



EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL: ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS E JURÍDICOS

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus
Derivados e Gás Natural**

Novembro 2009

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

Assessores

Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Marcelo Meirinho Caetano

Equipe Técnica

Almir Beserra dos Santos
Ary Silva Junior
Bianca Fernandes Lima (estagiária)
Felipe da Silva Alves
Gilcléa Lopes Granada
Guilherme de Biasi Cordeiro
Helio da Cunha Bisaggio
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Jader Conde Rocha
Luciana Rocha de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marcelo Meirinho Caetano
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Mário Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Rebecca Marçal Carnelli
Tathiany Rodrigues Moreira
Washington Luiz Costa Silva

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

Almir Beserra dos Santos
Helio da Cunha Bisaggio
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Luciana Rocha de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Mário Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Rebecca Marçal Carnelli
Tathiany Rodrigues Moreira

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| SUMÁRIO EXECUTIVO..... | 4 |
| I – INTRODUÇÃO | 6 |
| II – EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL | 6 |
| III – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL..... | 11 |
| III.1 - Estados Unidos da América..... | 12 |
| III.2 - Reino Unido | 13 |
| III.3 - Espanha..... | 15 |
| III.4 - França..... | 17 |
| III.5 - Alemanha..... | 18 |
| III.6 - Itália | 20 |
| IV – NOVO MARCO LEGAL..... | 21 |
| IV.1 - Principais Contribuições da Nova Lei do Gás..... | 21 |
| IV.2 - Principais Omissões da Nova Lei do Gás..... | 25 |
| V – NOVA ESTRUTURA DA INDÚSTRIA APÓS A LEI DO GÁS | 27 |
| VI – TITULARIDADE DAS AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO DOS TERMINAIS DE GNL..... | 34 |
| VI.1- Dos Terminais | 37 |
| VI.2 - Dos Dutos..... | 38 |
| VI.3 - Considerações Finais | 39 |
| VII – ADEQUAÇÃO DA LEGISLAÇÃO PERTINENTE À SCM | 40 |



Nota Técnica nº 013/2009-SCM

Rio de Janeiro, 06 de novembro de 2009

ASSUNTO: EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE GÁS NATURAL: ASPECTOS TÉCNICO-ECONÔMICOS E JURÍDICOS

SUMÁRIO EXECUTIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo realizar uma análise da estrutura da indústria do gás brasileira, levando-se em conta o novo marco regulatório para o setor, a Lei 11.909/09 ou “Lei do Gás”, o histórico da evolução da indústria no país e os aspectos regulatórios de nações em que as atividades econômicas relacionadas com o energético alcançaram significativo grau de maturidade e de dependência em relação a importações. A partir desses elementos introdutórios, são expostas visões do órgão regulador quanto à estrutura idealizada para a indústria de gás no Brasil e as considerações relacionadas com o caso específico da titularidade das autorizações de operação para os Terminais de GNL da Baía de Guanabara (RJ) e Pecém (CE), outorgadas ao agente transportador, serem transferidas ao agente carregador. Finalmente, são apresentadas as adaptações necessárias às regulamentações da SCM. A própria Lei do Gás também é objeto de análise deste trabalho, que procurou identificar suas principais contribuições e omissões.

No que se refere à experiência internacional observada, conforme Seção III, a partir de princípios norteadores semelhantes, quais sejam, a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e a garantia do abastecimento interno, cada país analisado desenvolveu seu próprio arcabouço regulatório a partir da suas dotações de reservas de gás natural disponíveis, da posição geográfica em relação aos potenciais supridores, dos arranjos político-territoriais locais e das características dos mercados domésticos. Essa exposição de princípios teve o intuito tanto de fornecer subsídios e auxiliar a elaboração de novas normas, quanto de aperfeiçoar a regulamentação existente aplicável à indústria do gás natural no Brasil, tendo em vista a publicação de um novo marco regulatório com a publicação da Lei nº 11.909/09.

No caso da regulação de gás natural nos países membros da União Européia, é possível eleger, dada a análise feita, os seguintes tópicos principais: i) regras gerais de organização da indústria do gás natural; ii) separação jurídica (*legal unbundling*) e transparência contábil da atividades de transporte de gás natural; iii) acesso às redes de transporte e distribuição, aos terminais de GNL e instalações de estocagem; e iv) comercialização de gás natural. Nos EUA, assim como nos países da União Européia, são observados os princípios do acesso não discriminatório às instalações de gás natural, à exceção dos terminais de GNL, que estão isentos desta regra até 2015, e a desverticalização (*unbundling*) entre as atividades de estocagem/transporte e comercialização/produção.

Observa-se, pelo exposto, que nas últimas décadas uma série de países reestruturou suas indústrias de infraestrutura e este foi também o caso do Brasil. De maneira geral, o objetivo das reformas foi a introdução da competição nas atividades potencialmente concorrenciais e a regulação das atividades naturalmente monopólicas.

A fim de evitar medidas anticompetitivas advindas da integração vertical das atividades de uma cadeia, aponta-se a necessidade de haver um nível de separação mínima entre elas, ou seja, a separação contábil. Assim, mesmo que uma empresa seja verticalizada, é ideal que ao menos a contabilidade das distintas atividades seja feita de forma separada.

A reforma na indústria de gás natural no Brasil, através do art. 65 da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) foi mais adiante, pois exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar dutos e terminais. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites a participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural. A Lei nº 11.909/09, por sua vez, estendeu aos demais agentes da indústria tratamento semelhante ao conferido à Petrobras (art. 3º, §3º), quando determinou que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis e que podem, também exercer a atividade de estocagem de gás natural, mas mantendo contabilidade separada. A Lei nº 11.909/09 também aperfeiçoou os instrumentos disponíveis para a regulação do transporte de gás natural, os quais proporcionam maior solidez e transparência do arcabouço regulatório da indústria, através da transformação de regime de autorização para concessão.

À luz da evolução do marco regulatório, depreende-se que a mudança do regime de outorga para os novos gasodutos de interesse geral, assim como a adoção do procedimento de licitação que antecede a concessão revelam a escolha do legislador pelo aprofundamento da separação das etapas potencialmente competitivas da cadeia do gás natural (produção e comercialização) daquelas de natureza monopolista (transporte). Entende-se que a obrigatoriedade da chamada pública para contratação de serviço de transporte firme também é concebida com essa mesma orientação, uma vez que esta configura um mecanismo que visa permitir o transporte do gás de maneira não discriminatória.

Com o advento da nova Lei nº 11.909/2009, surgiram questionamentos acerca da permanência de algumas exigências constantes da Lei nº 9.478/1997, em especial no que tange a titularidade das Autorizações de Operação de instalações de GNL no Brasil. Excetuando-se o Projeto Gemini, todos os dois projetos de GNL implantados no Brasil, ou seja, os píeres de GNL de Pecém/CE e de Baía de Guanabara/RJ, tiveram as suas Autorizações outorgadas em nome da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, uma subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.

A Lei do Gás trouxe algumas alterações na Lei do Petróleo, uma vez que dispõe especificamente sobre as atividades envolvendo gás natural, incluindo aquelas de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do produto. Assim, torna-se imperativa a reavaliação da pertinência ou não das exigências da Lei do Petróleo que, juntamente com a Portaria nº 170/1998 nortearam o processo de análise dos projetos de GNL.

Assim sendo, no capítulo VI foi apresentada uma análise com base em critérios técnicos e jurídicos acerca da titularidade das instalações de GNL, fundamentada nas possíveis classificações dessas instalações como de transporte ou de transferência, com fulcro nas Leis do Gás e do Petróleo.

Por fim, tendo em vista o novo cenário da Indústria de Gás Natural, foi apresentada uma breve análise quanto às atualizações/revisões necessárias da regulamentação inerente à SCM, merecendo destaque as seguintes normas analisadas: (i) Resolução ANP nº 27/2005; (ii) Resolução ANP nº 28/2005; (iii) Resolução ANP nº 29/2005; (iv) Portaria ANP nº 170/1998; (v) Portaria ANP/INMETRO nº 1/2000; (vi) Portaria ANP nº 125/2002; (vii) Portaria ANP nº 1/2003; (viii) Portaria ANP n.º 206/2004; (ix) Resolução ANP nº 41/2007; e (x) Portaria ANP nº 118/2000.

I – INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica tem como objetivo realizar uma análise da estrutura da indústria do gás brasileira, levando-se em conta o novo marco regulatório para o setor, a Lei 11.909/09 ou “Lei do Gás”, o histórico da evolução da indústria no país e os aspectos regulatórios de nações em que as atividades econômicas relacionadas com o energético alcançaram significativo grau de maturidade e de dependência em relação a importações. A partir desses elementos introdutórios, são expostas visões do órgão regulador quanto à estrutura idealizada para a indústria de gás no Brasil e as considerações relacionadas com o caso específico da titularidade das autorizações de operação para os Terminais de GNL da Baía de Guanabara (RJ) e Pecém (CE), outorgadas à empresa Transportadora Associada de Gás – TAG. Finalmente, são apresentadas as adaptações necessárias às regulamentações da SCM. A própria Lei do Gás também é objeto de análise deste trabalho, que procurou identificar suas principais contribuições e omissões.

II – EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A utilização do gás natural no Brasil tem início antes mesmo da criação da Petrobras, na década de 1940, na Bahia, a partir da descoberta de aproveitamentos de petróleo e gás natural no Recôncavo Baiano. À época empresas privadas brasileiras e com acionistas brasileiros que recebessem autorização do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) tinham direito de explorar hidrocarbonetos. A criação do CNP, em 1938 pelo governo Vargas, foi a primeira iniciativa objetiva do Estado de regular a indústria do petróleo.

Este arcabouço institucional foi alterado na década seguinte. A percepção de vulnerabilidade do Brasil em relação ao suprimento petrolífero gerou o debate sobre a possibilidade de desenvolver uma indústria nacional do petróleo. Neste contexto tomou força no país uma campanha popular em defesa do monopólio do petróleo nas mãos do Estado (a campanha “O Petróleo é Nosso”), que culminou com a publicação, em 1953, da Lei nº 2.004/53, que criou a Petrobras.

Com efeito, a Lei nº 2.004/53 determinou o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas, refino (exceto para as refinarias já existentes) e transporte marítimo de petróleo. A Lei estabeleceu, ainda, que o monopólio seria exercido pela Petrobras (órgão executor do monopólio da União) e pelo CNP (na fiscalização das atividades decorrentes do monopólio).

Isso, na prática, representou o monopólio da Petrobras sobre as atividades da indústria do petróleo e do gás natural. Neste contexto a Petrobras produzia o gás natural (na grande maioria das vezes associado ao petróleo¹) e vendia diretamente a consumidores finais. No entanto, a participação do gás natural na matriz energética nacional era modesta e não superou 1% até 1981.

A descoberta das reservas petrolíferas e gaseíferas na Bacia de Campos, na década de 1980, foi um marco importante para permitir o aumento no consumo de gás natural no país. A partir do incremento na produção próxima ao mercado do Rio de Janeiro, foi possível utilizar o produto, fornecido diretamente pela Petrobras. No final desta mesma década a publicação da Constituição de 1988 estabeleceu algumas mudanças que impactaram o funcionamento da indústria de gás natural. A mais significativa foi a determinação de que caberia aos Estados da Federação exercer o monopólio sobre a distribuição de gás

¹ Na realidade, a produção do gás natural sempre esteve atrelada à lógica da produção de petróleo.

canalizado². Desta forma, as Unidades da Federação podiam criar empresas públicas estaduais que tinham o direito de monopólio sobre a distribuição. Na prática isso significou que a Petrobras não mais poderia vender diretamente a consumidores finais. Todavia, para manter-se presente neste segmento, esta empresa adotou a estratégia de manter participação societária em quase todas as companhias de distribuição.

Outras mudanças, inseridas num contexto mais amplo de Reforma do Estado, foram implementadas na indústria de petróleo e gás na década de 1990. Destacam-se duas Emendas Constitucionais e a publicação da Lei nº 9.478/97. A Emenda Constitucional nº 5, de 1995, alterou o § 2º do artigo 25 da Constituição Federal (CF), permitindo que os Estados concedessem a empresas privadas a exploração dos serviços locais de gás canalizado³. A Emenda Constitucional nº 9, também de 1995, alterou o artigo 177 da CF, determinando a quebra do monopólio da Petrobras sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas, refino, importação e exportação de hidrocarbonetos e transporte marítimo ou por meio conduto de petróleo e gás natural, uma vez que estabeleceu que a União poderia contratar tais atividades junto a empresas estatais ou privadas.

A flexibilização do monopólio da Petrobras, no entanto, só pôde ser implementada dois anos depois, com a publicação da Lei nº 9.478/97, denominada pelo mercado como “Lei do Petróleo”, a qual foi o principal marco da reforma institucional na indústria de petróleo e gás. Esta Lei ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, criou a Agência Nacional do Petróleo – ANP e estabeleceu normas a respeito da participação de outras empresas (além da Petrobras) nas atividades da indústria petrolífera.

A Lei determinou que cabe ao CNPE propor ao Presidente da República as políticas nacionais em consonância com os princípios e objetivos da política energética nacional. Um desses objetivos, expresso no Art. 1º, VI, era “*incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural*”. Fica claro, portanto, que o legislador preocupou-se com o aumento da participação do gás natural na matriz energética do país.

Sobre a ANP, a Lei do Petróleo determinou que sua finalidade é a promoção da regulação, da contratação e da fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo e gás natural. Desta forma, recaiu sobre esta Agência, desde esta época, a responsabilidade de regular a indústria de petróleo e a de gás natural. A partir de então, a ANP passou a editar normas que regulamentassem o funcionamento da indústria petrolífera e gaseífera.

Diante deste contexto, cabe, a seguir, uma análise pormenorizada, mas não exaustiva, de cada segmento da cadeia de valor da indústria gaseífera nacional.

Com a publicação da “Lei do Petróleo” atividades de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos passaram a ser concessões e podiam ingressar nessas atividades agentes que fossem vitoriosos nos Leilões de Blocos promovidos anualmente pela ANP. Desta forma, foi implementada a competição no E&P, por meio da possibilidade de ingresso de qualquer agente com capacitação técnica e financeira para realizar as atividades de exploração e produção.

No caso particular da indústria de gás natural, que se difere da indústria do petróleo por ser uma indústria de rede, a partir de 1998 a ANP começou a editar normas regendo a atuação dos agentes, uma vez que a Lei determinou que as atividades de processamento de gás

² O § 2º do artigo 25 continha a seguinte redação quando da publicação da Constituição: “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado.”

³ O § 2º passou a vigorar com a seguinte redação: “§ 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”

natural, de importação de gás natural e de construção e operação de gasodutos seriam outorgadas mediante autorização.

Desta forma, em 1998, a ANP publicou a Portaria ANP nº 43/98, que estabeleceu os procedimentos a serem cumpridos pelos agentes interessados em obter autorização de importação de gás natural; a Portaria ANP nº 169/98, que regulamentou o artigo 58 da Lei, determinando as regras de acesso à infra-estrutura de movimentação de gás natural; e a Portaria ANP nº 170/98, que trata dos requisitos necessários à obtenção de autorização para construção, ampliação e operação de instalações de transporte e transferência de gás natural.

Sobre as importações, depois da publicação da Portaria ANP nº 43/98 foram outorgadas autorizações para mais de 17 (dezesete) grupos econômicos. O principal marco para a importação de gás do Brasil foi a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), no ano de 1999, quando teve início o comércio internacional de gás entre os dois países. Há que se destacar, ainda, as recentes importações realizadas pela Petrobras de gás natural na sua forma liquefeita a partir de 2009. Por fim, ressalta-se, que para esta atividade encontram-se válidas 8 (oito) autorizações em agosto do ano corrente, tendo como principal fonte supridora a Bolívia (para o produto movimentado em gasoduto).

Com o início da importação do gás natural boliviano, cresceu a perspectiva da realização de projetos de termelétricas a gás, com o intuito de atuarem como âncora de consumo do gás importado, antecipar receitas da venda desta mercadoria e suprir, no curto prazo, a necessidade prevista de geração de energia elétrica, dado a dependência de regimes hidrológicos.

Assim, no início do ano 2000, o MME lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), através do Decreto nº 3.371/00, visando incentivar o investimento necessário à implantação de usinas termelétricas, com ênfase em projetos de plantas geradoras a gás natural. Em 2001, durante a crise do setor elétrico⁴, a Portaria Interministerial MME/MF nº 176 definiu o preço máximo e a sistemática da correção do preço do gás a ser ofertado pela Petrobras para as térmicas do PPT. Apesar do atraso da entrada em operação comercial de várias usinas termelétricas a gás e da pouca contribuição dos projetos do PPT para a recuperação dos reservatórios das hidrelétricas durante a crise, a participação das termelétricas a gás na oferta interna de energia elétrica, de maneira complementar à hidroeletricidade (que é fortemente dependente do regime de chuvas) consolidou-se paulatinamente⁵.

A busca pela segurança no suprimento de gás para as termelétricas, principalmente após a nacionalização dos hidrocarbonetos pela Bolívia⁶, motivou vários investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural, em especial o Plano de Antecipação de Gás do Sudeste – PLANGÁS e a construção dos píeres de GNL.

No tocante à movimentação de gás natural, a Portaria ANP nº 169/98 determinava que qualquer agente interessado em contratar capacidade de transporte em gasodutos existentes ou a serem construídos tinham direito de acesso a esses dutos desde que houvesse capacidade de transporte. A partir da publicação desta norma alguns agentes

⁴ Para maiores informações sobre a crise do setor elétrico, o Programa Prioritário de Termelétricidade e o racionamento de energia elétrica adotado em 2001, ver “A Energia do Brasil”, de Antonio Dias Leite.

⁵ Após a crise do setor elétrico, foram realizadas reformas estruturais no setor, objetivando maior concorrência e garantia a investimentos, que culminaram no Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004). Esta Lei instituiu a desverticalização das companhias distribuidoras de energia elétrica, ao mesmo tempo que estabeleceu novas regras de comercialização de energia elétrica no País.

