido à inexistência de uma fronteira bem delimitada entre as atividades de transporte e distribuição.

Embora a distribuição de gás canalizado seja implicitamente entendida como a movimentação realizada a partir dos pontos de entrega dos gasodutos de transporte, *city gates* no jargão da IGN, até os usuários do produto, não existe uma lei que institua uma definição técnica desse conceito.

A Constituição Federal e a Lei nº 9.478/97 (conhecida como Lei do Petróleo) trazem definições pouco esclarecedoras e até um tanto contraditórias.

Já se disse neste trabalho que a expressão “serviços locais de gás canalizado”, mencionada tanto na Carta Magna como sendo monopólio dos Estados, é usada na Lei do Petróleo não como um instituto, mas como definição do instituto que a Constituição consagrava anteriormente à Emenda nº 5/95: a distribuição de GN.

Verifica-se, portanto, que a nossa legislação, tanto constitucional quanto infra-constitucional, à parte ser muito confusa, é bastante vaga quanto aos limites entre os dois monopólios, da União e dos Estados, em matéria de GN, perenizando as dúvidas conceituais quanto às fronteiras entre as competências das duas esferas de poder federativo, o que vem dando margem a interpretações diversas.

É verdade que, como se constatará adiante, o advento da Lei nº 11.909/09 contribuiu notavelmente para o esclarecimento de algumas das perplexidades advindas da incoerência e lacunosidade da nossa legislação relativa à IGN. Entretanto, mesmo com a nova Lei, persiste a necessidade de elaborar-se uma definição precisa do que sejam os “serviços locais de gás canalizado”, tarefa que os autores do diploma legal em apreço não souberam ou não quiseram enfrentar.

A precisa definição legal dos “serviços locais de gás canalizado” abriria campo para uma série de outras normatizações relacionadas com a IGN, como os critérios de classificação dos gasodutos de transporte e distribuição as quais, sem dúvida, confeririam a essa indústria a

saudável e necessária estabilidade jurídica, tão reivindicada e, efetivamente indispensável à atração de capitais para os investimentos imprescindíveis à sua expansão.

Esse aspecto da classificação dos gasodutos de transporte e distribuição parece ser de capital importância no estabelecimento dos limites entre as competências federal e dos Estados. Isto porque, a par da definição jurídica dessa fronteira, há uma inegável delimitação física entre tais esferas de competência que consiste exatamente em estipular em que ponto da rede os dutos se dividem em transporte e distribuição ou sob quais características técnicas, um gasoduto é considerado de transporte ou de distribuição.

Será possível constatar adiante neste trabalho que a maioria dos conflitos entre agentes da IGN, judicializados ou não, envolvem, de um modo ou de outro, a ausência de uma perfeita definição desse limite físico entre a competência da União e a dos Estados em matéria de GN, ou seja, o lugar da rede dutoviária ou as características dos dutos que indicam onde termina o monopólio da União e começam os dos Estados.

A advertência de Barroso Neto (2008, p.78) é digna de nota. No dizer do autor

não é saudável, para a indústria de gás natural e para a sociedade, a manutenção dos atuais e elevados riscos regulatórios e judiciais no setor, incertezas que têm o condão de mitigar os investimentos e a eficiência da indústria.

5.2 OS CONFLITOS REGULATÓRIOS E JUDICIAIS

A repartição de competências criada pela Constituição Federal no tocante à IGN proporcionou, desde a sua edição e, especialmente a partir da Emenda nº 9/95, que flexibilizou o monopólio do petróleo, uma série de debates acerca do limite entre as competências da União e dos Estados em matéria de GN.

É notável que apenas em relação a este hidrocarboneto o legislador haja instituído a dupla competência. Essa orientação não foi adotada relativamente aos hidrocarbonetos líquidos e seus derivados. Poder-se-ia explicar a postura legislativa pelo fato de o transporte e a distribuição dos derivados, especialmente a distribuição, não se dar de maneira tão extensiva quanto no caso do gás, por meio dutoviário e, portanto, não constituírem uma indústria de rede na acepção científica do termo.

Entretanto, mesmo para uma indústria de rede típica, como a dos serviços de eletricidade, o constituinte eximiu-se de duplicar competências, deixando-as, tanto a legislativa quanto a regulatória, nas mãos exclusivas da União Federal. Essa diretriz é a que parece mais racional. Trata-se de uma cadeia econômica única, lidando com um único produto

e com redes de movimentação desse produto que, se tecnicamente encerram diferenças, são absoluta e inevitavelmente complementares e dependentes umas das outras.

É interessante observar que a lógica econômica do setor elétrico brasileiro acabou por assemelhar-se significativamente da que preside a cadeia econômica do GN: a produção de energia elétrica (ou geração, no dizer do jargão setorial), é atividade econômica, com preços livres; o transporte e a distribuição são serviços públicos tarifados; e a comercialização, para determinados segmentos de usuários, notadamente os de grandes quantidades, é atividade econômica livre, enquanto que para os segmentos de pequenos usuários (residenciais, comerciais etc) é serviço público também tarifado.

Nesse cenário há um único regulador: a União Federal, a qual, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, regula e fiscaliza toda a cadeia.

Os conflitos regulatórios existentes são em geral resolvidos no âmbito do órgão regulador, de forma negociada. Os contenciosos de que se tem notícia, no âmbito da indústria da energia elétrica, referem-se a divergências entre os seus agentes, de ordem comercial ou relativas à atuação do órgão regulador sem que se tenha ciência de conflitos judiciais de vulto com questionamentos, pelo menos de amplitude significativa, acerca do modelo legal e regulatório em vigor.

Para a IGN, por outro lado, o constituinte adotou orientação completamente diversa daquela aplicada ao setor elétrico: ao invés de consolidar a unicidade da competência para legislar e, notadamente regular as atividades desta indústria de rede em um só ente da Federação, preferiu distribuí-las entre dois entes federativos sem, contudo, criar as regras de coordenação entre as leis e normas regulatórias que viriam a emanar de um e de outro.

Nessa linha de raciocínio, Loss (2007, p.190) aduz que a “análise histórica [...] leva à conclusão de que a questão energética sempre foi vista como um interesse nacional a ser administrado, se não exclusivamente, primordialmente pela União Federal”.

Essa estrutura levou a uma situação em que, embora não consideráveis em termos quantitativos, os litígios mais importantes envolvendo os agentes da IGN se baseiam na diversidade de opiniões acerca do alcance dos poderes legislativos e regulatórios conferidos à União e aos Estados. Nesses contenciosos, tanto administrativos quanto judiciais, discutem-se os próprios fundamentos da delimitação entre as competências da União e dos Estados e os elementos que poderiam instituir tais limites.

Tratam os litigantes, portanto, de buscar uma solução judicial ou administrativa para suprir uma lacuna legal. Criticando essa orientação, Costa (2009, p.299) comenta, a respeito

daquela que talvez seja a ação judicial⁵ mais importante hoje em curso sobre a matéria que aqui se aborda e que tramita no Supremo Tribunal Federal:

com o desenrolar desta ação se espera, incorretamente, que o Poder Judiciário seja o Legislador de questões que fazem parte do Pacto Federativo, e, que estão no alcance de solução pelos órgãos do Poder Legislativo Federal, incluindo aí o Senado que representa os Estados Federados. Desta forma, opina-se no sentido de considerar o Poder Judiciário como o pior legislador ou regulador porque sabidamente não tem todos os elementos de decisão que os outros poderes possuem. Para essa solução, melhor seria um processo que poderia advir da convergência de interesses que permeia todos os entes da Federação nessa indústria do gás natural.

A multiplicidade de entes reguladores numa indústria de rede, independentemente dos conflitos entre essas entidades, gera o que Loss (2007) chama de “risco regulatório”. Esse elemento é, ainda no dizer do autor, causa de aumento dos custos dos projetos relacionados com as atividades inerentes à IGN.

Ainda nessa esteira afirma Loss (2007) que a insegurança jurídica, (atraindo riscos e afastando investimentos), não consiste, em matéria de GN no Brasil, apenas na incerteza quanto às competências legais e regulatórias dos entes federados, mas também na falta de tradição brasileira em matéria regulatória.

Para ilustrar as divergências que vêm se verificando entre os agentes da IGN brasileira e que deságuam nas instâncias administrativas e judiciais serão analisados, nos capítulos que se seguem, duas ordens de disputas que se encontram em pleno desenvolvimento, com processos administrativos e judiciais em curso e que, conforme se crê, refletem, traduzem e resumem, com eficiência, os inconvenientes de legislações e regulações lacunosas e descoordenadas, fundamentos e pano de fundo ideal para a instabilidade jurídica de que se falou acima e catalisadores da insegurança jurídica que gera os riscos regulatórios que afastam investimentos e impedem a IGN de expandir a ritmo mais acelerado no Brasil.

Trata-se adiante, dos litígios entre agentes da IGN concernentes à classificação e reclassificação de gasodutos de transporte em gasodutos de transporte em sentido estrito ou gasodutos de transferência, e à competência regulatória para definir se um determinado gasoduto é de transporte ou de distribuição.

Os debates acerca desses temas reforçam a idéia de que o elemento central para a delimitação da fronteira entre a competência legal e regulatória da União e dos Estados reside no estabelecimento de marcos físicos tecnicamente e objetivamente identificáveis ou juridicamente insofismáveis.

⁵ Reclamação 4210 – STF.

Os casos em estudo nas seções seguintes foram selecionados porque são os processos administrativos e judiciais que, identificados em pesquisa documental e bibliográfica refletem e, portanto, ilustram o objeto deste trabalho.

Trata-se de litígios entre agentes da IGN cujos fundamentos residem na ausência de uma adequada estrutura legal e regulatória para o setor gasífero, levando a discussões acerca de definições impossíveis de serem construídas sem a interferência dos legisladores e dos reguladores, posto que dependentes de elaboração fundamentada em critérios técnicos e jurídicos objetivos.

A ausência dessas definições leva a que tais critérios acabem repousando na subjetividade de órgãos administrativos e judiciais sem qualquer aparelhamento técnico e conhecimento regulatório para erigir um sistema que conceda estabilidade aos agentes econômicos envolvidos na IGN.

O estudo dos casos em apreço permite uma análise crítico-dialética do objeto pesquisado, pois revelam, na dinâmica processual administrativa ou judicial, as causas e as consequências das lacunas deixadas pela legislação do setor de GN brasileiro e respectiva regulação.

5.2.1 Reclassificação do Gasoduto Atalaia-Fafen

Conforme se infere do relatado pela ANP (2009), em 1º de junho de 2004, a SERGIPE GÁS S.A. – SERGÁS, concessionária dos serviços locais de gás canalizado no Estado que sua denominação social indica, encaminhou o Ofício àquele órgão regulador solicitando esclarecimentos quanto à classificação como duto de transferência do Gasoduto Atalaia-FAFEN, de propriedade da Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.

Alegava ainda a SERGÁS que o gasoduto ao qual se referia não seria de interesse exclusivo e restrito da PETROBRAS, pois a própria concessionária estadual fornecia gás canalizado para alguns de seus clientes a partir de dois *city gates* instalados no mesmo.

Os argumentos da distribuidora sergipana se alicerçavam nos dispositivos do Artigo 6º, Incisos VII e VIII, da Lei nº 9.478/97, os quais definem como transporte a “movimentação de petróleo e seus derivados ou GN em meio ou percurso considerado de interesse geral”, e a transferência como sendo a “movimentação de petróleo, derivados ou GN em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades”.

A partir do ofício da SERGÁS, um processo administrativo foi aberto no âmbito da ANP. Fiel aos princípios constitucionais do contraditório e da ampla defesa, a agência reguladora concedeu à PETROBRAS o direito de aduzir suas razões, como interessada direta no requerimento apresentado pela empresa sergipana.

A PETROBRAS apresentou uma série de argumentos para a manutenção da classificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transferência. Destacam-se, dentre tais fundamentos, os que parecem constituir os mais importantes ou consistentes da sustentação das razões da petroleira.

Inicialmente a PETROBRAS argumentou que, na verdade, não existia interesse, manifestado ou comprovado, da SERGÁS, nem de qualquer terceiro, na utilização do gasoduto Atalaia-FAFEN. Invocou o Artigo 59 da Lei nº 9.478/97 segundo o qual

os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

Como não havia comprovado interesse de terceiros na utilização do duto, conforme quer a lei, não era permitido à ANP iniciar procedimento para reclassificar o gasoduto de transferência Atalaia-FAFEN para gasoduto de transporte, aduzia a PETROBRAS.

Também, segundo a empresa, o gasoduto Atalaia-FAFEN atende exclusivamente aos interesses internos da PETROBRAS para suprimento de GN a uma unidade industrial de sua propriedade, a FAFEN e para atendimento às obrigações comerciais da companhia derivadas do contrato de fornecimento de GN celebrado entre ela e a SERGAS.

Não se tinha notícia, ainda segundo a PETROBRAS, de qualquer terceiro que reivindicasse a necessidade física de utilizar o gasoduto Atalaia-FAFEN para movimentação de seu próprio GN. Afirmou ela em sua defesa, ainda, que só havia um produtor de GN carregando o produto na entrada do gasoduto: ela própria, e que tal gasoduto não se interligava a nenhum outro sistema dutoviário que pudesse transportar gás de terceiros.

A PETROBRAS enfrentou também o argumento da SERGAS segundo o qual a utilização do Gasoduto Atalaia-FAFEN configura-se como circulação, consumo ou retirada do gás do comércio, indicando ser impossível retirar do comércio o que ainda não entrou em circulação. Só a partir dos pontos de entrega, segundo a PETROBRAS, ocorre a comercialização do gás, com a “distribuição” aos “destinatários finais”. A movimentação de gás ao longo do duto objeto do processo implicava no transporte, por empresa autorizatória da União, de bem de sua titularidade, por seus próprios meios, sem que em nenhum momento se ocorresse qualquer relação comercial com terceiros. Assim sendo, sustentou a PETROBRAS,

aquela movimentação de gás não constituía serviço, nem fornecimento, mas apenas movimentação para utilização de insumo numa etapa de produção de uma cadeia industrial interna à própria empresa.