⁶ Ver Nota Técnica nº 012/2006-SCM “Considerações da SCM/ANP acerca do Decreto Supremo Nº 28.701 editado pela Bolívia em 01 de Maio de 2006”, de 11 de maio de 2006.

solicitaram capacidade no GASBOL. No primeiro semestre do ano 2000, a Enersil, empresa do Grupo Enron, solicitou acesso à capacidade, por meio da modalidade não firme, à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Por não permitir o acesso a situação foi mediada pela ANP, conforme determina o próprio artigo 58 da Lei nº 9.478/97. Após a análise das justificativas de ambas as partes a ANP garantiu à Enersil o acesso à referida capacidade, obedecendo ao princípio de não discriminação preconizado pela Lei do Petróleo. Já no segundo semestre do ano 2000, a British Gas do Brasil Ltda. (BG) solicitou dois diferentes tipos de serviço de transporte à TBG, inicialmente um serviço não firme e posteriormente um serviço firme de curto prazo. Mais uma vez, com a recusa da TBG em permitir o acesso à capacidade do GASBOL, a ANP intermediou a situação e determinou o acesso da BG ao Gasoduto⁷. Em decorrência dos processos supracitados, e visando estabelecer procedimentos mínimos a serem adotados por ocasião da resolução de conflitos pela Agência, foi publicada a Portaria ANP nº 254/2001 e iniciado processo de elaboração de uma nova norma em cumprimento os preceitos do artigo 58 da Lei do Petróleo, tendo sido revogada a Portaria ANP nº 169/98⁸. Este processo possuiu forte participação dos agentes do mercado, por meio de Consultas e Audiências Públicas e acabou resultando na publicação de quatro normas, uma publicada em 2003 e três em 2005.

Deste modo, em 2003, foi publicada a primeira norma como resultado da elaboração do regulamento relacionado ao artigo 58 da Lei, a Portaria ANP nº 001/03, que estabeleceu os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à ANP. O objetivo precípua desta norma foi garantir a publicidade das informações relacionadas à atividade de transporte de gás natural por meio de gasodutos a todos os agentes do mercado. Também em 2003 foi estabelecido o procedimento para comunicação de incidentes, a ser adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP a exercer as atividades de exploração, produção, refino, processamento, armazenamento, transporte e distribuição de petróleo, seus derivados e gás natural, por meio da Portaria ANP nº 003/03.

Já o restante das normas que regulamentam o artigo 58 da Lei nº 9.478/97 foi publicado em 2005, sendo a Resolução ANP nº 027/05 a que trará o acesso às instalações de transporte dutoviário de gás natural, a Resolução ANP nº 028/05 a que regulamenta a cessão de capacidade de transporte dutoviário de gás natural e a Resolução ANP nº 029/05 a que estabelece os critérios para cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural.

No que concerne a infraestrutura para movimentação de gás natural em operação, vale apontar dois importantes marcos. O primeiro deles refere-se a toda malha existente antes da criação da ANP para a movimentação de gás natural, onde esta teve sua titularidade ratificada pela Agência em 1998, perfazendo 1.905,9 Km de gasodutos de transporte naquela época. O segundo deles decorre da publicação da Portaria ANP nº 170/98, que instituiu requisitos mínimos para obtenção de autorizações para construção, ampliação e construção de gasodutos e suas instalações auxiliares (estações e/ou serviços de compressão, pontos de entrega, estações de medição, dentre outras), tendo ensejado uma série de pedidos, sendo os empreendimentos mais relevantes: (i) a incorporação de mais de 5.000km à malha (ressaltando-se a entrada em operação do GASBOL e empreendimentos integrantes do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC⁹ e Plano de Antecipação de Gás

⁷ Todos esses processos, com toda a documentação remetida pelas partes e as Notas Técnicas de análise da ANP estão disponíveis no sítio da Agência, no endereço: http://www.anp.gov.br/gas/resolucao_conflitos.asp.

⁸ Esta Portaria foi revogada pela Portaria ANP nº 62, de 17.4.2001 - DOU 19.4.2001, com efeitos a partir de 19.4.2001.

⁹ Integram o PAC os seguintes empreendimentos: Gasoduto Coari – Manaus (4,67 milhões m³/dia x 20 pol x 383 km); Gasoduto Sudeste Nordeste – GASENE (20 milhões m³/dia X 16/26/28 pol X 1.375,5 km); Gasoduto Catu – Carmópolis (12 milhões m³/dia x 26 pol x 265 km); Gasoduto Campinas – Rio (28 pol x 455 km) e Terminais de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (21 milhões de m³/dia).

do Sudeste– PLANGÁS¹⁰); e (ii) maior integração da infra-estrutura, anteriormente caracterizada como sistemas isolados.

Seguindo os mesmos princípios, a ANP publicou uma norma estabelecendo os requisitos necessários para a outorga de autorização de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e unidades de processamento de gás natural, por meio da Portaria ANP nº 028/99. A partir de então um conjunto expressivo de autorizações tem sido emitido para permitir a ampliação e a modernização do parque de processamento de gás natural, garantindo ainda que o produto a ser consumido no país esteja de acordo com as especificações de qualidade emanadas pela ANP. A norma vigente sobre o tema é a Resolução ANP nº 16/2008.

Posteriormente, foram regulamentadas as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel, por meio da Portaria ANP nº 118/00 e de distribuição de gás natural comprimido (GNC) a granel, inicialmente pela Portaria ANP nº 243/00 e correntemente pela Resolução ANP nº 41/2007. Estas são atividades consideradas como alternativas para estimular o desenvolvimento de novos mercados de gás natural no Brasil, em especial em localidades não atendidas pela infra-estrutura de transporte e distribuição dutoviária no país, as quais consistem em adquirir o gás natural de um fornecedor (produtor nacional ou importador), comprimi-lo/liquefazê-lo, transportá-lo (através de veículos transportadores de GNC/GNL) e vendê-lo a um consumidor final. Atualmente (agosto de 2009), 24 (vinte e quatro) agentes exercem a atividade de distribuição de GNC, enquanto apenas uma empresa detém autorização para distribuir GNL em todo território nacional. Vale ressaltar, ainda, que em 2001, a ANP regulamentou a revenda varejista de Gás Natural Veicular (GNV), por meio da Portaria ANP nº 032/01.

Permeando todos os elos da cadeia de valor da indústria do gás natural, a Lei nº 9.478/97, por ocasião de sua publicação, não instituiu qualquer vinculação da prática da atividade de comercialização de gás natural à regulação federal¹¹. A única exceção consistiu do controle de preços do gás natural pelo governo até o final do ano de 2001, quando foi liberado através da Lei nº 9.990/00. É importante observar que, em dezembro de 2001, o CNPE propôs, por meio da Resolução CNPE nº 06/01, a manutenção do controle de preços do gás natural, a ser implementado por projeto de lei, sendo que tal iniciativa não teve continuidade.

Após o ano de 2001, a formação dos preços do gás obedeceu três lógicas: a do gás proveniente de importação, que dependia dos contratos de fornecimento do exterior, a da produção nacional, que continuou utilizando as regras das Portarias vigentes durante o período de controle de preços¹², e a do gás destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), o qual será discutido adiante.

Em 2007 a Petrobras implantou uma nova política de preços de venda de gás natural de produção nacional para as companhias distribuidoras, a qual possui uma parcela fixa

¹⁰ Integram o Plangás os seguintes projetos: Gasoduto Cacimbas – Vitória (20 milhões m³/dia x 26/16 pol x 129,5 km); Gasoduto Cabiúnas – Vitória (20 milhões m³/dia x 28 pol x 300 km); Gasoduto Cabiúnas – REDUC III (40 milhões m³/dia x 38 pol x 180 km); Gasoduto Japeri – REDUC (25,3 milhões m³/dia x 28 pol x 45,3 km); Gasoduto Campinas – Rio (28 pol x 455 km); Gasoduto Alto da Serra –RECAP “GASAN II” (7,1 milhões m³/dia x 22 pol x 38 km); Gasoduto RECAP – Guararema “GASPAL II” (12 milhões m³/dia x 22 pol x 54 km); e Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (20 milhões m³/dia x 28 pol x 94,1 km).

¹¹ A comercialização do gás natural permaneceu livre até a promulgação da Lei nº 11.909/09, a qual determinou que a comercialização deve ser autorizada pela ANP no âmbito federal.

¹² Quando da publicação da Lei do Petróleo, em 1997, os preços do gás natural eram controlados pela Portaria DNC-24, de 07/06/94. Posteriormente à criação da ANP, uma série de normas editadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pelo Ministério da Fazenda (MF) e pela própria ANP, regulamentou o preço do gás nacional para a entrega nos *city-gates* (Portarias MF/MME 90/99, 92/99, 153/99 e 155/99 e 003/2000 e Portarias ANP 108/00, 101/01, 130/01 e 45/02).

(reajustada anualmente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas - FGV) e uma variável (com reajuste trimestral e pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio).

Por tudo que foi exposto, e não obstante os avanços promovidos pela regulamentação da Lei nº 9.478/97 era clara na indústria a visão de que esta Lei era insuficiente para tratar das especificidades da indústria do gás natural, uma vez que a Lei dava a este energético tratamento de derivado de petróleo e não de fonte primária de energia. Além disso, a Lei nº 9.478/97 dava à ANP poucos instrumentos para regular a indústria gaseífera. Por esta razão a própria ANP, em diversos fóruns, explicitou a necessidade de uma legislação específica para o gás natural.

Desta forma, no ano de 2005, o Senado Federal encaminhou um Projeto de “Lei do Gás”, ou seja, de uma legislação exclusiva para a indústria do gás natural. Um ano depois, a Câmara dos Deputados também propôs dois Projetos de Lei, que foram unificados e tramitaram naquela casa. Após três anos de tramitação na Câmara e no Senado, em março de 2009, foi publicada a Lei nº 11.909/09, também conhecida como “Lei do Gás”.

III – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL¹³

A presente seção apresenta a experiência internacional na regulação da indústria do gás natural em países que se configuram como grandes consumidores do energético, sempre recorrendo a importações, seja por meio de dutos e/ou através de terminais de regaseificação de GNL, apesar de alguns deles contarem com importantes reservas de gás.

As nações estudadas dividem-se em dois grupos, sendo o primeiro composto por países como os Estados Unidos da América (EUA), Reino Unido e, em menor medida, a Itália e a Alemanha, possuidores de uma indústria doméstica de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural mais madura, em razão de ainda possuírem reservas significativas em seus territórios.

O segundo grupo de países é composto pela Espanha e França, que em razão de quase a totalidade de seu consumo de gás natural ter que ser suprido por meio da produção de outros países, possuem uma legislação dedicada ao incentivo do desenvolvimento de uma infra-estrutura de importação (terminais de GNL e/ou interconexão por meio de dutos) e transporte/distribuição de gás natural, com uma menor ênfase em exploração, desenvolvimento e produção de gás natural.

Cabe aqui ressaltar um aspecto comum aos países membros da União Européia (Reino Unido, França, Espanha, Alemanha e Itália) que é a edição de normas comuns relativas ao mercado de gás natural, as quais os países que compõem o bloco comprometem-se a aplicar em seus territórios. Neste sentido, o principal ordenamento jurídico em vigor na União Européia é a Diretiva Européia nº 55, de 26 de junho de 2003, (Diretiva 2003/55/EC) que trata das regras comuns ao mercado interno de gás natural, de orientação liberal, cujo objetivo é criar um mercado concorrencial de gás natural no continente, bem como assegurar o abastecimento interno.

Já a legislação norte-americana, além de uma orientação também liberal, é bastante influenciada pela organização federativa daquele país, onde os estados da federação gozam de relativa autonomia regulatória.

¹³ Esta seção foi baseada em “The International Comparative Legal Guide to Gas Regulation 2009: A practical insight to cross-border Gas Regulation work”, Global Legal Group e Ashurst LLP, 2009.

III.1 - Estados Unidos da América

Os EUA são o segundo produtor e o maior consumidor de gás natural do mundo. Em 2007, a produção norte-americana superou 538 bilhões de metros cúbicos (Bcm) e foram consumidos mais de 651 Bcm de gás natural, sendo que os maiores consumidores deste energético foram os geradores de energia elétrica (30%), a indústria (29%) e as residências (20%).

Em 2007, o gás natural respondeu por aproximadamente 23,6% das necessidades energéticas dos EUA, proporção inferior ao petróleo (39,8%), mas superior ao carvão mineral (22,8%), à energia nuclear (8,4%) e às fontes de energia renováveis (6,8%).

Os EUA importam aproximadamente 16% do gás natural que consomem, tendo como supridores, por meio dutoviário, o Canadá e o México, e através de GNL de Trinidad e Tobago e da Argélia, localizados na Bacia do Atlântico, além de receber cargas vindas da Nigéria, Omã, Qatar, Austrália, Indonésia e Emirados Árabes Unidos. Destes países, o Canadá e Trinidad e Tobago respondem pela maior parte das importações norte-americanas.

Oito terminais de GNL encontram-se operacionais nos EUA (sete de importação e um de exportação – localizado no Alasca), e cerca de 40 (quarenta) terminais estão sendo analisados pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ou idealizados pelos agentes da indústria de gás natural.

Com relação à rede de transporte de gás natural, excluídos os dutos de escoamento da produção, esta é compreendida por aproximadamente 210 (duzentas e dez) linhas principais de gasodutos, mais de 1.300 (mil e trezentas) companhias de distribuição locais (CDLs) e em torno de 125 operadores de instalações de estocagem subterrânea. Isto corresponde a uma série de gasodutos intra (40,4%) e interestaduais (59,6%) de alta pressão com aproximadamente 302.000 milhas, ou 486.000 quilômetros e, no ano de 2006, a 400 (quatrocentos) locais de estocagem subterrâneos, com capacidade total de 115 Bcm.

Em se tratando da regulação da indústria do gás natural, o transporte e a distribuição representam os segmentos mais sujeitos ao controle de suas atividades por uma série de órgãos reguladores, incluindo a FERC, o Departamento de Energia (*Department of Energy* – DOE), o Departamento de Transporte (*Department of Transportation* – DOT) e as comissões estaduais de utilidades públicas (*Public Utility Comissions* – PUCs). Já a produção e a comercialização de gás natural, além do segmento de construção, expansão e operação de terminais de GNL, estão sujeitos a uma regulação mais branda de suas atividades.

As companhias de transporte interestadual de gás natural, que apenas podem atuar como transportadoras de gás natural, são reguladas pela FERC com relação às tarifas que podem cobrar¹⁴, no que se refere ao acesso não discriminatório às suas instalações a todos os carregadores¹⁵, à localização e à construção de novos gasodutos. Da mesma forma são reguladas as CDLs pelas PUC, que supervisionam as tarifas cobradas e prestações de seus serviços, além dos procedimentos adotados para a manutenção do adequado suprimento aos seus clientes.

¹⁴ Tradicionalmente, as tarifas são do tipo *costs-based*, permitindo que o operador da instalação recupere seus custos de operação e manutenção (incluindo impostos e depreciação), assim como uma remuneração justa e razoável pelo capital investido no gasoduto. A FERC pode permitir, não havendo poder de mercado, que as tarifas de transporte sejam negociadas entre o transportador e carregadores.

¹⁵ Apesar de o acesso ser não discriminatório, o mesmo apenas se dá na capacidade disponível, não estando as companhias transportadoras de gás natural obrigadas a expandir seus sistemas de transporte, construir ou adquirir novas instalações de transporte para o atendimento de solicitações de serviço de transporte.

Em contraste, apesar de a produção estar submetida aos controles ambiental e de segurança operacional, e de serem necessárias as autorizações devidas para o início das atividades de exploração e desenvolvimento dos campos de gás natural, os preços tanto na produção, quanto na comercialização são função dos movimentos do mercado, apenas sujeitos ao monitoramento da FERC no que tange às práticas de manipulação e abuso de poder econômico.

Ademais, é a FERC, a partir da publicação do *Energy Policy Act* de 2005 (EPAAct), a principal autoridade responsável pela análise da localização e das propostas de construção, expansão e operação dos terminais de GNL¹⁶. Caso o projeto proposto esteja localizado em águas federais, a Guarda Costeira Norte-Americana (*US Coast Guard – U.S.C.G.*) e a Administração Marítima (*Marine Administration*) têm a jurisdição sobre a instalação e operação do terminal de GNL, tal como disposto no *Deepwater Ports Act* de 1974.

O EPAAct permitiu que os serviços prestados pelos terminais de GNL tivessem suas tarifas estabelecidas pelo mercado sem estarem os mesmos sujeitos aos procedimentos de livre acesso que se aplicam aos gasodutos interestaduais. O mencionado ato legal ainda dá poderes à FERC de autorizar tarifas não reguladas (*market based rates*) para a estocagem de gás natural e serviços auxiliares à estocagem relativos às novas instalações, independente do poder de mercado do agente proponente.

Apesar de a FERC, a USCG e a Administração Marítima serem os entes governamentais responsáveis pelos terminais de GNL, cabe ao DOE emitir as autorizações e aprovar tanto a importação quanto a exportação de gás natural nos EUA.

Por derradeiro, existe, desde 2000, um arcabouço de regras criado pela FERC para os agentes do mercado interessados em obter interconexão a outras instalações de transporte, considerando que estes satisfaçam as seguintes condições: i) arquem com os custos de construção da interconexão; ii) a interconexão não seja prejudicial à operação da instalação do gasoduto; iii) o resultado da interconexão não reduza o serviço prestado aos consumidores existentes; iv) não leve a que o gasoduto existente viole quaisquer leis ambientais e de saúde, ou qualquer regulamentação aplicável às instalações que venham a ser interconectar; v) e não causar qualquer violação em direitos de passagem ou outras obrigações contratuais com respeito às instalações interconectadas.