A PETROBRAS destacou também inexistir qualquer dispositivo legal ou regulatório indicando que o marco operacional e jurídico para a atuação dos Estados, ou de suas concessionárias de serviços locais de gás canalizado, sejam os *city gates*.

Conforme as argumentações apresentadas pela estatal federal, a situação seria diferente se o gás movimentado no gasoduto em apreço fosse de propriedade da SERGAS, ou se as unidades Atalaia e FAFEN não fossem, ambas, ativos da própria PETROBRAS.

A esses fundamentos a concessionária sergipana retrucou afirmando que a PETROBRAS exerce todas as atividades integrantes da cadeia econômica do GN, invadindo a competência constitucionalmente conferida aos Estados quanto aos serviços locais de gás canalizado, pois movimenta o produto por meio de canalização em direção a usuário final.

Alegou também a distribuidora de Sergipe que a PETROBRAS estaria atuando como transportadora e carregadora, ao mesmo tempo, usando o Gasoduto Atalaia-FAFEN para atender tanto a contratos de compra e venda de gás como para interligar-se às instalações da própria SERGÁS.

A Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP (SCM/ANP) elaborou, em 23 de dezembro de 2004, a Nota Técnica nº 007/2004-SCM, designada "Considerações Finais acerca do Processo de Reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como Duto de Transporte". O documento em destaque foi favorável à reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transporte. A decisão da ANP se alicerça em uma série de argumentos que serão resumidos a seguir.

Inicialmente o regulador federal aduz que, para proceder à reclassificação do gasoduto em tela para duto de transporte, é preciso ter em conta que as classificações em vigor foram realizadas em 1998, ano em que a agência iniciava suas atividades.

Na ocasião havia urgência para autorizar a operação das instalações de transporte dutoviário de GN que estavam em funcionamento anteriormente à vigência da Lei do Petróleo e, portanto, os atos de classificação editados pelo ente regulador se basearam em informações apresentadas pela própria PETROBRAS e se limitaram a avaliar as condições técnicas de operação das mencionadas instalações. Desse modo algumas das classificações vigentes são passíveis de reclassificação, para se adequarem às definições legais.

A classificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN, feita em dezembro de 2002 com os dados fornecidos pela PETROBRAS ilustraria um desses casos e necessitava adequar-se às definições constantes do Artigo 6º da Lei do Petróleo já transcrito acima.

Aduzia ainda a agência, na Nota Técnica nº 007/2004-SCM aqui analisada, que não há diferença física ou técnica entre as atividades de transporte e de transferência, pois ambas são definidas como “movimentação de petróleo, seus derivados ou gás natural”. A efetiva diferença, segundo o regulador, reside em uma avaliação qualitativa do modo pelo qual são usadas as instalações respectivas em determinado momento do tempo. Assim, a avaliação técnica da matéria submetida ao crivo da entidade reguladora deveria submeter-se ao significado da expressão “meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades”, constante do Artigo 6º, Inciso VIII, da Lei nº 9.478/97.

A classificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como instalação de transferência sustentava-se, de acordo com a fundamentação da ANP, no argumento de que o interesse nelas está associado à intenção de movimentar pelo duto o gás de propriedade exclusiva do interessado.

Sustentou o regulador que a rede dutoviária para movimentação de GN seria infraestrutura básica do País e que, neste sentido, toda a malha de gasodutos é de “interesse geral”, isto é, de interesse das concessionárias estaduais dos serviços locais de gás canalizado e dos usuários finais do produto. Assim, toda aquela rede de instalações de movimentação de GN, segundo a ANP, deveria ter uma única classificação, a de transporte, como ocorre em diversos países do mundo.

A definição de “transferência”, consagrada pela Lei do Petróleo seria, no dizer da agência reguladora federal, uma exceção à classificação generalizada das instalações como sendo de transporte, em sentido estrito, apenas para atender situações excepcionais em que a utilização de determinados dutos interesse exclusivamente aos seus proprietários e usuários, em especial sob condições de mercado que revelam a presença de um agente amplamente dominante como no âmbito do Brasil ocorre com a PETROBRAS.

Entendeu a ANP que o interesse no Gasoduto Atalaia-FAFEN não se limitava à utilização direta do serviço de transporte pela PETROBRAS, pois o mesmo serve também à SERGÁS, a qual faz uso de dois pontos de entrega (*city gates*) os quais constituiriam, ainda de acordo com o regulador federal, as únicas fontes para o recebimento do GN necessário para o atendimento aos seus compromissos comerciais face aos seus clientes, o que justificaria o interesse da distribuidora na utilização do gasoduto.

Neste ponto vale uma observação acerca da fragilidade do argumento usado pela ANP para fundamentar o interesse da concessionária na “utilização” do gasoduto, sem que a mesma tenha ou pretenda ter contratado, com o proprietário da instalação, o transporte de gás de sua propriedade. O regulador afirma, em sua Nota Técnica, como se verificou acima, que aquele específico gasoduto seria a única alternativa para a distribuidora ser suprida com o produto de que necessita para dar cumprimento aos seus compromissos com os usuários dos serviços públicos de gás canalizado a que está obrigada em virtude da concessão a ela outorgada.

Essa alegação não se sustenta pois, como a própria SERGÁS e a ANP reconhecem, ao longo de todo o processo administrativo em apreço, o contrato de compra e venda de gás para suprimento da distribuidora tem como partes a PETROBRAS e a SERGÁS. O objeto dessa contratação é a venda, pela primeira, e a compra, pela segunda, do produto GN. Não é objeto do contrato, nem seria razoável supô-lo, a forma como a entrega do gás se dará. A obrigação da vendedora é, tão somente, disponibilizar determinados volumes de GN, nas condições de especificação ditadas pela ANP, em determinado local da rede da distribuidora, de modo que esta possa atender seus clientes.

É, portanto, totalmente indiferente para a distribuidora, o modo como a vendedora do gás que comprou vai fazê-lo chegar ao ponto de entrega acordado entre as partes. Assim sendo, poder-se-ia argüir que, em caso de inoperância do duto, a vendedora do gás estaria impedida de continuar cumprindo a obrigação de entrega por meio, por exemplo, de um terminal de descompressão ou de regaseificação, colocado em um ponto da rede da distribuidora que lhe fosse interessante, e transportando o produto em carretas-feixe, na forma de GNC ou de GNL.

Demonstra-se, desse modo, que o transporte dutoviário não é a única modalidade de movimentação de GN que permitiria o atendimento da demanda da distribuidora, jogando por terra o argumento de que haveria interesse da distribuidora na utilização dos dutos de transporte, derivado do contrato de compra e venda de gás com o seu supridor, este sim, carregador do duto e, portanto, interessado em ter acesso a ele.

Voltando aos fundamentos da ANP para sustentar a reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transferência, aduzia a agência, na Nota Técnica aqui examinada que, adotada a lógica da posição favorável à manutenção do gasoduto em tela como instalação de transferência, não haveria nenhum gasoduto classificado como instalação de transporte no Brasil, pois apenas a PETROBRAS movimenta o produto no País até os pontos de entrega às distribuidoras.

Na opinião da ANP, a FAFEN, unidade produtora de fertilizantes, independente de ser de propriedade da PETROBRAS, é uma usuária final de GN, localizada na área de concessão da SERGÁS, fato que seria suficiente para alicerçar a reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transporte.

Em 13 de janeiro de 2005 o Superintendente da SCM/ANP expediu o Despacho nº 16, publicando a decisão de reclassificar o Gasoduto Atalaia-FAFEN. A PETROBRAS interpôs recurso administrativo contra tal decisão. Em 18 de fevereiro de 2005, quando a Diretoria Colegiada da ANP decidiu não acolher o recurso interposto pela PETROBRAS, mantendo a decisão de reclassificar o Gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transporte.

No dia 18 de maio de 2005 a PETROBRAS ajuizou uma Ação Cautelar Inominada com Pedido de Liminar em Caráter de Urgência, requerendo à Justiça Federal do Rio de Janeiro medida liminar para sustar os efeitos do ato da ANP que determinou a reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN e ordenando que a agência se abstinhasse de aplicar sanção à PETROBRAS em decorrência desse fato até o julgamento da ação principal que seria oportunamente proposta;

O Juiz da 20ª Vara Federal do Rio de Janeiro deferiu, em 24 de junho de 2005, a liminar demandada pela PETROBRAS, para sustar os efeitos do ato da ANP que determinou a reclassificação do Gasoduto Atalaia-FAFEN. O processo segue pendente de julgamento na data da conclusão deste trabalho.

O conflito que o contencioso regulatório acima narrado revela tem um fundamento econômico bastante claro: a SERGÁS busca comprovar, mediante a reclassificação do gasoduto, a existência não de uma simples transferência do gás entre estabelecimentos de uma mesma pessoa jurídica, mas a circulação da mercadoria, gerando efeitos tributários. Neste caso trata-se, também, de uma estratégia do Estado, controlador da SERGÁS, no sentido de obter aumento de arrecadação tributária.

Relativamente à concessionária dos serviços locais de gás canalizado, a reclassificação do gasoduto permitiria que, em momento posterior, ela viesse a procurar uma nova classificação do duto para gasoduto de distribuição, sob o argumento de que, como consta das razões da decisão da ANP, o mesmo leva gás a um “usuário final”. Essa condição poderia sustentar até mesmo uma desapropriação do duto pelo Estado, destinando-o às operações da concessionária SERGÁS, a qual deveria ser remunerada, via tarifa, pela movimentação do gás entre o terminal de Atalaia e a FAFEN.

Vale destacar que essa questão do fornecimento de gás às fábricas de fertilizantes, bem como o regime de exploração dos gasodutos que suprem-nas, foi abordado na Lei do Gás, em seus Arts. 56 e 57 como se verificará adiante, quando da análise do diploma legal citado.

5.2.2 Reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari

Outro contencioso de destaque no âmbito da regulação do GN, ainda em matéria de classificação de gasodutos deu-se na Bahia. Em 05 de abril de 2005, a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA) oficiou à ANP questionando acerca da correta classificação do Gasoduto Aratu-Camaçari, originalmente definido como duto de transporte e posteriormente reclassificado como instalação de transferência a pedido da PETROBRAS, a qual argumentara que o duto em apreço tinha “a finalidade exclusiva de transferência interna”.

Segundo alegava a AGERBA, o Gasoduto Aratu-Camaçari liga uma unidade industrial de produção de fertilizantes de propriedade da PETROBRAS, a FAFEN/Camaçari à Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS) fornecendo gás, portanto, no seu entender, a usuários do produto.

A AGERBA destacava também que a Lei do Petróleo estipulava dois requisitos alternativos para que se classificasse um duto como de transferência: que a instalação de transporte fosse considerada de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador; ou que o percurso fosse considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador. Assim, a seu ver, um duto deveria ser considerado de transporte, ainda que pertencesse a um só proprietário, desde que houvesse interesse de terceiros na instalação em si mesma ou no percurso em que ela se encontrava.

Ainda segundo a AGERBA, a propriedade do gás não é elemento sequer acessório para a classificação do duto de transferência. Um carregador, segundo ela, pode usar onerosamente um duto de transporte e, neste caso, o gás não pertence ao proprietário do duto. Aduzia também que o interesse de terceiro poderia ser tanto o de retirar o gás como de colocá-lo no gasoduto. Se a concessionária estadual dos serviços locais de gás canalizado viabilizar o cliente, argüia a AGERBA, ela e o cliente teriam o direito de acessar o duto, mediante *city-gates*, para dele retirar o gás necessário às suas atividades empresariais.

Assim sendo, na opinião do regulador baiano, estaria evidente tanto o interesse da concessionária estadual quanto de seus potenciais consumidores localizados no percurso do gasoduto.

Esse argumento traz a lume uma discussão muito interessante acerca do modelo econômico criado pelo legislador constitucional para a IGN brasileira: a adoção do regime de atividade econômica no *upstream* e de serviço público no *downstream*. A argumentação do regulador baiano acima reproduzido padece de uma falácia essencial: o pretense direito de um usuário “acessar” um duto de transporte mediante um *city gate*. Ora, o *city gate* nada mais é do que um ponto de entrega do transportador ao cliente do fornecedor ou supridor de gás. O negócio jurídico “compra e venda de GN” se dá entre o supridor e o seu cliente, em geral uma concessionária dos serviços locais de gás canalizado ou, no jargão da IGN, distribuidora. A movimentação do gás objeto desse contrato de compra e venda entre supridor e distribuidora se fundamenta em um outro negócio jurídico, completamente distinto dessa compra e venda: o contrato de transporte. Este, no Brasil, mercado ainda incipiente para o GN, vem sendo celebrado normalmente entre o supridor e o transportador, isto porque é interesse do supridor dominante, a PETROBRAS, incentivar a expansão do mercado e, portanto, colocar o gás à disposição do seu cliente no ponto de recepção mais interessante para este. Nos mercados desenvolvidos e maduros, a lógica comercial é totalmente diversa: o supridor vende o gás posto na sua instalação de produção ou de processamento; ao cliente, agente de um mercado demandante, cabe providenciar toda a movimentação do gás até o seu ponto de recepção e, portanto, contratar o transporte e, eventualmente, a movimentação via redes de distribuição.

Assim fica claramente demonstrado que não existe “livre acesso” a *city gates*, até porque não existe relação jurídica entre os transportadores e os clientes dos supridores, em geral as distribuidoras. A instalação de um ponto de entrega de um gasoduto de transporte é ditada, portanto, pelos ajustes comerciais contratualmente estabelecidos entre os supridores e os seus clientes, contratos estes que, diferentemente do que ocorre com os serviços locais de gás canalizado, não decorrem da prestação de um serviço público, inexistindo, então, para o supridor e o transportador, a obrigação de generalidade inerente àquela modalidade de atividade econômica em sentido amplo, conforme a Lei nº 8.987/95.