III.2 - Reino Unido

O Reino Unido é, atualmente, o oitavo produtor mundial e o terceiro maior produtor de gás natural da Europa, depois da Rússia e Noruega. Em 2007, a produção do Reino Unido superou 72,4 Bcm, representando aproximadamente 2,5% da produção total mundial, possuindo reservas provadas de gás de 412 Bcm.

Apesar de ser um dos maiores produtores de gás natural do mundo, a partir de 2004 o Reino Unido tornou-se um importador líquido de gás natural, tendo, em 2007, importado da Noruega aproximadamente 16.4 Bcm para fazer frente ao seu consumo de 96,7 Bcm (Eurogás, 2009), sendo o restante suprido através de gás natural proveniente da Holanda, além da Bélgica e Alemanha, dois países com produção pouco significativa, mas com uma infra-estrutura de importação bastante desenvolvida. Tais importações ocorrem, principalmente, através das interconexões com a Bélgica (Interconexão Zeebrugge-Batcon) e a Noruega, através dos gasodutos de Frigg, Statfjord e Vesterled.

¹⁶ Para a construção de terminais de GNL é necessário previamente a obtenção de uma autorização de importação do Secretário Assistente de Energia Fóssil do DOE. O Secretário Assistente deve aprovar o pedido a não ser que ele determine que a importação seja inconsistente com o interesse público.

No entanto, dada a grande integração em termos físicos e mercadológicos entre o Reino Unido, a Europa Continental e a República da Irlanda, ainda persistem as exportações do Reino Unido para a Alemanha (2,90 Bcm), Irlanda (4,15 Bcm), Holanda (1,82 Bcm), Bélgica (0,64 Bcm), Itália (0,75 Bcm) e França (0,10 Bcm).

Em 2007, o gás natural respondeu por aproximadamente 42,0% da eletricidade gerada, sendo a maior fonte de energia do Reino Unido.

A rede de transporte de gás natural do Reino Unido é composta por 6.000 km de dutos de alta pressão e aproximadamente 263.000 km de dutos de baixa pressão, correspondente aos sistemas locais de distribuição. Existem, ainda, cinco terminais de GNL em operação ou fase final de construção e dois planejados. As instalações em operação ou em fase final de implantação são: no País de Gales, a Dragon LNG¹⁷ e a South Hook; e, na Inglaterra, a Norsesea e a Isle of Grain. Existe ainda, na Escócia, o Terminal de Teeside, com configuração similar à dos projetos brasileiros de Pecém e da Baía de Guanabara.

A produção de gás natural no Reino Unido é escoada até unidades de processamento situadas na costa e, geralmente, é injetada no Sistema Nacional de Transmissão (NTS), o sistema de gasodutos de alta pressão da rede de transmissão de gás natural do Reino Unido, de propriedade e operado pelo *National Grid Gas* (NGG). O NTS transporta o gás natural processado para as termelétricas, grandes consumidores industriais e outros pontos de entrega, para, então ser distribuído através de oito redes regionais de distribuição, das quais quatro são de propriedade e operados pelo próprio NGG.

No Reino Unido, com base no *Petroleum Act* de 1998, é a Secretaria de Estado de Mudanças Climáticas (Secretaria de Estado) o representante legal do governo para a outorga das licenças para os agentes interessados na exploração, desenvolvimento e produção das reservas de gás natural. Já no caso dos gasodutos e infra-estrutura associada, existem distintos regimes legais para os empreendimentos em terra¹⁸ (*onshore*) e em mar (*offshore*).

Para a legislação do Reino Unido estão incluídos nos empreendimentos *offshore* as plataformas marítimas e seus gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural em terra, e os gasodutos que ligam estas unidades ao NTS, sendo ativos de propriedade, em geral, de companhias privadas detentoras de licenças de exploração, desenvolvimento e produção de reservas de gás, e que regula, em grande medida, a construção e operação destas instalações.

Durante o processo de análise das propostas de projeto, a Secretaria de Estado leva em consideração se o projeto proposto encontra-se de acordo com os objetivos da política energética (*energy policy*) do governo e se a metodologia sugerida está de acordo com as boas práticas da indústria. Desta forma, dentre as considerações feitas estão: i) evitar a proliferação desnecessária de gasodutos; ii) encorajar os agentes da indústria em cooperar na construção e dimensionamento dos gasodutos de acordo com a demanda potencial prevista; iii) e a garantia da livre concorrência no segmento da comercialização do gás natural.

No caso das instalações de estocagem de gás natural, a legislação aplicável é o *Gas Act* de 1986, não excluindo a aplicação de outras regulamentações referentes à construção e operação destas instalações, tal como aquelas que tratam o gás natural como uma substância perigosa (*hazardous substance*).

Cabe ao órgão regulador do Reino Unido, o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), zelar pelo interesse dos consumidores e, quando possível, promover a concorrência no segmento de *downstream*, além do controle das tarifas máximas que podem ser cobradas

¹⁷ O terminal Dragon LNG foi visitado por uma missão técnica da ANP em 2008.

¹⁸ Os empreendimentos em terra no Reino Unido não possuem grande relevância em termos de volume, não sendo objeto de análise.

pelos serviços de transporte, distribuição e interconexão. É o OFGEM o responsável pelas outorgas das autorizações para o exercício das atividades de transportador, carregador, comercializador e “interconector”, sendo que o *Gas Act* de 1986 estabelece os seguintes limites aos detentores destas autorizações: um transportador não pode possuir licenças de carregador ou de comercializador; e um agente que possua uma licença para a atividade de interconexão não pode possuir qualquer das outras licenças.

No caso dos terminais de GNL, para a construção e operação destas instalações não existe apenas uma autorização governamental específica, e sim uma obrigação que o agente interessado cumpra com os requisitos ambientais, de saúde e segurança necessários, recebendo, assim, permissões de todos os órgãos competentes ao longo do desenvolvimento do projeto. Com relação ao valor das tarifas e os termos e condições para a prestação do serviço, estes devem estar de acordo com a Diretiva 2003/55/EC que determina que os mesmos devam ser estabelecidos de forma não-discriminatória e refletindo seus determinantes de custo, além da necessária publicidade.

Existe, no entanto, a possibilidade de ser dada uma exceção, por parte do OFGEM, ao acesso de terceiros aos terminais de GNL, de acordo com o disposto no *Gas Act* de 1986, devendo estas exceções de acesso serem aprovadas pela Comissão Europeia, que detém poder de veto à sua outorga. O OFGEM, contudo, possui o direito de revogar as exceções concedidas caso ocorram mudanças nas condições do mercado.

Uma diferença entre o Reino Unido e os EUA, é que a regulação no Reino Unido é muito menos prescritiva. Na América, novas tecnologias demoram mais tempo para serem introduzidas que no Reino Unido, pois, nos Estados Unidos a evolução tecnológica somente pode ocorrer após a elaboração, por parte dos órgãos reguladores, de normas detalhadas, específicas para a tecnologia a ser introduzida, o que não ocorre no Reino Unido.

No Reino Unido, a regulação é baseada em estudos que consideram a análise dos riscos de cada projeto. Empresas especializadas quantificam os riscos dos novos projetos, treinam os operadores e estabelecem os procedimentos operacionais e de segurança.

Uma mudança recente no arcabouço legal do Reino Unido ocorreu com a edição do *Energy Act* de 2008, que estendeu o escopo do regime de acesso de terceiros, de maneira que a Secretaria de Estado passa a ter poderes para impor o acesso de terceiros a toda infraestrutura de petróleo e gás no segmento de *upstream*. Isto significa que qualquer agente interessado poderá solicitar acesso a qualquer elo da cadeia de valor do petróleo e do gás, antes inacessíveis, tais como as instalações de processamento de óleo, algumas instalações de processamento de gás natural e serviços associados a dutos.

III.3 - Espanha

A Espanha é um país com uma produção doméstica de gás natural bastante escassa, respondendo por apenas 0,3% do consumo total do país no ano de 2007, sendo, portanto, obrigada a recorrer à importação direta de diversos países produtores de gás, tanto por meio dutoviário, quanto por meio de GNL. Neste contexto de crescimento da demanda de energia e forte dependência das importações de gás natural, construiu-se uma indústria de gás fortemente integrada, com mais ênfase ao desenvolvimento da infra-estrutura de importação de gás do que no desenvolvimento da exploração e produção.

Em termos de infraestrutura de transporte, existem em operação na Espanha 6 (seis) terminais de GNL (Huelva, Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto e Mugaros) e 5 (cinco) interconexões internacionais: duas interconexões com o sistema de gás português, através de Tuy e Badajoz; o gasoduto Magreb, conectando o sistema de gás espanhol ao campos de produção da Argélia; e gasodutos Euskadour e Lacq-Calahorra, conectando o sistema de gás espanhol à rede europeia de gasodutos via a França. Vale citar, também, que a Espanha dispõe de instalações de estocagem subterrânea de gás natural.