O livre acesso, corolário da regulação das indústrias de rede, é elemento de minimização do poder de mercado dos monopólios naturais e, portanto, no que se refere à movimentação dutoviária de GN, se aplica nas relações entre os carregadores e os transportadores. No Brasil, historicamente os carregadores são os produtores ou supridores em função, como observado acima, de um mercado ainda ofertante. Em um cenário de mercado demandante que, acredita-se, está reservado para a IGN brasileira, os carregadores poderão vir a ser os usuários. Nessa situação estes farão jus ao livre acesso, para movimentar o gás de sua propriedade pelas instalações dutoviárias, mas nunca para, simplesmente, ter direito a instalar

equipamentos para a derivação de um gasoduto de propriedade de terceiros, a fim de criar ali um ponto de recepção para o gás que está movimentando.

A AGERBA, contudo, com base na tese do livre acesso ao ponto de entrega, declarou estar convencida de que o Gasoduto Aratu-Camaçari possuía características que impediam sua classificação como duto de transferência, solicitando ao regulador federal a reclassificação do duto.

A ANP iniciou o procedimento devido e instou os demais interessados, BAHIAGÁS e PETROBRAS a se manifestarem sobre o requerimento da AGERBA.

A BAHIAGÁS interveio no processo argumentando que, para cumprir as obrigações decorrentes do contrato de concessão firmado com o Estado da Bahia, adquiriu da PETROBRAS gasodutos e outras instalações correlatas para movimentação de GN, essenciais à continuidade do atendimento dos usuários que até então eram supridos pela estatal federal. Dentre as instalações adquiridas encontrava-se a Estação de Distribuição de Camaçari, por meio da qual distribuía gás para fins industriais no Pólo Petroquímico de Camaçari, incluindo-se aí o suprimento da FAFEN. Essa Estação era o ponto final do Gasoduto Aratu-Camaçari, de acordo com a BAHIAGÁS, e a distribuição do energético à FAFEN realizava-se a partir dessa mesma Estação.

A concessionária baiana de serviços locais de gás canalizado mencionou também que, quando passou a prestar os serviços locais de gás canalizado no Estado da Bahia, a PETROBRAS não incluiu dentre os bens a ela transferidos, as instalações de fornecimento à FAFEN, alegando que o gás escoado pelas mesmas destinava-se ao consumo interno da própria estatal.

Entendia, contudo, a BAHIAGÁS, que o fornecimento do gás à FAFEN sem a participação da concessionária estadual era assunto que não estaria ainda devidamente equacionado sob os pontos de vista legal e regulatório. Destacou, igualmente, que até 2002 o suprimento da FAFEN, embora realizado diretamente pela PETROBRAS, se dava por meio de uma estação de distribuição de propriedade da BAHIAGÁS. Naquele ano, entretanto, a PETROBRAS seccionara o Gasoduto Aratu-Camaçari a montante da referida estação, interligando-o ao gasoduto que se dirigia exclusivamente à FAFEN/Camaçari, a fim de separar as instalações que serviam à FAFEN daquelas pertencentes à BAHIAGÁS.

A BAHIAGÁS esclareceu adicionalmente que não usa o gás escoado pelo Gasoduto Aratu-Camaçari para atender sua clientela, mas destaca que no percurso do duto existem potenciais clientes que poderiam ser atendidos com o GN nele carregado, se houvesse *city gates* ao longo da mencionada instalação dutoviária.

A PETROBRAS manifestou-se argüindo que todo o GN movimentado por intermédio do Gasoduto Aratu-Camaçari é de sua propriedade e que o percurso do duto é de seu interesse específico e exclusivo, pois une dois estabelecimentos de sua propriedade, qual sejam a Estação de Aratu e a FAFEN/Camaçari. Assim, no entendimento da estatal federal, a situação descrita e de fato existente estava perfeitamente adequada à definição de “transferência” constante do artigo 6º, inciso VIII, da Lei do Petróleo.

Destacou também a PETROBRAS que, dadas suas características, o GN transferido pelo Gasoduto Aratu-Camaçari é utilizado exclusivamente no processo produtivo da FAFEN/Camaçari. Trata-se, segundo a petroleira, de gás rico, incondizente com as especificações da ANP exigidas para o gás a ser comercializado no território nacional, conforme as normas daquele regulador federal. É gás utilizado in natura, da forma como sai do poço.

Em junho de 2005 uma equipe técnica da ANP realizou uma vistoria das instalações que compõem o Gasoduto Aratu-Camaçari. Constataram que o duto, efetivamente, como indicado pela PETROBRAS, recebe GN de três poços produtores da região de Aratu e de outros dois poços de baixa produção em um ponto intermediário do seu traçado.

Verificaram, também, que o gasoduto examinado atende exclusivamente a FAFEN/Camaçari e que, inexistindo uma unidade de processamento de gás no local, o produto nele movimentado é, de fato, um gás não especificado e, portanto, impróprio para comercialização.

Desses elementos os técnicos da ANP concluíram que, na linha da argumentação apresentada pela PETROBRAS, não seria razoável supor o interesse de qualquer terceiro em adquirir aquele tipo de GN, sendo pouco provável a hipótese de qualquer usuário dos serviços da BAHIAGÁS ser suprido ao longo do percurso do Gasoduto Aratu-Camaçari.

Com base nos critérios técnicos utilizados no caso do Gasoduto Atalaia-FAFEN, os técnicos da ANP não constataram, na vistoria narrada acima, motivos para que o Gasoduto Aratu-Camaçari fosse reclassificado como instalação de transporte.

Em 06 de julho de 2005 a Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e GN (SCM/ANP) apresentou a Nota Técnica nº 007/2005-SCM, intitulada "Considerações Finais acerca do Processo de Reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari como Duto de Transporte", consolidando seu posicionamento desfavorável à reclassificação da referida instalação e preconizando a sua manutenção como duto de transferência.

O Superintendente da SCM/ANP expediu, em 29 de julho de 2005, o Despacho nº 855, publicando a decisão de manter o Gasoduto Aratu-Camaçari como duto de transferência. Esse Despacho foi publicado no Diário Oficial da União em 1º de agosto de 2005.

A fundamentação utilizada pela ANP, no caso do Gasoduto Aratu/Camaçari, para afinal mantê-lo classificado como duto de transferência, quando confrontada com os argumentos que alicerçaram a decisão diametralmente oposta no processo de reclassificação do Gasoduto Atalaia/FAFEN, dá a dimensão das dificuldades que inadequadas, incompletas ou imprecisas definições legais e regulatórias dos institutos respectivos podem acarretar e dos conflitos que tais imprecisões geram, levando a uma indesejável insegurança jurídica, motivadora de desconfiança dos agentes e de retração de investimentos no setor.

A SCM/ANP considerou que a FAFEN de Camaçari, embora exercendo atividade alheia à cadeia de valor gasífera e, portanto, estranha à regulação da ANP, é uma usuária final de GN, situada na área de concessão da concessionária baiana dos serviços locais de gás canalizado. Não obstante, diferentemente do Gasoduto Atalaia-FAFEN, não há *city gates* utilizados pela BAHIAGÁS ao longo do Gasoduto Aratu-Camaçari, destinados ao suprimento de seus clientes, conforme atestam a própria distribuidora e a vistoria técnica realizada pela SCM/ANP.

Outra razão apontada pela ANP para se eximir da reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari, é que nele se movimenta GN não processado e, portanto, fora da especificação regulada pela própria agência como condição para a comercialização do produto, o que praticamente inviabiliza o atendimento a potenciais clientes da BAHIAGÁS por intermédio do referido duto.

Com fundamento nos argumentos apontados acima e em outros menos interessantes para o objeto deste estudo, a SCM/ANP reputou impertinente a reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari como instalação de transporte, recomendando, por conseguinte, a sua manutenção como duto de transferência, orientação adotada pelo Superintendente do órgão para decidir na linha da recomendação de seu corpo técnico.

Uma vez mais constata-se que a real motivação para o pleito de reclassificação do gasoduto funda-se em razões de ordem econômica. Neste caso do Gasoduto Aratu-Camaçari a evidência parece ainda mais clara diante do envolvimento direto da agência reguladora estadual, demonstrando que o Estado tinha interesse na matéria, provavelmente, como se cogitou no caso do Gasoduto Atalaia-FAFEN, de natureza tributária.

Não se vislumbra nem mesmo interesse jurídico da AGERBA na reclassificação do Gasoduto Aratu-Camaçari, posto que, se deferida a reclassificação, o duto permaneceria sob a

competência regulatória da União. Desse modo só se pode concluir que haveria algum interesse remoto do regulador estadual (ou do próprio Estado) nessa reclassificação, interesse este que não se revelou explicitamente.

5.2.3 Fornecimento de gás natural para compressão e liquificação

O primeiro ato regulatório de que se tem notícia, emanado de um regulador estadual, a respeito de GNL, foi editado pela Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, em 13 de dezembro de 2005, e deu motivo a uma disputa judicial de grandes proporções acerca do tema deste capítulo.

A Constituição do Estado de São Paulo reconhece que a competência estadual restringe-se à distribuição de *gás canalizado*. Seu art. 122, parágrafo único, dispõe que

cabe ao Estado explorar diretamente, ou mediante concessão, na forma da lei, os serviços de gás canalizado em seu território, incluído o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender às necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo e outros.

A orientação constitucional paulista está refletida na respectiva legislação. Conforme o art. 2º, inciso XV, do Decreto estadual nº 43.889, de 10 de março de 1999, que regulamenta a matéria, o “sistema de distribuição” é “o conjunto de tubulações, instalações e demais componentes, que interligam os pontos de recepção e entrega, indispensáveis à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado”. Ainda segundo o art. 22 do referido Decreto

a concessionária terá exclusividade, ao longo do período e dentro de sua área de concessão, do sistema de distribuição, bem como da operação deste, além da recepção e da entrega de gás canalizado.

Entendendo-se autorizada pelos dispositivos acima apontados, a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, órgão regulador, dentre outras atividades da indústria energética, dos serviços locais de gás canalizado no Estado de São Paulo editou, em 13 de dezembro de 2005, a Portaria CSPE nº 397, que “dispõe sobre expansão de redes de destinadas às Unidades Usuárias com finalidades de transformação do gás natural em Gás Natural Comprimido - GNC ou Gás Natural Liquefeito – GNL”.

O art. 3º do instrumento analisado é o coração das norma, a sua própria razão de ser. Diz o seguinte:

as Unidades Usuárias dos serviços de distribuição de gás canalizado para a finalidade de transformação de gás natural em GNL ou GNC deverão adquirir ou retirar o gás natural da Concessionária local, nas condições estabelecidas nos regulamentos da CSPE.

A interpretação que a CSPE dá ao seu próprio ato normativo, corroborada pelo Estado de São Paulo, como se verá no capítulo seguinte, é que as usinas de compressão ou liquefação de GN só podem adquirir o produto das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado.

Há, contudo, tanto no que se refere à regra da Portaria quanto à sua interpretação, uma discussão que influencia a sua adequação jurídica. Trata-se da premissa adotada pelo regulador de que os agentes industriais que executam a compressão ou a liquefação do GN são usuários do produto.

Sob pressão ou resfriado, o GN continua sendo GN. O gás comprimido nada mais é do que GN submetido a um processo mecânico passando a ocupar um volume menor sem, contudo, alterar seu estado físico. A composição química do produto não se altera. O gás liquefeito, por seu turno, embora mantenha a mesma estrutura química, altera o estado físico, de gasoso para líquido, mas continua sendo GN e, diga-se de passagem, para ser utilizado pelo destinatário, deverá ser regaseificado, já que não pode ser usado, como combustível ou matéria-prima, no estado líquido. Assim, seria impróprio dizer que as unidades de compressão ou de liquefação de GN são usuárias do mesmo.

A Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS e a White Martins Gases Industriais Ltda. (WM) formaram, em 2004, um consórcio (Consórcio Gemini) do qual participa também a sociedade GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda. (GEMINI), visando adquirir, liquefazer, transportar e distribuir GNL. Esta última é uma *joint venture* entre a Petrobras Gás S.A. – GASPETRO e a WM. Pela estrutura do consórcio, a PETROBRAS contribui com o GN, a WM com a atividade de liquefação e a GEMINI com o transporte rodoviário do GNL em carretas criogênicas e sua comercialização com os clientes.

Com base nas Portarias 118 e 170 a ANP concedeu as autorizações para a construção da planta de liquefação à WM e para a comercialização do GNL à GEMINI. Para cumprir com as suas obrigações consorciais, a PETROBRAS solicitou à Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG, com a qual mantém um contrato de transporte dutoviário de GN, que instalasse um ponto de entrega na usina de liquefação de GN de propriedade da WM, no Município de Paulínea, Estado de São Paulo. A TBG requereu à ANP autorização para construir o ramal do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) ligando o gasoduto tronco à usina da WM. A autorização foi concedida e o ramal foi construído.

Em dezembro de 2005, a CSPE editou a Portaria nº 397 e, com base nela, a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS) passou a exigir das integrantes do Consórcio Gemini que adquirissem o GN para liquefação diretamente dela como manda a norma regulatória paulista.

Resistindo à pretensão da COMGÁS, as consorciadas do Consórcio Gemini e a TBG ajuizaram uma ação na 11ª Vara Federal de São Paulo, que depois passou a ser integrada também pela União Federal e pela ANP no pólo ativo, contra a CSPE e o Estado de São Paulo. A ação pedia que o Estado e a CSPE se abstivessem de qualquer ato que pudesse obstar o funcionamento das atividades do Consórcio Gemini.

Os autores da ação argumentam que:

- a) a Portaria CSPE 397 inviabiliza as atividades do Consórcio Gemini porque impõem um ônus financeiro (a tarifa de distribuição) não previsto quando do estudo da viabilidade econômica da operação consorcial; e
- b) a pretensão da CSPE de regular o fornecimento de GN à planta de liquefação invade a competência da ANP, pois tal fornecimento é parte do segmento de transporte e não dos serviços locais de gás canalizado porque a usina de liquefação não é usuária final do GN, apenas alterando seu estado físico para ser transportado por via rodoviária.

Aduzem, ainda, que o art. 122 da Constituição do Estado de São Paulo é inconstitucional na parte em que inclui na competência do Estado a exclusividade na exploração de “fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte”.

O Estado de São Paulo e a CSPE, em suas defesas sustentam que:

- a) a competência da União, segundo o art. 177 da Constituição Federal, termina onde começa a competência dos Estados, conforme o art. 25, § 2º, do mesmo diploma legal;
- b) a União tem competência para o transporte de GN para atender interesse geral;
- c) os Estados têm competência para a distribuição do GN, consistente na “condução especializada do gás, para atender a interesse específico de usuário particularizado”;
- d) “o fornecimento de gás canalizado desde o gasoduto de transporte até o usuário específico” no território do Estado, é serviço local de gás canalizado;
- e) a WM é usuária final do GN porque “a condução do gás por canos se encerrará na planta de liquefação”, saindo de lá liquefeito e envasado, sendo, portanto, “outro produto, o GNL”.

Entendendo que, na essência, a disputa revelada na ação judicial perante a Justiça Federal paulista, consistia em verdadeiro conflito federativo, o Estado de São Paulo apresentou, em 20 de março de 2006, perante o STF, competente para julgar esse tipo de disputa, uma Reclamação, protocolada sob o nº 4210-3, que é o procedimento previsto constitucionalmente para o processamento dos conflitos entre entes da Federação.

A Ministra Relatora sorteada para apreciar a matéria concedeu medida liminar declarando a competência estadual para a prestação dos serviços locais de gás canalizado. A

decisão liminar é um tanto dúbia, porque não dispõe claramente sobre o modo como deverá ser implementada concretamente. Não estão evidentes as bases jurídicas e operacionais da sua implementação, tais como (i) o modo pelo qual a concessionária estadual atenderá a demanda da usina de liquefação, já que sua rede de dutos não chega até ela; (ii) não se sabe se a concessionária dispõe do GN para fornecer; (iii) não houve decretação de nulidade nem revogação da autorização concedida pela ANP para construir o ramal do Gasbol até a usina; e (iv) inexistente determinação para que seja interrompido o fornecimento pelo gasoduto da TBG, o que, aliás, seria uma medida extremamente onerosa para o Consórcio Gemini, atingindo e causando prejuízos incalculáveis também aos respectivos clientes.

Nenhuma decisão que venha a ser tomada pelo STF na reclamação resolverá o conflito legal e regulatório relativo à repartição das competências constitucionais relativas ao GN.

No caso do Consórcio Gemini o questionamento de fundo é o seguinte: caso se reconheça a obrigação de a planta de liquefação adquirir GN da concessionária dos serviços locais de gás canalizado, como isso se implementará, se a rede de distribuição não chega até o local onde se situa a planta?

Caso a planta de liquefação seja instalada na margem de um gasoduto de transporte, a concessionária teria exclusividade para fornecer o GN? Nesta hipótese, em que não construiria praticamente nenhuma instalação, só uma válvula com um equipamento de medição, qual o serviço que a concessionária estaria prestando, a justificar a cobrança de uma tarifa?

Outra questão relevante que estaria colocada em discussão é a já abordada acima, mas agora no contexto de uma decisão favorável ao Consórcio Gemini: outros usuários de GN, além das plantas de liquefação, que se localizarem nas proximidades dos gasodutos de transporte também poderiam se conectar diretamente a eles, sob o argumento de que a concessionária, neste caso, não estaria prestando nenhum serviço e, portanto, não poderia exigir qualquer tarifa?

Todas essas indagações permanecerão sem resposta, qualquer que seja a decisão da mais Alta Corte brasileira na Reclamação 4210, junto ao STF. Isto porque as soluções não estão unicamente no Direito. O modelo criado pelo constituinte de 1988 para a indústria do GN não obedece a uma lógica econômica razoável. No “upstream” (pesquisa, lavra e transporte), o legislador instituiu uma atividade econômica monopolizada, com preços de mercado, sob competência federal, enquanto no “downstream”, criou um serviço público tarifado, também monopolizado, e de exclusividade dos Estados.

A diversidade e, eventualmente, o antagonismo dos interesses econômicos e, portanto, as formas de atuação dos agentes que permeiam esses segmentos, faz do equilíbrio entre as normas que regerão os respectivos comportamentos, um desafio que, diante da realidade constitucional e da dificuldade política em alterá-la, deverá ser objeto de constante negociação.

O Judiciário é, certamente, o pior campo para o debate ou o embate desses interesses, posto que no âmbito da justiça dificilmente serão consideradas as lógicas econômicas e técnicas que regem a indústria do GN. O magistrado não está aparelhado para decisões que requerem conhecimentos muito específicos da economia e da engenharia de uma atividade extremamente complexa como a do GN.

As decisões judiciais sobre as matérias relacionadas à cadeia produtiva do GN serão certamente baseadas na literalidade das normas ou, num caso como esse da Reclamação 4210, em que se discute competências legais e regulatórias sem qualquer parâmetro técnico, na intuição do juiz ou em alguma noção do que lhe pareça mais equânime.

É absolutamente imprescindível a adoção de uma nova postura política para permitir o desenvolvimento da indústria do GN no Brasil. A construção de um arcabouço legal consensual entre os Estados e a União Federal é o primeiro passo. O marco inicial dessa empreitada parece ser a promulgação da Lei do Gás, embora esta não tenha ainda definido com clareza e adequação técnica, a fronteira entre o monopólio da União e as atribuições dos Estados como prestadores dos serviços locais de gás canalizado.

Esta seria a tarefa precípua: definir com exatidão quais e o que são os serviços locais de gás canalizado; e depois estabelecer uma classificação de gasodutos de transporte e de distribuição baseada em critérios técnicos, tais como os percursos, os diâmetros e as pressões de funcionamento.

Caberia, também, aos atores do setor de GN, indicar os tipos de usuários que poderiam ser atendidos por cada agente, em função das características desses usuários, tais como volume a ser utilizado, localização, pressão de recebimento do GN e outras características a serem tecnicamente deduzidas.

Nessa linha de raciocínio é também a percepção de Pinto Júnior et al (2007) quando trata das “incertezas com relação à fronteira de competências regulatória federal e estadual” (p.288). Prossegue o autor afirmando a necessidade de se procurar, nos campos jurídico e regulatório, definições para uma série de perplexidades que elenca:

1. alcance da competência regulatória da União. Ou seja, deve-se buscar estabelecer juridicamente se existem impedimentos para que a União, apesar de não ser o poder concedente, elabore normas disciplinadoras para o segmento de distribuição; e
2. deve ficar clara, também, a abrangência dos serviços locais de gás canalizado, isto é, a definição de qual tipo de serviço de transporte dutoviário de gás deveria ser considerado serviço local. Também deve ser esclarecido se outras formas de serviços de transporte de gás (transporte de gás liquefeito ou comprimido por caminhões e trens, por exemplo) podem ser matérias de normas estaduais.

Pinto Junior et al (IBID, p.289) afirmam ainda que “o arcabouço regulatório do segmento da distribuição representa um obstáculo ao desenvolvimento de um mercado mais competitivo para o gás”.

O fornecimento de GN a plantas de liquefação transformou-se, no Brasil, em litígio emblemático do conflito regulatório que todo o setor industrial do GN enfrenta no país. A questão, em princípio, de natureza político-legislativa, converteu-se em um conflito federativo entregue à apreciação do Supremo Tribunal Federal.

Esse quadro é resultado de uma repartição constitucional de competências em relação ao setor de GN realizada sem maiores reflexões quanto aos fundamentos econômicos e técnicos do modelo que se estava adotando. Diante da realidade constitucional e de sua relativa imutabilidade, resta aos agentes do setor procurar as melhores formas de integração entre tais competências, de maneira a preservar a atratividade e a competitividade das respectivas atividades.

Nesse sentido, o GNL, embora competidor do gás canalizado quanto à modalidade de transporte, poderia, num ambiente de atuação coordenada entre os diversos segmentos da indústria do GN, funcionar como indutor da demanda. No entanto, o conflito federativo levado ao STF, entre o Estado de São Paulo e a União Federal, relativamente ao fornecimento de GN a uma planta de liquefação, revela a imaturidade dos agentes – que, de resto é reflexo da imaturidade do mercado – no trato das divergências internas e peculiares aos distintos setores da economia.

A decisão que decorrerá da ação judicial em apreço resolverá um único conflito, específico entre a União e o Estado de São Paulo. Quem quer que a decisão favoreça, seus reflexos se restringirão ao caso concreto e, embora, num primeiro momento possa parecer que será criada uma jurisprudência, seus efeitos serão imprevisíveis, pois além de gerar uma série de dúvidas quanto à sua execução, poderá dar causa a uma espécie de “guerra regulatória” entre Estados.

A bem da verdade o advento da Lei do Gás ainda antes de uma decisão terminativa do STF criou a possibilidade de solução, pelo menos teórica, das questões suscitadas na ação judicial em apreço.

Relativamente à competência regulatória sobre o duto que alimenta a planta de liquefação, o Artigo 46 da Lei do Gás parece abrir caminho para a solução dessa e de outras pendências, pois, desde que a referida usina seja reconhecida como “consumidor livre” pela regulação estadual e que este mesmo conjunto de normas venha a considerar o duto que a alimenta uma instalação de seu uso específico, poder-se-ia aplicar o dispositivo legal em apreço e, de conformidade com as normas regulatórias do Estado, fixar a tarifa de operação e manutenção do duto, entregando-se estas atividades à concessionária dos serviços locais de gás canalizado

É razoável cogitar que alguns Estados passem a oferecer vantagens regulatórias, como a criação de mais amplas categorias de usuários livres de GN, com possibilidade de acesso direto a gasodutos de transporte, como forma de atrair investimentos, mediante contrapartidas diversas, inclusive captação de recursos para expansão das redes de distribuição de GN.

Seria o caso, então de, aproveitando o momento positivo gerado pelas negociações republicanas acerca da Lei do Gás, realizar uma ampla articulação político-legislativa, com o intuito de elaborar de um arcabouço legal para o GN que defina, com a maior acuidade possível, os papéis da União Federal e dos Estados, instituindo parâmetros legais e regulatórios claros, integrados, coordenados e estáveis, objetivando o desenvolvimento da indústria brasileira de GN por intermédio da agregação de valor em todos os seus segmentos, contribuindo para a estabilidade energética e o progresso do País.

6 A LEI DO GÁS

No capítulo 4 deste trabalho quando se abordou a legislação federal relacionada ao GN, foi apresentado um histórico do processo legislativo que resultou na Lei nº 11.909 de 2009, aqui referida também como Lei do Gás, e um resumo dos seus principais regramentos.

O capítulo anterior evidenciou alguns conflitos administrativos e judiciais que decorrem das incertezas e incoerências derivadas das legislações e regulações emanadas da União e dos Estados. Neste capítulo pretende-se aprofundar a análise de alguns temas objeto da Lei do Gás, centrando a discussão dos mesmos nas disposições do diploma legal em apreço que contribuem para a solução de conflitos legais e regulatórios entre as esferas federal e estadual, nas que tangenciaram alguns temas conflituosos sem apontar-lhes as soluções e nos temas que permaneceram imunes a uma adequada abordagem legal, de modo a tornar clara a fronteira entre as competências da União e dos Estados em matéria de GN no Brasil.

Assim, o objetivo deste tópico é, em suma, verificar se e como a Lei do Gás pode contribuir na busca de soluções para os conflitos entre agentes da IGN de que os contenciosos abordados no capítulo anterior são exemplos.

6.1 A ESTRUTURA DA LEI DO GÁS

A Lei do Gás resultou de um processo legislativo longo e permeado por amplos debates acerca das matérias a serem contempladas em seu texto. Os parlamentares incumbidos de promover a sua tramitação nas casas legislativas federais ouviram e ponderaram as propostas dos mais significativos órgãos e entidades representativos do Estado e da IGN, resultando em um texto legal que, se do ponto de vista técnico-legislativo não é imune a críticas, deriva do consenso possível entre esses atores do setor de GN brasileiro, circunstância que tende a dar estabilidade ao arcabouço jurídico-legal que envolve as atividades dessa indústria no país.

Sem prejuízo da consensualidade presente na tramitação do Projeto da Lei do Gás, verifica-se que o legislador poderia ter avançado um pouco mais acerca de certos temas os quais, talvez sem maiores entraves na negociação política, certamente confeririam maior densidade normativa ao texto finalmente aprovado.

Uma primeira impressão que marca o analista da Lei do Gás é o extremo cuidado do legislador, talvez um pouco exagerado, em tratar das matérias relacionadas com os serviços locais de gás canalizado, de competência dos Estados. Sem prejuízo da legitimidade estadual

para legislar sobre a matéria, inexistente impedimento de ordem constitucional para a Lei Federal trazer disposições de natureza geral sobre o assunto. Isto, aliás, encontra amplo respaldo no Art. 22 da Constituição republicana, o qual confere à União, no inciso IV, competência privativa para legislar sobre energia.

Não há como negar que o GN é um produto integrante das atividades relacionadas com a indústria da energia. A rigor, salvo algumas aplicações como matéria-prima, a utilização mais disseminada do GN é como energético. É importante observar que a Constituição não deferiu qualquer competência legislativa sobre GN aos Estados-membros. A única atribuição conferida aos Estados, de algum modo relacionada com o tema genérico do gás, é a do art. 25, § 2º da Constituição.

Embora a Constituição tenha concentrado todas as demais competências sobre a matéria na União, não seria razoável atribuir ao ente central a prestação de um serviço que interfere diretamente com a infra-estrutura urbana das cidades. Por outro lado, na ausência de uma previsão específica como a do art. 25, § 2º, os serviços locais de gás canalizado se inscreveriam logicamente na previsão do art. 30, V, da Carta, que confere aos Municípios os serviços de interesse local.