Em 2007, os principais supridores de gás natural para a Espanha foram: Argélia (37%, dos quais 12% foram por meio de GNL); Nigéria (24%); países do Golfo Pérsico (13%), Egito (12%), Trinidad e Tobago (6%), Noruega (6%) e Líbia (2%). Neste mesmo ano, o gás natural (incluindo as importações de GNL) respondeu por aproximadamente 21,5% do consumo energético da Espanha, em especial para o atendimento de termelétricas movidas a gás natural.

A estrutura organizacional da indústria do gás na Espanha, antes da sua reestruturação instituída com o marco regulatório do setor em 1998, era caracterizada por uma alta integração vertical, sem nenhuma abertura à concorrência. Em atendimento ao disposto na Diretiva União Européia 1998/30/CE, que estabeleceu os requisitos regulatórios mínimos que países membros deveriam respeitar para possibilitar a criação de um mercado de gás competitivo e integrado, o Governo Espanhol aprovou a Lei nº 34/1998 (Lei do Setor de Hidrocarbonetos – LSH). Esta Lei liberalizou o mercado de gás natural, atribuiu ao Estado o papel regulador através da criação da *Comisión Nacional de Energía* (CNE) e procurou fomentar a livre iniciativa privada.

É importante ressaltar que, de acordo com LSH, as empresas transportadoras de gás natural, de maneira a garantir a segurança do abastecimento na Espanha devem diversificar as fontes de suprimento para o mercado interno caso, a qualquer tempo, mais de 60% do total de gás natural importado seja proveniente de apenas um país. Além disso, nenhuma companhia pode ser responsável por suprir mais 70% do gás natural consumido no país.

A LSH determina, ainda, que companhias injetoras de gás natural no sistema espanhol mantenham uma reserva estratégica suficiente para manter por pelo menos 20 (vinte) dias o consumo doméstico, o que pode ser realizado seja por estocagem subterrânea, seja através de tanques de armazenagem de GNL e gasodutos.

São consideradas atividades reguladas na Espanha o transporte (o que inclui a regaseificação, transmissão e estocagem) e a distribuição de gás natural, ao mesmo tempo em que a produção e a comercialização são consideradas atividades não reguladas.

A atividade de transporte é realizada por companhias transportadoras que detêm a propriedade e operam redes primárias e secundárias de gasodutos. As redes primárias consistem naquelas com dutos de alta pressão (mais de 60 bar de pressão) e estações de compressão. A rede secundária é composta pelos dutos de baixa pressão, ou seja, aqueles que operam na faixa de 16 e 60 bar de pressão.

A ENAGÁS S.A., empresa estatal privatizada em 1993, é a maior companhia transportadora de gás da Espanha, operando aproximadamente 6.600 km de gasodutos de alta pressão e duas instalações de estocagem estratégica (Gaviota e Serrota). As demais transportadoras a atuarem no país são as Naturgas Energía Transporte, ENDESA S.A., e a Gas Natural SDG S.A.

A construção, expansão e operação das instalações de transporte (terminais de GNL, gasodutos e instalações de estocagem) exigem uma autorização prévia, que deve ser outorgada ou pelo Ministério da Indústria, Turismo e Comércio (Ministério da Indústria) espanhol, nos casos em que o empreendimento afeta mais de uma região administrativa, pela autoridade regional aonde vier a ser localizada a instalação. Uma vez construída a instalação de acordo com o projeto de engenharia apresentado, o Ministério da Indústria (ou a autoridade regional) emite uma autorização final para o funcionamento.

A consolidação das transformações na indústria do gás natural na Espanha se deu com a instituição do Decreto Real 1434/2002, que estabeleceu os princípios relacionados à definição das atividades de transporte, distribuição e comercialização. Tal Decreto estabelece que quaisquer investimentos que envolvam a construção de gasodutos que operem com pressão superior a 60 bar, assim como terminais de regaseificação e instalações de estocagem, devem, como regra geral, se submeter a audiências públicas e têm que ser autorizados pelo Ministério da Indústria.

É, também, o Ministério da Indústria o responsável pela elaboração dos regulamentos que tratam do acesso de terceiros às instalações de transporte (terminais de GNL, gasodutos e instalações de estocagem) e distribuição de gás natural. Tais regulamentos tratam, especialmente, do funcionamento técnico geral do sistema, da remuneração das atividades reguladas, do sistema tarifário e da forma e dos valores a serem pagas pelo acesso de terceiros às instalações.

A CNE, cujo decreto regulamentador foi instituído um ano após a LSH, é o órgão regulador vinculado ao Ministério da Indústria e tem o objetivo de zelar pela concorrência e pela transparência no funcionamento dos mercados energéticos (gás natural e eletricidade) em todo o território espanhol. Além das funções descritas, tem o papel de órgão consultivo e fiscalizar do cumprimento das autorizações e da qualidade dos serviços prestados. Vale citar, também, que a resolução de conflitos referentes ao acesso de terceiros é responsabilidade da CNE.

Em atendimento ao disposto nas Diretivas Europeias 2003/55/EC e 2004/67/EC¹⁹, o Governo Espanhol instituiu o Decreto Real 1716/2004, que regula a obrigação da manutenção de requisitos mínimos de segurança de abastecimento e incentiva sua diversificação.

Apesar da atividade de comercialização²⁰ de gás natural não ser regulada, todo agente interessado em operar como comercializador deve solicitar uma autorização do Ministério da Indústria, caso o agente pretenda atuar em mais de uma região, ou da autoridade regional, nos casos em que restrinja suas operações ao seu território. Os agentes interessados devem comprovar sua capacidade econômica, técnica e legal para atuar no segmento. Além disso, as companhias comercializadoras devem ser registradas no Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores e Consumidores Elegíveis (*Administrative Registry of Distributors, Wholesalers e Eligible Customers*), registro este gerido pelo Ministério da Indústria.

III.4 - França

A indústria do gás natural na França é regida pela Lei nº 2004-803, de 9 de agosto de 2004, mediante a qual foi implementada a Diretiva 2003/55/EC da União Europeia. A *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) é o órgão responsável pela regulação do setor.

As reservas de gás natural francesas não suprem a demanda doméstica, levando o país a importar aproximadamente 97,6% do gás consumido. Além disso, prevê-se o descomissionamento das instalações de produção para o período entre 2013 e 2015, embora autorizações para exploração, desenvolvimento e produção de gás natural ainda sejam expedidas pelo Estado.

Em 2007, o gás natural respondeu por aproximadamente 14,8% das necessidades energéticas da França, proporção inferior à geração eletricidade através de fonte nuclear, solar, eólica, hidráulica e geotérmica (42,1%), e ao petróleo (33,1%), mas superior ao carvão mineral (4,6%), e às demais fontes de energia (5,4%).

¹⁹ A diretiva 2004/67/CE estabeleceu um conjunto de medidas mínimas para garantia do segurança no fornecimento de gás natural.

²⁰ Até 31 de dezembro de 2007 o mercado de gás espanhol era dividido entre o mercado regulado por tarifa (*tariff based market*), no qual companhias distribuidoras supriam gás os consumidores finais a uma tarifa anual aprovada pelo governo, e o mercado liberalizado (*liberalised market*), em que companhias comercializadoras de gás natural suprem os consumidores de maneira livremente acordada entre as partes. A partir de 1º de janeiro de 2008 o mercado regulado foi abolido, passando todos os consumidores a serem supridos por companhias comercializadoras.

Para o exercício da importação ou exportação na França, por sua vez, o operador deve obter licença do Ministério de Meio Ambiente e Energia (MMAE) para fornecimento de gás e, para tal, o operador deve demonstrar sua capacidade técnica e financeira. Embora quase não exporte gás, existe um fluxo significativo de movimentação do energético em território francês devido à sua posição geográfica. Ressalte-se, ainda, que as restrições para a movimentação de gás natural dentro dos limites da União Européia foram eliminadas e as empresas de gás operam em bases não discriminatórias.

A França, como forma de diversificação de seu fornecimento e garantia do suprimento, possui dois terminais de GNL em operação, além de projetos para novos terminais. Existe exigência legal, determinada pela Lei 2003-8, de 3 de janeiro de 2003, para que os operadores desses terminais permitam o acesso a suas instalações. O acesso depende, todavia, da existência de capacidade disponível, sendo que os operadores devem publicar as condições de suas capacidades, garantindo transparência aos interessados.

Existem duas empresas que operam o sistema de transmissão de gás na França: GRTgaz (subsidiária 100% pertencente à GDF Suez) e TIGF (subsidiária 100% pertencente à Total S.A.). As Leis de 2003 e 2004 supramencionadas estabelecem o acesso à rede de dutos e instalações de estocagem, em bases transparentes e não discriminatórias. Já as estocagens subterrâneas na França são desenvolvidas em aquíferos e cavidades salinas e são primordialmente concebidas para reforçar a segurança do abastecimento.

A construção de dutos requer permissão do MMAE e depende da demonstração de capacidade técnica do requerente. Os direitos em relação ao uso de terras devem ser obtidos por acordos ou negociações com os proprietários, existindo o instrumento da declaração de utilidade pública para casos de interesse público.