A opção constitucional de atribuir os serviços locais de gás canalizado aos Estados parece alicerçada em pelo menos duas razões: primeiro, o custo da atividade dificilmente poderia ser suportado pela maior parte dos Municípios brasileiros; em segundo lugar, as regiões metropolitanas tornaram-se mais numerosas e, nelas, maior eficiência pode ser obtida se o serviço for organizado e prestado de forma integrada nos diferentes Municípios, a partir de uma competência estadual.

Os argumentos apontados acima levam à convicção de que a União não apenas pode como deve legislar sobre determinados aspectos de natureza geral, relacionados com a IGN, integrante do sistema energético nacional.

Nesse sentido, uma das contribuições que a Lei do Gás poderia ter dado para uma melhor disciplina da estrutura jurídico-institucional do setor gasífero seria incluir, dentre as definições constantes do seu Art. 2º, a de gasodutos de distribuição.

Essa definição talvez seja, hoje, o mais importante elemento para a correta delimitação da fronteira entre as esferas de competência da União e dos Estados em matéria de GN. Existem, é claro, recursos jurídicos para definir as situações de fato sobre as quais incidirão as normas federais ou as estaduais. Quando tais fenômenos fáticos são clara e indubitavelmente apreciáveis, a repartição de competências se esclarece sem maiores esforços de interpretação.

Assim, portanto, se estamos diante, a título de ilustração, de uma operação de venda de GN de um produtor a uma prestadora de serviços locais de gás canalizado, inexistente dúvida de que tal atividade está sob a égide do monopólio federal e, então, sujeita às regras da legislação federal. Se, diferentemente, a comercialização do gás se dá entre a concessionária estadual dos serviços locais de gás canalizado e um usuário, também não haverá qualquer contestação quanto à competência do Estado para normatizar a operação.

Há, contudo, hipóteses em que se torna impossível, do ponto de vista físico, verificar as diferenças entre os elementos de fato que constituem situações para incidência das normas federais ou estaduais. É o que ocorre com a rede dutoviária. No âmbito da legislação federal, tanto na Lei do Petróleo quanto agora na Lei do Gás, há distinção jurídica entre vários tipos de gasodutos relacionados com as atividades monopolizadas pela União. Previu a Lei do Gás três classes de gasodutos: os de transferência, os de transporte e os de escoamento da produção. Todos são instalações utilizadas nas atividades que se situam na esfera de competência federal e a distinção entre eles se dá pela destinação operacional de cada um.

Como asseverado acima, não trouxe a Lei do Gás uma definição dos gasodutos de distribuição. Essa lacuna impede a solução de uma divergência que constitui, provavelmente, o mais importante ponto de discórdia, entre os aplicadores do Direito, na definição do limite físico entre os monopólios da União e dos Estados em matéria de GN.

Considerando que a rede de gasodutos é um conjunto de instalações que se constroem sequencialmente, com inúmeras conexões e ramificações, é impossível, sem um critério objetivo e de constatação direta, indicar se um gasoduto é de transporte ou de distribuição.

Com a definição de gasoduto de transporte inclusa no Inciso XVIII, do Art. 2º, da Lei do Gás, tem-se a impressão de que o legislador pretendeu que os gasodutos de distribuição se definissem por exclusão, ou seja, se uma determinada instalação dutoviária não se enquadra na definição de gasodutos contidas na Lei do Gás então se trata de um duto de distribuição.

A pendência não se resolve tão facilmente. Há circunstâncias como, por exemplo, a descrita na seção 5.2.2 acima, em que persiste a dúvida acerca da classificação do duto pelo qual se dá a movimentação do gás. Afinal, uma instalação destinada a levar GN para uma usina de compressão ou de liquefação, em duto de grande diâmetro e alta pressão, é um gasoduto de transporte ou de distribuição? Se adotados critérios técnicos a resposta seria gasoduto de transporte. Em socorro do afirmado transcreve-se a lição de Martínez e Abreu (2003):

Nos dutos de transporte de longa distância, as pressões usuais podem atingir de 100 a 150 kg/cm² logo após a estação de compressão, caindo, ao longo do duto, até cerca de

30 a 40 kg/cm², quando haverá uma outra estação de compressão. Este ciclo pode se repetir várias vezes, permitindo atingir distâncias praticamente ilimitadas.

[...]

Nas redes de distribuição para consumo urbano, visando à segurança das comunidades, a pressão é reduzida para 5 a 6 kg/cm² nos ramais principais e, nas unidades de consumo, para 15 a 30 cm de coluna d'água.

A ausência de uma definição objetiva e tecnicamente segura de gasoduto de distribuição perpetua a dúvida acerca do ponto físico em que uma instalação dutoviária deixa de pertencer à classe do transporte e passa à competência estadual para integrar a infraestrutura dos serviços locais de gás canalizado.

Essa lacuna deixada pelo legislador tem a potencialidade de continuar gerando conflitos como o citado na seção 5.2.2, com os reguladores federal e estadual avocando para si a competência regulatória relativa à construção e fiscalização da atividade exercida pelo proprietário da instalação.

Outro aspecto que o legislador deixou de enfrentar refere-se aos usuários de gás situados em imóveis contíguos à faixa de passagem dos gasodutos de transporte e que necessitam receber o produto em alta pressão. Nessas circunstâncias, a conexão do usuário só pode ser feita diretamente com o gasoduto de transporte, constituindo caso especial de *by pass* físico e inevitável da concessionária estadual, que estaria impossibilitada de prestar qualquer serviço local de gás canalizado pela ausência de condições físicas de fazê-lo, dada a inexistência de qualquer infra-estrutura que ela possa implantar e operar.

A hipótese levantada no parágrafo anterior remete a outra omissão do legislador que, repete-se, pareceu demasiadamente preocupado em interferir, com a Lei Federal, em assuntos estaduais quando, ao contrário, poderia com aquele diploma legal nortear as ações dos Estados na regulamentação e na regulação das matérias a eles atribuídas pelo Art. 25, §2º da Constituição Federal.

Trata-se de um dos aspectos mais fundamentalmente relevantes no que diz respeito à competência dos Estados em matéria de GN: a definição do conjunto de atividades que integram os serviços locais de gás canalizado.

A omissão legal na instituição de norma geral que defina o que ou quais são os serviços locais de gás canalizado pode proporcionar dois graves inconvenientes: uma multiplicação de definições nas legislações estaduais, o que, aliás, já acontece; e uma séria dificuldade, para os legisladores e, especialmente, para os reguladores estaduais, na segmentação dessas atividades e sua adequada normatização, inclusive quanto à possibilidade

de instituir um regime competitivo para algumas delas que não constituem monopólios naturais.

Pode-se, sem maiores esforços de reflexão, identificar pelo menos seis atividades diferentes a serem executadas, individual e independentemente, no espectro dos serviços locais de gás canalizado: a implantação da rede dutoviária, a operação e manutenção dessa rede, a aquisição e a revenda do GN, a sua odorização e a respectiva movimentação na rede canalizada.

Os serviços relativos à implantação dos gasodutos de distribuição são identificados pela própria natureza do conjunto de serviços locais de gás canalizado. A existência de uma malha dutoviária é premissa do próprio monopólio atribuído legalmente à concessionária dos mencionados serviços, refletindo o monopólio natural que ela detém como proprietária da infra-estrutura essencial à prestação dos mesmos.

A operação e a manutenção dessa rede de dutos poderiam, em princípio, ser considerada uma atividade meramente acessória da concessionária, dada a necessidade de fazê-lo para a própria malha. A Lei do Gás, em seu Art. 46, contudo, deu um novo contorno às atividades de operação e manutenção dutoviária, admitindo que, no caso de infra-estruturas construídas pelos consumidores livres, autoprodutores e auto-importadores, para seu uso específico, esses serviços sejam prestados, com a exclusividade inerente ao monopólio, pela concessionária dos serviços locais de gás canalizado.

Assim sendo os serviços de operação e manutenção das infra-estruturas destinadas aos serviços locais de gás canalizado são agora, sob a égide da Lei do Gás, reconhecidos como serviços autônomos em relação aos demais, admitindo-se sua prestação independentemente dos outros.

A aquisição e a revenda do GN que, diga-se de passagem, não constituem, do ponto de vista jurídico exatamente serviços, mas operações comerciais de compra e venda do produto, já podiam ser consideradas atividades autônomas no conjunto dos serviços locais de gás canalizado mesmo antes da Lei do Gás. É que algumas legislações estaduais, como a paulista e a fluminense, admitiam a existência de outros comercializadores de GN além das concessionárias detentoras das infra-estruturas de movimentação do produto. Admite-se até mesmo, em tese, que um comercializador possa comprar o gás de um produtor e revendê-lo à própria concessionária, em condições eventualmente mais vantajosas do que a concessionária poderia obter, considerando-se a existência de um mercado maduro e competitivo.

Quanto à odorização do gás para fornecimento aos usuários, trata-se de exigência vinculada à segurança dos serviços e prevista em todas as normatizações estaduais, mesmo

que a obrigação seja instituída apenas no contrato de concessão, como acontece em alguns estados onde não existem leis em sentido estrito prevendo a matéria. Hoje a obrigação de odorizar recai sempre sobre a concessionária mas, também em tese, na linha do que se afirmou quanto à comercialização do gás, a exigência poderia eventualmente recair sobre o comercializador, ao qual pode-se atribuir a obrigação de entregar o gás devidamente odorizado para ser movimentado pela concessionária, o que denota a autonomia desse serviço no conjunto dos serviços locais de gás canalizado.

A movimentação do gás na rede dutoviária de distribuição, é a última das atividades integrantes dos serviços locais que goza de plena autonomia em relação às demais, especialmente após o advento da Lei do Gás. Explica-se: até a edição da Lei em tela, os serviços locais de gás canalizado eram normalmente entendidos como um conjunto indivisível de atividades, geralmente também referenciadas como distribuição de GN. Aliás, a expressão distribuição é a mais amplamente utilizada no jargão da indústria gasífera, para significar esse grupo de operações técnico-econômicas relacionadas com a retirada do gás da malha de transporte, sua movimentação até o usuário e sua comercialização com esse cliente.

Como já demonstrado neste trabalho, somente os arcabouços normativos de São Paulo e Rio de Janeiro previam a possibilidade de separarem-se as atividades de movimentação e comercialização do gás, atribuindo-se esta última a outras empresas distintas das concessionárias detentoras da malha dutoviária.

A Lei do Gás, contudo, especialmente por força do disposto no seu Art. 46, acrescentou um novo elemento nessa segmentação, prevendo que determinadas categorias de usuários (consumidor livre, autoprodutor e auto-importador), executem por conta própria a movimentação do energético por dutos construídos pelos mesmos, mas cuja operação e manutenção sejam feitas pela concessionária, mediante uma tarifa a ser definida pelo Poder Concedente ou pelo órgão regulador.

Interessante notar que existe uma ampla probabilidade de, conforme venham a dispor as regulações estaduais, mesmo essa operação e manutenção não interessar à concessionária e ela permitir que o próprio usuário, proprietário do duto, realize a atividade.

Pode-se citar, a título de ilustração, a hipótese de um consumidor livre que construa a sua própria tubulação para receber gás a partir de um ponto de recepção em um gasoduto de transporte. Imagine-se a situação em que a referida tubulação se localize quase toda dentro das instalações industriais desse consumidor livre. Ora, para que pudesse realizar os trabalhos de operação e manutenção dessa rede, a concessionária seria obrigada a trabalhar no interior da planta industrial do usuário. Para isso teria que contratar seguros em valores elevadíssimos

o que elevaria seus riscos e, portanto, custos operacionais de maneira vultosa, resultando em uma tarifa de operação e manutenção proibitiva ou insuficiente para cobrir os mencionados custos associados aos riscos.

Desse modo tem-se, com base na Lei do Gás, a possibilidade jurídica de um terceiro, distinto da concessionária, executar o serviço de movimentação do gás em uma rede considerada de distribuição, mas que, por critérios jurídicos, é construída e, eventualmente, operada e mantida pelo proprietário.

Não resta dúvida, portanto, que a Lei do Gás dá indicações de novos caminhos para o entendimento acerca do alcance e dos limites da expressão “serviços locais de gás canalizado”, que compõem o conjunto das atividades sob a competência constitucional dos Estados. Não o fez, entretanto, de modo claro, explícito, como poderia e deveria, apenas insinuando alguns indicativos, talvez por excesso de zelo do legislador de intervir na seara estadual, o que não se justifica já que, também como já se abordou anteriormente, é inquestionável a competência federal para legislar, de modo geral, sobre assuntos de energia.

6.2 CONFLITOS RESOLVIDOS OU AMENIZADOS

Uma Lei não tem o condão de prever ou resolver todos os conflitos derivados dos fenômenos sociais e econômicos, presentes e futuros, que se verificam na dinâmica das relações humanas. Pode e deve, contudo, resolver ou amenizar pelo menos os conflitos atuais e os previsíveis, aqueles que, quase sempre, são a própria motivação do debate legislativo em torno de um determinado projeto de lei.

A Lei do Gás, embora tendo perdido, como já se asseverou neste trabalho, a oportunidade de sanar todos ou, pelo menos, a maior parte dos conflitos em debate no âmbito das relações entre os agentes de IGN, certamente cumprirá importante papel na redução dos contenciosos hoje em curso envolvendo tais agentes.

As normas contidas nos Artigos 46, 56 e 57 trazem, sem dúvida, importantes mandamentos para a pacificação de dois temas da maior importância para o mercado do GN no Brasil: a eventual incapacidade técnica e econômica das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado de atender usuários localizados fora do raio de alcance de suas redes de movimentação de gás e o regime jurídico do fornecimento do gás e dos gasodutos que atendem as fábricas de fertilizantes e refinarias.

O primeiro tema ganha, se não uma solução, pelo menos uma consistente orientação para as legislações estaduais disciplinarem, de modo mais ou menos uniforme, a implantação

ou a participação dos usuários na implantação de redes ou segmentos da rede existente de movimentação de gás para atendimento próprio, quando tais redes ou partes dela não estejam contempladas nos planos de expansão da malha dutoviária acordados entre as concessionárias e os Poderes Concedentes, nos termos dos padrões usualmente adotados no contratos das concessões dos serviços locais de gás canalizado.

Não se pode dizer que não haja falhas na formulação legal adotada no Artigo 46 da Lei do Gás. Um dos notáveis defeitos da norma ali inserida remonta, na verdade, às definições dos sujeitos do comando legal. O equívoco reside, portanto, na definição de “consumidor livre”, conforme o inciso XXXI do Artigo 2º da mesma Lei do Gás.

Consumidor é espécie de usuário delineada no Código de Defesa do Consumidor, Lei nº 8.078/90, cujo Art. 2º define consumidor como “toda pessoa física ou jurídica que adquire ou utiliza produto ou serviço como destinatário final”.

Aqueles que a Lei do Gás define como “consumidores livres” poderão ou não ser consumidores, segundo a definição consumerista. A probabilidade de não serem consumidores, para os efeitos do Código de Defesa do Consumidor é alta, pois, na sistemática da IGN e da própria Lei do Gás, é improvável que um usuário residencial ou comercial, de pequenos volumes, seja considerado pelas legislações ou regulações estaduais um usuário livre. Acontece que os usuários dos segmentos residencial e comercial são, no âmbito da IGN, os consumidores por excelência, segundo a definição da legislação pertinente; são os verdadeiros destinatários finais do GN, utilizando-o, inclusive, sem alternativa de substituição, posto que a maior parte das legislações estaduais proíbe, havendo disponibilidade de gás canalizado para os segmentos residencial e comercial, que esses usuários usem outros combustíveis para as atividades de cocção e aquecimento d’água.

Nos Estados onde já se iniciaram as discussões acerca da definição, pelas respectivas legislações, dos usuários livres, notadamente São Paulo e Rio de Janeiro só se enquadram nessa categoria usuários de grandes volumes. Isso é o que se constata com a leitura da Nota Técnica nº RTM/02/2009 (ARSESP, 2009), em cuja página 14 se define que, no âmbito do Estado de São Paulo, o mercado livre de gás é integrado apenas pelos usuários não residenciais e não comerciais. Na mesma linha regulatória caminhou o Estado do Rio de Janeiro. Sua entidade reguladora editou a Deliberação nº 258/2008 (AGENERSA, 2008), considerando livre o usuário que contrata, junto às concessionárias dos serviços locais de gás canalizado do Estado, uma capacidade diária superior a 100.000 m³/dia.

Conclui-se, desse modo, ser imprópria a denominação de “consumidor livre” utilizada pela Lei do Gás para designar usuários de GN que, como se verifica, pela natureza das

atividades não se enquadram na definição de consumidor do Código respectivo, posto que utilizam o GN como insumo na linha de produção ou como matéria prima, não podendo ser considerados usuários finais do produto.

Afora esse deslize, contudo, como já se asseverou anteriormente, o Art. 46 da Lei do Gás significa um avanço no delineamento jurídico da atividade gasífera no Brasil, contribuindo para reduzir uma área de conflito entre a União, os Estados e alguns segmentos de atividades econômicas usuários de grandes volumes de gás que, sem a nova regra, sofreriam sérias restrições no acesso ao energético, tendo em vista as eventuais indisponibilidades das redes de distribuição para atendê-los.

Com a norma do Art. 46 da Lei do Gás essas empresas poderão implantar as redes necessárias à movimentação do gás desde os gasodutos de transporte até suas instalações, prescindindo da atuação das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado quando a estas não interessarem, por inviabilidade técnica ou econômica, a construção dessas instalações.

Outros dois dispositivos da Lei do Gás que certamente contribuem para a pacificação das relações entre União e Estados são os Artigos 56 e 57.

Esses dispositivos garantem que o GN necessário às operações das fábricas de fertilizantes e refinarias (todas da PETROBRAS) continuará a ser fornecido a essas instalações diretamente pela própria PETROBRAS, sem a intermediação das concessionárias dos serviços locais de gás canalizado, seja para a comercialização ou para a movimentação do produto.

As normas contidas nos dois artigos já citados da Lei do Gás encerram um debate que poderia derivar para um contencioso de vulto incalculável, com sérios prejuízos para a estabilidade jurídica e para a confiabilidade do sistema regulatório nacional.

A maior parte dessas instalações industriais era suprida por gás diretamente pela PETROBRAS anteriormente ao surgimento das legislações estaduais concernentes aos serviços locais de gás canalizado. Algumas concessionárias desses serviços iniciaram um questionamento, mantido no âmbito extrajudicial, quanto ao regime jurídico desse suprimento, tanto no que tange à natureza jurídica do próprio fornecimento quanto em relação à competência e à classificação dos dutos utilizados na movimentação do gás até as mencionadas fábricas de fertilizantes e refinarias.

A tendência, caso se judicializasse a matéria, era de um debate bastante acirrado, provavelmente alicerçado em relevantes matérias constitucionais como a garantia do direito adquirido em face de outras normas constitucionais ou de suas alterações supervenientes, questões que vêm despertando intensas controvérsias que se arrastam em nossos tribunais por

longos períodos, contribuindo para a instabilidade dos setores sociais e econômicos envolvidos e acarretando desconfiança dos investidores potenciais nessas áreas de interesse.

Conclui-se, portanto, que relativamente aos direitos e obrigações dos usuários livres (ou consumidores livres, na linguagem da Lei do Gás), dos autoprodutores e dos auto-importadores de GN, bem como quanto ao regime jurídico do suprimento de gás às fábricas de fertilizantes e refinarias, anteriormente à Lei do Gás, esta trouxe importantes contribuições no sentido de encerrar ou evitar conflitos legais e regulatórios entre a União, os Estados e, eventualmente, entre outros agentes da IGN brasileira.

6.3 CONFLITOS PENDENTES DE SOLUÇÃO

Se por um lado resolveu ou amenizou as pendências apontadas no item anterior, por outro lado o legislador desperdiçou algumas notáveis oportunidades para equacionar outros conflitos e preencher lacunas legais e regulatórias da IGN no Brasil.

A primeira e talvez mais importante falha é a ausência de um elemento básico do arcabouço jurídico-legal relacionado à atividade gasífera no país e que se esperava ver inserido na nova Lei: a definição do significado da expressão “serviços locais de gás canalizado” consagrada pelo Art. 25, §2º da Constituição Federal.

A relevância do tema reside, inicialmente, na urgente necessidade, para a estabilidade do sistema legal e regulatório do setor gasífero nacional, de uma orientação legal concentrada, neste caso em Lei federal, para um instituto constitucional o qual, na omissão da norma emanada da União, poderá comportar múltiplas definições nas legislações e normas regulatórias estaduais, gerando ampla e profunda instabilidade jurídica para os agentes da IGN.

Outra circunstância que torna essencial essa definição é a divisibilidade que a própria Lei do Gás consagrou para as atividades das concessionárias estaduais dos serviços locais de gás canalizado. Já se estudou, no item 5 deste trabalho, a divisibilidade desses serviços, identificando-se pelo menos seis atividades que, com base no sistema legal e regulatório atual, tanto da União quanto dos Estados, podem ser exercidas autonomamente, com economia própria e lucratividade, a saber: a implantação da rede dutoviária, a operação e manutenção dessa rede, a aquisição e a revenda do GN, a sua odorização e a respectiva movimentação na rede canalizada.

Considera-se importante para a estabilidade desse sistema, que a legislação federal concentre a definição dessas atividades, consagrando-lhes a autonomia e deferindo às

legislações e regulações estaduais a tarefa de fazer-lhes o detalhamento técnico e econômico, de modo que os agentes empresariais da IGN tivessem a exata noção das atividades econômicas colocadas à disposição da concorrência e dos regimes jurídicos que presidiriam o exercício delas.

Situação relevante, que a Lei do Gás poderia e deveria ter enfrentado é a dos usuários, atuais ou potenciais, cujas instalações se localizem na margem de um gasoduto de transporte. Nesses casos dever-se-ia prever a possibilidade de conexão direta ao gasoduto de transporte, posto que não se justificaria nenhum investimento da concessionária para a interligação entre o gasoduto de transporte e a instalação do usuário, salvo uma válvula com um equipamento de medição o que, razoavelmente, não caracterizaria a execução de qualquer dos serviços locais de gás canalizado integrantes da concessão implicando, portanto, eventual cobrança de tarifa em enriquecimento sem causa da concessionária.

Outra falha da Lei do Gás reside em não ter enfrentado o problema da situação jurídica das instalações de compressão, liquefação e dos postos de abastecimento de GNV. Isto porque o Art. 6º, inciso XXII, da Lei do Petróleo, definiu que a atividade prevista no Art. 25, §2º da Constituição Federal consiste em comercializar gás “junto aos usuários finais”.

A questão que se coloca é definir o que sejam “usuários finais” posto que, do ponto de vista estritamente técnico não parece que instalações de compressão e liquefação nem postos de GNV sejam usuários finais de gás.

Os dois primeiros usuários claramente não se encontram no final da cadeia de utilização do produto simplesmente porque não o consomem em qualquer processo produtivo, seja como matéria prima ou como combustível.

Os postos de GNV também não se enquadrariam na categoria de usuários finais do gás pela singela razão de que apenas revendem o produto aos usuários, esses sim finais, para uso como combustível automotivo.

Assim sendo, resta a dúvida sobre se tais usuários, não sendo finais, estariam excluídos da obrigação de se submeter à exclusividade de fornecimento pelas concessionárias dos serviços locais de gás canalizado e estariam autorizados a adquirir gás de qualquer comercializador e serem atendidos diretamente por gasodutos de transporte.

Esse é exatamente o objeto do contencioso descrito na seção 5.2.3 deste trabalho. Certamente uma disposição legal que definisse o instituto “usuário final” ou que, pelo menos, esclarecesse, mesmo casuisticamente, que os usuários acima indicados são ou não usuários finais para o efeito de estarem limitados a adquirir o gás das concessionárias estaduais e serem servidos exclusivamente pela rede dutoviária destas.

Na ausência de regras claras quanto a essas categorias de usuários a tendência é que continuem os contenciosos sobre a matéria salvo, evidentemente, se as legislações estaduais trouxerem essas definições. O problema que se coloca, nessa hipótese, é o incentivo que se estaria dando a uma espécie de “guerra regulatória” entre os Estados, em busca de vantagens e atrativos para a instalação de empresas de compressão e liquefação de GN em seus territórios, em movimento eventualmente predatório das economias de Estados vizinhos que possuam leis ou regulações não tão flexíveis e que, fomentando um ciclo vicioso, seriam obrigados a revisões dessas normas, gerando a necessidade de novas flexibilizações pelos outros Estados e assim por diante.

Sobre o assunto abordado acima, Souto (2007), comentando o projeto da Lei do Gás, identificava como um destacado problema a ser enfrentado pelos agentes da IGN no Brasil, as novas capacidades de transporte e, conseqüentemente, de comercialização, proporcionadas pelas tecnologias de compressão e liquefação do GN. A questão, segundo o autor, reside em que tais tecnologias permitem que a movimentação e a comercialização do produto se dê sem a interferência das concessionárias estaduais o que poderia implicar na predação do mercado destas pelos agentes das atividades econômicas de compressão e liquefação. Em suma, Souto (2007, p.143) assevera que “corre-se o risco de a competição entre atividade econômica e serviço público destruir este último”.

Não se confirmam as suspeitas do autor, na prática. Aspecto que o festejado mestre deixou de considerar em sua análise é o dos custos envolvidos na execução de cada uma dessas atividades, a econômica em sentido estrito e o serviço público. A compressão ou liquefação de GN e sua comercialização pelos modais rodoviário ou ferroviário têm custos de implantação e de operação muito altos, enquanto a implantação de redes dutoviárias, embora onerosa na implantação, tem operação relativamente barata, o que lhe confere maior escala e, portanto, maior competitividade em preços.

Tema que também passou ao largo da Lei do Gás e que, como já se afirmou antes neste trabalho, contribuiria sobremaneira para a redução dos conflitos legais e regulatórios no âmbito da IGN, é o da distinção entre gasodutos de transporte e de distribuição ou, pelo menos, uma definição técnica, por critérios objetivos, para caracterizar estes últimos, já que os gasodutos de transporte já estão definidos na Lei do Gás.

Tal regramento traria maior estabilidade jurídica para os agentes da IGN, especialmente porque permitiria esclarecer, por dedução lógica, quais os usuários, além dos usuários livres, poderiam ser servidos diretamente pelas redes de transporte dutoviário. Explica-se. Se os critérios de distinção entre gasodutos de transporte e de distribuição fossem,

além daqueles estritamente jurídicos, também técnicos como, por exemplo, baseados em diâmetro e pressão sob a qual opera, usuários que necessitassem receber gás por dutos de determinado diâmetro e sob certo nível de pressão, saberiam de antemão, mesmo antes de instalar seus equipamentos, com que agentes da IGN deveriam negociar o fornecimento do produto e os serviços de movimentação do mesmo até seus estabelecimentos.

Modelo de norma jurídica alicerçada em critério objetivo para distinguir as instalações de transporte das instalações de distribuição de gás canalizado é a Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos, da Espanha (ESPANHA, 2008), a qual, em seu Art. 59, define clara e inequivocamente a classificação das instalações integrantes do sistema de movimentação de gás natural, nos seguintes termos:

Artículo 59. Sistema gasista y red básica de gas natural.

1. El sistema gasista comprenderá las siguientes instalaciones: las incluidas en la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares.

[...]

3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario. (grifou-se)

Todas as omissões apontadas pelo regramento contido na Lei do Gás são, contudo, contornáveis pelas legislações e regulações dos Estados, como se constatará no item seguinte. O perigo que se detecta no suprimento dessas lacunas pelos Estados é, como também já apontado, a potencialidade de uma espécie de guerra regulatória entre eles pela ausência de parâmetros que estabeleçam limites à atuação dos legisladores e reguladores estaduais e que poderia levar, no limite, à própria desfiguração do monopólio estadual pela eventual flexibilização extrema de suas normas, na busca de atrativos para a instalação de empreendimentos nas diversas unidades da federação.