O acesso às redes de transporte é garantido se existir capacidade disponível. Esse acesso é supervisionado pela CRE que não regula tarifas e taxas, sendo estas livremente negociadas entre as partes. O acesso a pontos de interconexão, por sua vez, é negociado com o operador. Vale ressaltar que a taxa do acesso às redes de transporte de dutos são acordadas entre as partes e são publicadas, assim como os termos e condições dos serviços de transporte oferecidos, nos sítios eletrônicos das empresas. Para as estocagens, o acesso deve ser negociado e acordado entre as partes.

O acesso às instalações de transporte só pode ser recusado em virtude de: i) falta de capacidade, ameaça à integridade ou à segurança das instalações; ii) por ordem de prioridade, definida pelo Ministério de Meio Ambiente e Energia, de forma a cumprir com obrigações públicas; e iii) apresentação de evidências que comprovem que o acesso não é necessário por razões técnicas ou econômicas. Os conflitos relacionados com o acesso às infra-estruturas de transporte são examinados pela CRE.

A distribuição é legalmente segregada do transporte/transmissão, sendo ambas as atividades supervisionadas pela CRE, seguindo os princípios da separação das atividades presente no ordenamento jurídico da União Européia aplicável ao mercado interno de gás natural, em atenção ao artigo 9º da Diretiva 2003/55/EC.

Finalmente, em relação à defesa da concorrência, a CRE deve comunicar ao Conselho de Competição Francês quaisquer suspeitas de práticas anticompetitivas, tais como a ocorrência de subsídios cruzados em qualquer elo da cadeia do gás natural no território francês.

III.5 - Alemanha

Aproximadamente 15% da demanda anual de 87 Bcm na Alemanha é suprida pela produção doméstica. Os 85% restantes são importados principalmente da Rússia, Noruega e Holanda. O país é o maior importador de gás natural da Europa e o segundo maior do mundo. Todo o volume importado chega ao país por meio de gasodutos, uma vez que não existem

terminais de GNL na Alemanha. Com a entrada em operação do gasoduto *Nordstream-Pipeline*, planejada para o ano de 2011, significativas quantidades de gás serão trazidas da Rússia através do Mar Báltico.

Em 2007, o gás natural foi a terceira maior fonte de energia na Alemanha, respondendo por aproximadamente 22,7% das necessidades energéticas do país, proporção inferior ao uso do petróleo (33,0%), e do carvão mineral (25,0%), mas superior à participação de eletricidade produzida a partir de energia nuclear (11,0%), da energia obtida a partir de fontes renováveis (6,5%) e das demais fontes de energia (1,8%).

A rede de dutos é muito bem desenvolvida devido à posição central da Alemanha na Europa, convertendo o território alemão na maior plataforma de movimentação de gás natural do continente. Existem aproximadamente 370.000 km de dutos, dos quais 40.000 km pertencem à rede de transporte. A rede de dutos alemã é segregada em onze denominadas áreas de mercado, cada uma delas consistindo em redes de transporte e redes de transmissão/distribuição.

De acordo com a Lei Federal de Minas, para a exploração ou produção de gás natural as companhias devem obter licenças dos Estados da Federação, atos esses puramente administrativos que não estabelecem nenhum relacionamento contratual. A licença de produção garante ao requerente o direito exclusivo de total propriedade do gás produzido, embora o produtor seja obrigado a pagar *royalties*. Em relação à exportação e importação, não existem limitações para o exercício dessas atividades, em conformidade com o conceito de livre comércio vigente na União Européia.

Em relação ao transporte, as redes, bem como instalações auxiliares, pertencem ou são operadas sob *leasing* por seus respectivos operadores. O marco legal para o transporte de gás em dutos é a Lei de Energia Alemã (*Energiewirtschaftsgesetz*).

Em conformidade com as diretivas européias, as redes de transporte devem ser operadas de forma independente da produção, embora o transporte e a produção possam pertencer a um mesmo grupo corporativo, desde que a operação do transporte ocorra de forma independente. A propriedade dos dutos também pode permanecer dentro de um mesmo grupo corporativo, fato este que pode sofrer alteração, uma vez que a União Européia está elaborando uma nova diretiva que pode requerer desvinculação de propriedade (*ownership unbundling*).

A construção e operação de grandes dutos (dutos com mais de 300 mm de diâmetro) requerem um plano de aprovação que engloba todas as permissões necessárias que, de outra forma, deveriam ser obtidas separadamente. A operação só pode ser negada se o requerente não possuir as condições técnicas e econômicas necessárias para a execução da atividade. A construção de gasodutos requer ainda acordos contratuais para o direito de uso das terras cruzadas pelos dutos, existindo ainda a possibilidade de declaração de servidão administrativa ou desapropriação, com a devida compensação paga pela empresa que desenvolve o projeto.

O acesso à rede de transporte deve ser garantido pelos operadores em bases não discriminatórias e transparentes, sendo que as tarifas devem ser publicadas, bem como os requisitos técnicos necessários ao acesso. Os operadores da rede, de acordo com a Lei de Energia Alemã, devem cooperar entre si de forma minimizar possíveis desbalanceamentos. Os consumidores, por sua vez, não precisam mais especificar a rota exata de transporte do gás, mas somente definir e contratar os termos da entrada e da saída do sistema.

A recusa do acesso de terceiros à rede só é justificável se não houver capacidade disponível suficiente. Os operadores não são obrigados a expandir suas redes para facilitar ou possibilitar a acomodação de novos carregadores. A alocação de capacidade deve, no entanto, ser realizada em bases não discriminatórias.

Não existem restrições especiais antitruste para adquirir ou transferir ativos de instalações de gás ou de rede de transmissão na Alemanha, o que pode ser alterado após a entrada em vigor do Terceiro Pacote Energético, ainda em discussão na União Européia.

A Lei de Energia Alemã não estabelece regulamentações específicas em relação ao setor de GNL. No entanto, o conceito de desverticalização (*unbundling*) é aplicável se as instalações de GNL são utilizadas para armazenamento. Se, por outro lado, as instalações são utilizadas apenas para liquefação ou regaseificação, o conceito de *unbundling* não é aplicado. Caso as plantas de GNL sejam necessárias ao acesso à rede (instalações essenciais), pertencendo, conseqüentemente, à rede de transporte de gás natural, em conformidade com a Seção 3 n.º. 20 da Lei de Energia Alemã, estas devem ser reguladas levando-se em conta os conceitos de acesso de terceiros e condições de uso.

III.6 - Itália

Em 2007, a produção da Itália chegou aos 10,0 Bcm, possuindo reservas recuperáveis de gás de 175 Bcm, e estima-se que possua reservas potenciais de 120 a 200 Bcm. No mesmo ano o consumo doméstico foi de aproximadamente 84,9 Bcm, sendo a diferença entre a produção e o consumo atendida através de importações da Argélia, Rússia e o Norte da Europa, por meio dutoviário, sendo a Líbia, a Nigéria e o Qatar supridores alternativos por meio de cargas de GNL através do único terminal em operação, em Panigaglia.

Snam Rete Gas (subsidiária da ENI) detém a propriedade e opera uma rede de aproximadamente 30.889 km, sendo a terceira maior rede de transporte de gás da Europa. A companhia ainda é a proprietária dos ativos do único terminal existente na Itália, com capacidade de regaseificar 3.5 Bcm por ano. Além da Snam Rete Gas, existem duas outras companhias realizam a atividade de importação de gás na Itália: a Edison, com importações da Rússia, Noruega, Líbia e Qatar (GNL); e Enel, com importações da Argélia e Nigéria.

Os gasodutos de importação que servem à Itália são: o gasoduto Trans-Europeu (TENP) e o Transitgas, respectivamente com 500 e 293 km, importando gás da Holanda e Noruega; o gasoduto Trans-Austríaco (TAG) com 380 km, importando gás da Rússia; e gasodutos Trans-Tunisiano (TTPC) e Trans-Mediterrâneo (TRANSMED), com 370 e 1.080 km para importar gás da Argélia.

O Grupo ENI é o agente dominante em todos os elos da cadeia de valor do gás natural na Itália. A ENI supre diretamente os grandes consumidores italianos e redes urbanas, ao mesmo tempo em que as redes locais de distribuidoras, a maior parte delas afiliadas à ENI, suprem os demais consumidores domésticos. Outra subsidiária da ENI, a *Stoccaggi Gas Italia* (Stogit) administra a maior parte das instalações de estocagem de gás natural do país, enquanto que a Divisão de Gás e Energia da ENI gerencia as atividades de importação e comercialização. A ENI controla, também, mais de 90% da produção doméstica de gás natural através da sua subsidiária AGIP, e, de forma indireta, detém a mesma participação na importação de gás.

No entanto, a liberalização do mercado de gás na Itália vem gradualmente reduzindo o poder de mercado da ENI, em especial no segmento de distribuição, aonde existem diversas pequenas companhias de venda de gás natural ao consumidor final em atividade na Itália, enquanto a outra subsidiária da ENI, a Italgas, controla cerca de um quarto do segmento. Outro elo da cadeia alvo da política de liberalização do mercado de gás é a atividade de transporte, com a exigência legal, através do art. 4º da Lei nº 290/03, que determinou a redução da participação da ENI na *Snam Rete Gas* de 50% para 20% até 1º de julho de 2007.