6.4 O PAPEL DAS LEGISLAÇÕES ESTADUAIS

A Lei do Gás abre caminho para a solução dos conflitos regulatórios e judiciais observados no âmbito da IGN e de que são exemplos os casos objeto de estudo na seção 5.2.

Observa-se, entretanto, que o legislador deixou praticamente nas mãos dos Estados, por intermédio dos respectivos Poderes Legislativos e órgãos reguladores, a normatização das hipóteses jurídicas originárias daqueles conflitos. Isso parece claro na medida em que a Lei do Gás excepciona os casos de fornecimento direto a usuário nos Artigos 56 e 57 e regula as hipóteses de construção de gasoduto de distribuição por usuários, no Artigo 46.

Tudo indica, portanto, que salvo os casos expressamente previstos na Lei do Gás como exceções, o fornecimento de GN a quaisquer usuários fica na competência dos Estados, os quais passam a deter inquestionável competência para legislar e regular os serviços locais de gás canalizado, inclusive no que tange às matérias que geraram os contenciosos descritos na seção 5.2 deste trabalho.

Cabe agora aos Estados organizar e sistematizar as leis e atos regulatórios relacionados aos serviços locais de gás canalizado.

O primeiro passo, naturalmente, é instituir leis que definam o significado, o alcance e as modalidades de serviços locais de gás canalizado, de modo a deixar claro para todos os segmentos da sociedade, mais especificamente os reguladores, os usuários e os empresários, quais as atividades que poderão ser objeto de exploração econômica autônoma no âmbito de cada Estado e, especialmente, como o regulador deverá ponderar os interesses da concessionária detentora da rede, monopólio natural, e os demais agentes que exercerão as atividades competitivas, bem como destes entre si e com os usuários do GN.

O segundo elemento essencial, na estruturação do setor gasífero nos Estados é a implantação de um órgão regulador técnica e juridicamente aparelhado para aplicar consistentemente a legislação correlata.

A ausência, em vários Estados, de órgãos reguladores bem estruturados e atuantes vem trazendo sérios transtornos tanto aos usuários dessas unidades federativas quanto às próprias concessionárias, que frequentemente se vêem na circunstância de criar normas próprias para a prestação dos serviços locais de gás canalizado as quais, por vezes, são ignoradas até mesmo pelo Poder Judiciário, ante a falta de competência dessas empresas para a normatização setorial.

No mesmo sentido ficam os usuários privados de um agente regulador independente, com poderes de fiscalização das atividades das concessionárias, correção das falhas na

prestação dos serviços e aplicação de penalidades em nome do Poder Concedente, como exigem a legislação em geral e, mais especificamente a Lei de Concessões (Lei nº 8.987/95).

Quanto ao conteúdo da regulação considera-se fundamental que a mesma, como já indicado ao longo deste trabalho, defina de forma clara quais as atividades que são consideradas, no âmbito estadual, como integrantes dos serviços locais de gás canalizado.

Identificou-se, nesta pesquisa, pelo menos seis atividades que, do ponto de vista técnico e econômico, podem ser exercidas independentemente: (a) a implantação da rede dutoviária, (b) a sua operação, (c) a respectiva manutenção, (d) a aquisição e a revenda do GN, (e) a sua odorização e (fi) a movimentação do produto na rede canalizada

É imprescindível que a regulação estadual indique quais dessas atividades, e eventualmente outras que se possa identificar, serão passíveis de exploração comercial por agentes diversos das concessionárias das redes de gasodutos e em que condições esses serviços serão prestados, inclusive a forma de outorga das respectivas concessões ou subconcessões, se permitidas na legislação pertinente e os critérios para os cálculos das tarifas correspondentes.

Como corolário dessa divisão de atribuições entre vários agentes econômicos, a separação jurídica e contábil, mostra-se positiva e necessária, de maneira a permitir transparência a estas atividades e dificultar práticas de subsídios cruzados, contribuindo para a redução da assimetria de informações entre reguladores e regulados.

Aspecto da maior relevância para as legislações e normas regulatórias estaduais é o regramento da forma de enquadramento dos usuários na categoria dos usuários livres. Adicionalmente, deverão as autoridades estaduais definir a forma de atendimento aos usuários livres, aos autoprodutores e aos auto-importadores, inclusive a estipulação das tarifas para os serviços locais de gás canalizado que tais categorias de usuários venham a utilizar.

Como contribuição para a estabilidade jurídica do setor os legisladores e reguladores dos Estados deveriam cuidar de definir a situação dos usuários, atuais ou potenciais, cujas instalações se localizem nas margens de gasodutos de transporte. Nessas situações parece improvável que se possa justificar a prestação de qualquer dos serviços locais de gás canalizado, por impossibilidade físico de se o fazer. Em tais circunstâncias deveria a legislação estadual permitir a conexão direta do usuário à rede de transporte e a aquisição do gás diretamente do carregador.

Compete também à legislação estadual esclarecer se alguns usuários são ou não usuários finais, para efeitos legais e de sujeição ao monopólio dos serviços locais de gás

canalizado, tais como os estabelecimentos que realizam liquefação ou compressão de GN, bem como os postos de combustíveis que revendem o GNV.

Acredita-se que, numa visão estritamente técnica, essas atividades não encerram o ciclo industrial nem econômico do GN, já que em nenhuma delas o produto é consumido; nas duas primeiras (liquefação e compressão) altera-se apenas fisicamente o gás e na terceira (revenda do GNV) há, tão somente, uma intermediação comercial sem nenhuma alteração do produto em si.

Assim sendo entende-se que, para a perfeita estabilização jurídica e econômica da IGN brasileira, poderia e deveria a Lei do Gás ter enfrentado essa matéria, de modo a evitar mais e maiores contenciosos ou, pelo menos, minimizar a potencialidade deles entre os agentes que executam atividades relacionadas ao GN em sua cadeia econômica.

Por derradeiro, no elenco das matérias relevantes a serem consideradas pelas leis dos Estados para os serviços locais de gás canalizado, agrega-se a necessidade de uma definição tecnicamente fundamentada e juridicamente objetiva de gasodutos de distribuição, de modo a estabelecer as diferenças entre estes e os gasodutos de transporte cuja regulação compete à esfera federal.

7 CONCLUSÃO

O mercado brasileiro do GN pode ser conceituado, conforme a classificação de Loss (2007) para os estágios regulatórios da IGN, como um mercado em desenvolvimento. O país tem uma legislação nascente, há órgão regulador federal estruturado, mas a regulação estadual, de modo geral, é ainda incipiente; existe um agente dominante, com participação estatal (a PETROBRAS), a infra-estrutura está em implantação e o mercado consumidor vem apresentando crescimento, embora modesto.

É necessário, contudo, no caso brasileiro, ponderar alguns aspectos que influenciam o desenvolvimento da IGN. Em primeiro lugar impende considerar que a utilização do GN no país sofre algumas restrições quanto à sua amplitude. Nos segmentos residencial, comercial e de cogeração, por exemplo, o uso do gás dá-se, preferencialmente para aquecimento d'água e cocção. Dado o fator climático, com exceção da região sul e de algumas áreas montanhosas das demais regiões, o emprego do GN para climatização de ambientes será sempre muito limitado no Brasil.

Nos países do hemisfério norte há uma ampla e intensa utilização do GN para essa última finalidade, devido às baixas temperaturas em grande parte do tempo, o que implica no consumo de consideráveis volumes do produto.

No Brasil o GN vem tendo uma inegável vocação como combustível ou matéria prima para a indústria, como se pode constatar com dados do Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2010), mostrando o consumo médio de GN no Brasil, no ano de 2009, por setor da economia e confirmando que, do GN consumido no país, no período, 64,8% destinou-se ao setor industrial.

Pode-se prever, portanto, que os níveis de consumo de GN no Brasil não chegarão às médias européias ou estadunidenses de volume por habitante. Entretanto, nos segmentos em que se verifica hoje reduzida utilização do gás, há um mercado potencial bastante atrativo para o empresariado da IGN.

A ampliação do mercado de GN no Brasil dependerá, evidentemente, da competitividade que o produto terá frente a seus substitutos, tais como o diesel, o óleo combustível, o GLP etc.

Conforme se demonstrou ao longo deste trabalho, o modelo jurídico regulatório adotado constitucionalmente para a IGN brasileira é um desafio a ser vencido pelos agentes dessa indústria, posto que tal modelo desafia a lógica econômica e a integração federativa, atribuindo, como já visto, a dois entes distintos, monopólios legais de atividades nem sempre

facilmente identificáveis técnica e juridicamente, sem lhes definir claramente as características, os limites e os alcances.

Além disso, também como já constatado, com a normatização constitucional adotada, tratou-se monopólios naturais, que se sucedem na cadeia econômica do GN, de modos totalmente distintos: um, o federal, como atividade econômica autorizada, com preços livres e outro, o estadual, no final da cadeia, como atividade concedida, sob regime de tarifas.

Faltava uma norma que propiciasse a mínima coordenação entre essas duas ordens de monopólios, estabelecendo com clareza o conteúdo das atividades a cargo de cada ente federativo. Acreditou-se que a Lei do Gás seria o elemento de solução dos vários impasses que a falta de clareza da legislação vem gerando entre agentes da IGN no Brasil. A Lei veio, mas ficou muito aquém das expectativas, preocupando-se exponencialmente com o redesenho da forma de outorga das atividades de competência da União e relegando ao segundo plano a integração e coordenação entre os monopólios federal e dos Estados.

Ao substituir o sistema de autorizações para a construção e ampliação de instalações dutoviárias de transporte de GN pelo modelo de concessões, o legislador assumiu o risco de entrar a expansão da infra-estrutura gasífera no país, pois, se como afirma Leite (2008), a outorga do direito de explorar gasodutos pela via da concessão confere maior segurança jurídica ao investidor do que a autorização, esta implica em solução menos burocrática e com menores encargos para o empresário.

A implantação de gasodutos de transporte vem sendo levada a efeito, historicamente, pela PETROBRAS, agente dominante na IGN do país, qualidade que dificilmente perderá no médio prazo, inclusive porque vem atuando como indutora do crescimento do mercado de gás, com participações em toda a cadeia econômica, desde a produção até os serviços locais de gás canalizado.

Ocorre que, em mercado comercialmente incipiente⁶ como o nosso, vislumbramos enormes dificuldades para se realizar um planejamento da malha dutoviária que permita definir locais e percursos onde devam ser construídos gasodutos. A necessidade das instalações de transporte é ditada, em um mercado como o brasileiro, por fatores ligados à atuação dos agentes econômicos que ancoram técnica e economicamente os empreendimentos e os viabilizam por meio de projetos específicos para atendimento a determinados

⁶ Embora Loss (2007) classifique nosso mercado como em desenvolvimento, essa classificação tem como base o estágio regulatório. Sob o aspecto comercial o mercado brasileiro de gás movimenta ainda baixos volumes e tem infra-estrutura modesta, em comparação com a UE ou os Estados Unidos.

carregadores, transportadores e usuários, estes normalmente indústrias que demandam altos volumes de gás, tornando econômica a construção do duto.

A capilarização do mercado se dá, geralmente, a partir dessas grandes estruturas ancoradas em usuários de altos volumes. A implantação desses projetos, por outro lado, deve se dar com a agilidade e rapidez necessárias ao atendimento desses agentes iniciais, segundo os cronogramas que são negociados entre eles.

Não se acredita que possa o Estado definir a localização de gasodutos sem que se tenha informações acerca dos projetos dos agentes econômicos e empresariais usuários de gás, que possam garantir a economicidade da concessão para a construção e exploração dessas instalações. Esses projetos, entretanto, situam-se normalmente no campo das estratégias empresariais e têm divulgação restrita. Antecipa-se, portanto, uma considerável dificuldade, para o regulador federal em definir a situação de gasodutos a serem objeto de concessão.

A melhor solução teria sido a manutenção, pela Lei do Gás, de um sistema misto, onde convivessem as autorizações, regime que vinha sendo adotado, e as concessões quando houvesse a possibilidade de planejar a localização de um gasoduto e a obra visasse atender uma demanda agregada de vários usuários de volumes que pudessem justificar economicamente a instalação do duto. Nesse caso a competição pela oferta de menor tarifa seria saudável para propiciar melhores preços finais ao GN e ampliar sua competitividade.

Para as hipóteses abordadas inicialmente, de gasodutos cuja construção atenda a interesses comerciais e industriais de agentes específicos, entende-se como mais apropriada a autorização, mantido o livre acesso de terceiros, estes mediante preços a serem arbitrados pelo regulador, caso não haja acordo entre o carregador entrante e o transportador.

Ao tempo em que este trabalho era finalizado, a Lei do Gás já estava em vigor havia mais de um ano e nem mesmo a regulamentação dos aspectos relativos às licitações para concessões de gasodutos fora editada. Pode-se afirmar, portanto, que há sério risco de inviabilização jurídica da implantação de novos projetos de transporte dutoviário de GN.

Quanto aos demais aspectos da Lei do Gás poucas novidades trouxe o novo diploma legal. No que se refere à competência federal inova ao tratar de estocagem e acondicionamento de gás e insere dispositivos concernentes ao eventual contingenciamento no suprimento do produto, normas de reduzido impacto prático no atual estágio da IGN brasileira.

A grande expectativa trazida pela tramitação dos processos legislativos que resultaram na Lei do Gás, ligava-se à esperança de que a norma nova viesse pacificar os conflitos entre os agentes econômicos privados e estatais dedicados a essa indústria, de modo que se pudesse

atingir uma estabilidade legal e regulatória necessária e suficiente para reduzir ao mínimo os riscos jurídicos para esses agentes, atraindo-os para os negócios da IGN no Brasil.

Esperava-se, principalmente, que a Lei do Gás definisse ou contivesse critérios que levassem à definição objetiva, da divisa entre os monopólios da União e dos Estados; que definisse técnica e juridicamente os serviços locais de gás canalizado de competência dos últimos; que trouxesse um modelo para se diferenciar um gasoduto de transporte de um gasoduto de distribuição como, a exemplo da legislação espanhola (GLOBAL COMPETITION REVIEW, 2005), baseado na pressão em que os gasodutos operam; que estipulasse de forma clara e precisa as características e requisitos para a classificação de um usuário como usuário livre, com seus direitos e deveres mínimos.

Nada disso se faria com violação do pacto federativo. O que se esperava eram regras mínimas que deixassem aos Estados amplo espaço para legislar e regular os serviços locais de gás canalizado segundo seus interesses e peculiaridades.

De qualquer modo, como também foi salientado ao longo desta dissertação, a Lei do Gás tem seus méritos no aspecto da definição da fronteira entre as competências da União Federal e dos Estados em matéria de GN.

A previsão das figuras do consumidor (ou usuário) livre, do autoprodutor e do auto-importador, além da solução jurídica para a situação das fábricas de fertilizantes e refinarias são inegáveis avanços.

A grande tarefa agora cabe aos Estados. É no âmbito das suas legislações e regulações que o arcabouço jurídico da IGN brasileira deverá se consolidar. São elas, as normas estaduais, que darão efetividade aos institutos da Lei do Gás no ambiente estadual e que implantarão as regras sob as quais se fará chegar o GN aos usuários, a preços atraentes e com eficiência e eficácia na prestação dos serviços.

Para tanto é urgente e imprescindível que os Estados estruturem seus entes reguladores, dotando-os de conhecimento técnico, econômico e jurídico para realizar uma adequada e eficaz regulação e fiscalização dos serviços concedidos.

Na maioria dos Estados o que se vê hoje é uma concessionária, normalmente sociedade de economia mista estadual, atuando com base apenas em um contrato de concessão, sem órgão regulador que, em nome do poder concedente, oriente a prestação dos serviços, dê a tais serviços uma normatização com padrões técnicos atualizados e dote as concessionárias de instrumentos jurídicos adequados para executar as obrigações decorrentes da concessão com a qualidade e eficiência desejadas.

Aos usuários, por sua vez, a existência de um regulador forte traz a certeza de que a concessionária estará atuando sob a supervisão de um ente que representa o Estado concedente e que zelará pelo interesse público, de modo a conciliar a economicidade e lucratividade da concessionária com o correto atendimento das necessidades dos usuários.

Tudo isso, acredita-se, contribuirá para a consolidação da IGN no Brasil e para a disseminação do GN como energético e matéria-prima, movimentando a economia do país e contribuindo para a melhoria da sustentabilidade do setor energético brasileiro.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL. **Relatório ABEGÁS Mercado e Distribuição**. Ano II, n. 14, set. 2008. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/arquivos/relatorio_setembro_mercado_2008.pdf> Acesso em: 8 maio 2010.

ABEGÁS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL. **Relatório ABEGÁS Mercado e Distribuição 2010**. Ano IV, n. 30, 2010. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/arquivos/relatorio_fevereiro_mercado_2010.pdf>. Acesso em: 8 maio 2010.

AIE – AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics**. Disponível em: <http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199>. Acesso em: 20 nov. 2008.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Processo de reclassificação do gasoduto Atalaia-FAFEN como duto de transporte**. Rio de Janeiro, RJ, 01 jun. 2004a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/gas/gas_processo.asp>. Acesso em: 7 set. 2009.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Processo de reclassificação do gasoduto Aratu-Camaçari como duto de transporte**. Rio de Janeiro, RJ, 05 abr. 2005. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/gas/gas_aratu_camacari.asp>. Acesso em: 7 set. 2009.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório: compromissos existentes ao longo da cadeia do gás natural: contratos de concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição. (Versão Preliminar)**. Rio de Janeiro, março de 2004b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/Contratos_Distribuidoras.pdf>. Acesso em: 24 maio 2009.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório: a reforma da indústria de gás natural na União Européia**. Rio de Janeiro, agosto de 2004c. Disponível em: http://www.anp.gov.br/doc/gas/anp-rel1-uniao-europeia_final.pdf. Acesso em: 24 maio 2009.

ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. **Portaria CSPE 397, de 12 de dezembro de 2005**. Dispõe sobre expansão de redes destinadas às Unidades Usuárias com finalidades de transformação do gás natural em Gás Natural Comprimido – GNC ou Gás Natural Liquefeito - GNL. São Paulo, SP, 13 dez. 2005. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/arquivos/secoes/gas_legislacao/PO397-05.pdf>. Acesso em: 29 maio 2010.

ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. **Nota Técnica nº RTM/02/2009**. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/downloads/secoes/gas_consulta/Revisao_Comgas_2009/NT_RT_M_022009_Final.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2009.

BARROSO NETO, A.M.. **Conflitos regulatórios no transporte de gás natural**. 2008. Dissertação (Mestrado em regulação da indústria de energia)- UNIFACS, Salvador: UNIFACS, 2008.

BEZERRA, M.V.G.. **Regulação da distribuição de gás natural no Estado da Bahia**. 2009. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia)- UNIFACS, Salvador: UNIFACS, 2009.

BOURDOUKAN, G.. “Essa gente perdeu a humanidade?”. **Revista Caros Amigos**, ano XII, n. 143, fev. 2009.

BP. **Statistical Review of World Energy 2008**. Disponível em: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023781&contentId=7044478>. Acesso em 20 de novembro de 2008.

BRASIL. **Constituição (1988)**. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 2007.

_____. Ministério de Minas e Energia – M.M.E. **Balanço Energético Nacional Ano Base 2007 (BEN 2008)**. Disponível em: http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=1729. Acesso em: 19 out. 2008.

_____. Ministério de Minas e Energia – M.M.E.. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, n. 33, dez. 2009. Disponível em http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_33_dez_09.pdf . Acesso em: 30 jan. 2010.

_____. Presidência da República Federativa do Brasil. **Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF, 07 ago. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 25 nov. 2009.

_____. Presidência da República Federativa do Brasil. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF, 05 fev. 2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm>. Acesso em: 2 nov. 2009.

CALDEIRA, J.. **Mauá: empresário do império**. São Paulo: Companhia das Letras, 1995.

CAMACHO, F.T.. **Regulação da indústria de gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

CAVALCANTI, J.R.P.C.F.. Limites da Competência Estadual em Matéria de Gás. In: VALOIS, P. (Org.). **Temas de direito do petróleo e do gás natural**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

COSTA, M.A.. **Comentários à Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478, de 6-8-1997.** São Paulo: Atlas, 2009.

COSTA, M.A.. Marco regulatório do gás natural no Brasil. In: GONÇALVES, A.; RODRIGUES, G. M. A. (Org.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais.** Santos: Editora Universitária Leopoldianum, 2007.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Direito Econômico Regulatório, v.2.** Organização Direito Rio. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2008.

ESPAÑA. **Ley de Hidrocarburos.** Madrid: Comisión Nacional de Energía -CNE, 2008. Disponível em: <[http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/\(19\)NE_LH.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/(19)NE_LH.pdf)>. Acesso em: 7 set. 2010.

GLOBAL COMPETITION REVIEW. **Gas Regulation in 34 jurisdictions worldwide.** Londres, 2005.

GRAU, E. R.. **A ordem econômica na Constituição de 1988.** São Paulo: Malheiros Editores, 2002.

GROTTI, D.A.M.. **O serviço público e a constituição brasileira de 1988.** São Paulo: Malheiros Editores, 2003.

LEÃES, L.G.P.B.. Construção e operação do gasoduto para importação do gás boliviano. **Revista Trimestral de Direito Público**, 14/1996. São Paulo: Malheiros, 1996.

LEITE, F.A.C.C.M.. **O princípio constitucional da redução das desigualdades regionais e o transporte de gás natural.** 2008. Dissertação (Mestrado em Direito)- UFRN. Natal: UFRN, 2008.

LOSS, G. R.. **A regulação setorial do gás natural.** Belo Horizonte: Fórum, 2007.

MAGNAGO, J. C.. **A atividade de regulação e a indústria de gás natural: desafios da agência estadual de regulação dos serviços públicos concedidos da Bahia – AGERBA.** 2004. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia)- UNIFACS. Salvador: UNIFACS, 2004.

MAIA, J.. **Relatório da Comissão Especial Destinada a Proferir Parecer ao Projeto de Lei nº 334, de 2007, do Senado Federal, que "Dispõe sobre a importação, exportação, processamento, transporte, armazenagem, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural." (Pl. 0334/07 - Lei do Gás; apensados o Pl 6.666, de 2006, e o Pl 6.673, de 2006).** Disponível em: www.camara.gov.br/Sileg/integras/473485.pdf. Acesso em: 6 jan. 2010.

MARTINEZ, J. A. ; ABREU P. L.. **Gás natural: o combustível do novo milênio.** Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003. Disponível em: <www2.ctgas.com.br/templates/template02.asp?parametro=2548>. Acesso em: 2 nov. 2009.

MARTINS. D. C. **A regulação da indústria do petróleo segundo o modelo constitucional brasileiro.** Belo Horizonte: Fórum, 2006.

MENEZELLO, M. D. C. **Agências reguladoras e o direito brasileiro**. São Paulo: Atlas, 2002.

NGSA - NATURAL GAS SUPPLY ASSOCIATION. **Overview of natural gas: history**. Disponível em: <<http://www.naturalgas.org/index.asp>>. Acesso em: 27 set.e 2008.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/minisite/duvidas/faq/portugues/transporte/perg1.html>>. Acesso em: 19 out. 2008.

PINTO JUNIOR, H.Q. ; FIANI, R.. Regulação econômica. In: KUPFER D. ; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

PINTO, P. A. L. A.. **Regulação econômica e a expansão dos serviços de distribuição de gás natural canalizado no Brasil**. 2009. Dissertação (Mestrado em Economia)- UFPB, João Pessoa: UFPB, 2009.

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PIRES, A.. **Sobra gás natural e nada acontece**. Post no blog Visão de Mercado – Blog do Adriano Pires, 31 de março de 2010. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/blogs/adriano/default.asp?a=72&periodo=201003>>. Acesso em: 13 dez. 2009.

RIBEIRO, M. R. S. **Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo**. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

RIO DE JANEIRO. AGENERSA - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro. **Deliberação Agenera nº 258 de 24 de junho de 2008**. Disponível em http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/deliberacoes/Deliberacao%20258_24jun2008_E12-020265-07_CEG.pdf. Acesso em: 13 dez. 2009.

RODRIGUES, M.G.. **Um estudo sobre a expansão do gás natural no Brasil num contexto de integração regional**. 1995. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)- UNICAMP, Campinas: UNICAMP, 1995.

ROMÃO, F. L.. A globalização e seus reflexos sobre os trabalhadores "estáveis": petroleiros da Fafen/Petrobrás. **Sociologias**, Porto Alegre, n. 6, dec. 2001. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1517-45222001000200009&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 23 maio 2010.

SÁ, A. L. S. ; BRASILEIRO, A.. **Exigências legais para a modicidade tarifária dos transportes públicos**. Disponível em: <<http://www.tce.pe.gov.br/escola/diretorio/Adolfo-ANTP-2003-Exigencias%20legais%20para%20a%20modicidade%20tarifaria%20dos%20transportes%20p%C3%BAblicos.pdf>>. Acesso em: 6 jan. 2010.

SANTOS, E. M. et al . Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, abr. 2007 . Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142007000100007&lng=pt&nrm=iso>. Acesso em: 8 maio 2010.

SALOMÃO FILHO, C. **Regulação da atividade econômica: princípios e fundamentos jurídicos**. São Paulo: Malheiros Editores, 2001.

SANTOS, E. M. (Coord.). **Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobras, 2002.

SÃO PAULO. Constituição (1989). **Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo**. São Paulo, SP, 05 out. 1989. Disponível em: <<http://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/constituicao/1989/constituicao%20de%2005.10.1989.htm>>. Acesso em: 29 mai. 2010.

_____. **Decreto n. 43.889, de 10 de março de 1999. Aprova o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo**. Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo. São Paulo, SP. Disponível em: <<http://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/1999/decreto%20n.43.889,%20de%2010.03.1999.htm>>. Acesso em: 29 maio 2010.

SILVA, A.P. et al. **Ecotoxicologia e avaliação de risco do gás natural**. Salvador: Centro de Recursos Ambientais, 2006. (Série Cadernos de Referência Ambiental, 17).

SILVA, A.S.. Regulação do livre acesso aos dutos de transporte de gás natural. **Direito do petróleo em revista**, Natal: UFRN, Ano I, v. 1, jan./jul. 2003.

SOUTO, M.J.V.. **Direito administrativo regulatório**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2002.

_____. **Direito administrativo da economia**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2003.

_____. **Direito administrativo em debate – 2ª série**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2007.

STIGLITZ, J. E.; WALSH, C. E. **Introdução à microeconomia**. Tradução [da 3. ed. original] de Helga Hoffmann. Rio de Janeiro: Campus, 2003.

_____. **Os exuberantes anos 90: uma nova interpretação da década mais próspera da história**. Tradução de Sylvia Maria S. Cristóvão dos Santos, Dante Mendes Aldrighi, José Francisco de Lima Gonçalves, Roberto Mazzer Neto. São Paulo: Companhia das Letras, 2003.

SUNDFELD, C. A.. Regime jurídico do setor petrolífero. In: SUNDFELD, C.NA. (Org.). **Direito administrativo econômico**. São Paulo: Malheiros Editores, 2000.

TAVARES, M. P.; ROCHA, B. M. ; CORRÊA, O. C. S. Princípio do livre acesso e investimentos no mercado de gás natural. In: ROCHA, B. M. (Org.). **A regulação da infraestrutura no Brasil: balanços e propostas**. São Paulo: IOB – Thomson, 2003.

UNIÃO EUROPEIA. **Europa Glossário**. Disponível em: http://europa.eu/scadplus/glossary/community_legal_instruments_pt.htm. Acesso em: 24 maio 2009.

VICTOR, M.. **A batalha do petróleo brasileiro**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1993.