Em consonância com as normas européias que tratam do acesso de terceiros e da liberalização do mercado de gás natural na Europa²¹, a legislação italiana determina o

²¹ Em especial, a Diretiva 2003/55/EC, que substituiu a Diretiva 98/30/EC.

acesso livre e não discriminatório ao sistema de transporte de gás no país. As normas mais relevantes para o mercado de gás natural são o Decreto Legislativo nº 164/2000 e a Lei nº 239/2004.

É o Decreto Legislativo nº 164/2000, em seu artigo 21, que determina a separação contábil e societária das empresas de gás natural²², em especial no que refere à exigência de que sejam empresas distintas (*unbundling*) devam exercer as atividades de distribuição e comercialização em território italiano.

A autoridade governamental responsável pela edição das normas relativas à política energética na Itália é o Ministério do Desenvolvimento Econômico (MDE). Já o órgão regulador independente do setor energético italiano, a *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* (AEEG), criado em 1995, tem a responsabilidade de implementar as diretivas europeias relativas à liberalização do mercado de energia, além de regular e fiscalizar os segmentos de energia elétrica e gás natural, zelando pelos interesses de todos os usuários e consumidores.

É a AEEG, ao perseguir seus objetivos de promover a concorrência nos mercados e a eficiência dos serviços prestados, que elabora as condições técnicas e econômicas para o acesso e a interconexão às redes de todos os agentes interessados, definindo, ainda as tarifas praticáveis (transporte, distribuição, estocagem e regaseificação) e os padrões de qualidade a serem seguidos.

As autorizações para a construção gasodutos de transporte, suas instalações associadas e dos terminais de GNL são outorgadas pelo MDE, sendo a construção destas instalações atividades consideradas como sendo de utilidade pública, levando, conseqüentemente, à desapropriação das terras para os seus usos.

Cada companhia transportadora deve elaborar seu próprio código de utilização da rede (*network codes*), devendo este documento atender aos princípios estabelecidos pela AEEG, que deve aprovar os códigos. Em especial, no que tange ao acesso de terceiros às instalações, tais códigos devem estar de acordo com a Deliberação AEEG nº 137/2002, que trata dos critérios gerais para o acesso de terceiros ao sistema de transporte. Recusas de acesso devem ser motivadas e comunicadas à AEEG, ao MDE e à autoridade de defesa da concorrência italiana.

Os agentes interessados em comercializar gás natural na Itália devem ser autorizados pelo MDE, devendo estes agentes comprovar sua capacidade técnica e financeira, além de demonstrar a origem do gás e os meios para transportar o energético. A AEEG supervisiona os contratos de compra e venda de gás natural celebrados e tem o poder de elaborar uma minuta de código de conduta comercial regulando as informações que as companhias devem prestar aos seus clientes.

IV – NOVO MARCO LEGAL

IV.1 - Principais Contribuições da Nova Lei do Gás

Após anos de debate em torno do Projeto de Lei para regulamentar as atividades da indústria do gás natural no Brasil, foi promulgada, em 04 de março de 2009, a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), que normatiza as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Como era de se esperar, são vários os impactos que uma Lei específica para o energético terá sobre o funcionamento do mercado e também sobre a atuação do Ministério de Minas e

²² Companhias transportadoras de gás natural não estão proibidas de atuarem na atividade de estocagem.

Energia (MME), da ANP e outros entes governamentais, que passam a adquirir novas atribuições.

Esta Lei apresenta diversas alterações às normas anteriormente estabelecidas, enfatizando, sobretudo, a atividade de transporte de gás natural. Uma das mais notáveis foi a introdução da modalidade de concessão, mediante licitação, para exploração das atividades de transporte de gás natural a ser aplicada a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral, mantendo-se, contudo, a modalidade de autorização para os gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais (art. 3º, §1º).

Vale dizer que caberá à Agência a promoção do referido certame licitatório, ficando sob sua responsabilidade a elaboração do respectivo edital e da minuta do contrato de concessão (art. 12). A celebração do contrato, por sua vez, será realizada pelo MME, que poderá delegar esta atribuição à ANP (art. 12, §1º).

Ainda sobre a concessão da atividade de transporte de gás natural, a Lei ressalta expressamente como atribuições da Agência: i) manifestar-se sobre o requerimento de prorrogação do contrato em até 3 (três) meses da data de solicitação (art. 10, parágrafo único); ii) autorizar prévia e expressamente a transferência do contrato, de forma a preservar seu objeto e as condições contratuais (art. 16, parágrafo único); iii) editar regulamento acerca dos requisitos a serem exigidos das empresas estrangeiras participantes da licitação (art. 19, I); iv) aprovar a cisão, a fusão, a transformação, a incorporação, a redução do capital social da empresa concessionária ou a transferência do seu controle societário (art. 25); vi) aprovar a minuta de contrato padrão bem como homologar previamente os contratos de transporte celebrados entre concessionários e carregadores (art. 22, I, e art. 24, III)²³.

Adicionalmente, no que tange às concessões de transporte de gás natural, estas terão prazo de duração de 30 (trinta) anos, prorrogáveis por igual período.

Ficaram ratificadas, por sua vez, as autorizações para o exercício da atividade de transporte de gás natural outorgadas pela ANP até a data de publicação desta Lei. Além disso, os empreendimentos em processo de licenciamento ambiental que, na data de publicação da Lei, ainda não tenham recebido autorização da ANP, serão enquadrados no regime de autorização (Art. 30, §2º). Estes gasodutos, portanto, são tratados como gasodutos existentes.

O prazo das autorizações para os gasodutos existentes será de 30 (trinta) anos, contados a partir da data de publicação da Lei ou da data da outorga, no caso dos gasodutos em processo de licenciamento ambiental. Não é explicitada, todavia, a possibilidade de prorrogação das autorizações (Art. 30, §1º). Para os gasodutos que envolvem acordos internacionais, o prazo de duração das novas autorizações também será de 30 (trinta) anos, com possibilidade expressa de prorrogação por igual período (art. 26).

Registre-se que a proposição dos gasodutos a serem construídos ou ampliados, até então de iniciativa dos particulares interessados, passará a ser feita pelo MME, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros (art. 4º, I).

Concernente ao estabelecimento das tarifas de transporte, o art. 28 assim dispõe: “*As tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos objeto de autorização serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos*”. Aqui se interpreta que tais gasodutos são aqueles que envolvem acordos internacionais²⁴.

²³ Os parágrafos 2º do artigo 26 e 5º do artigo 30 da Lei nº 11.909/09 estabelecem que sejam aplicados os artigos 22, 23 e 24 aos transportadores autorizados.

²⁴ Tal interpretação decorre do fato do artigo 28 estar na Seção VI do Capítulo II, enquanto que os artigos que tratam dos gasodutos existentes encontram-se na seção seguinte (Seção VII – Dos Gasodutos de Transporte Existentes), e que nada versa acerca do cálculo das tarifas de transporte

Para os gasodutos de transporte existentes (o que, como comentado, inclui aqueles em processo de licenciamento ambiental), o art. 31 determinou que ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data de publicação da Lei.

Já para os gasodutos objeto de concessão, é interessante chamar a atenção para o fato de que caberá à ANP estabelecer as tarifas de transporte (art. 13, §2º).

Outro ponto de destaque na Lei é a obrigatoriedade da realização de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte firme, a qual precederá a outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos. De acordo com o art. 5º, o objetivo de tal Chamada é identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva.

Desta forma, a Chamada Pública substituirá o Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC), procedimento público atualmente adotado para oferta e alocação de capacidade firme de transporte de gás natural, conforme Resolução ANP nº 27/2005. Esta Chamada, a exemplo do CPAC, também será promovida pela ANP, conforme diretrizes do MME (art. 6º) e, além disto, ao final de seu processo, serão assinados termos de compromisso entre a ANP e os carregadores para a compra da capacidade solicitada (art. 5º, §3º).

A singularidade do processo de Chamada Pública reside no fato de que a ANP fixará a tarifa máxima de transporte de gás natural a ser aplicada aos carregadores interessados na contratação de capacidade (art. 5º, §2º), diferentemente do estabelecido anteriormente pela Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo), segundo a qual a ANP deveria apenas estabelecer os critérios para o cálculo de tarifas de transporte e arbitrar seus valores, caso não haja acordo entre as partes (art. 8º, VI).

Como critério de seleção da proposta vencedora da licitação, a Lei do Gás estabeleceu o de menor receita anual e/ou o critério do maior pagamento pelo uso do bem público, no caso dos bens incorporados ao patrimônio da União (após extinta uma concessão) e que serão licitados com a nova concessão (art. 13 e art. 15, §1º).

Outra novidade trazida pela “Lei do Gás” diz respeito aos carregadores, agentes que atuavam de forma livre sob o amparo da Lei nº 9.478/97, e que passam a depender de autorização emitida pela ANP para utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte (art. 5º, §1º).

A atividade de comercialização de gás natural, definida como a compra e venda de gás natural por meio de contratos negociados entre as partes, também passa a ser autorizada pela Agência, quando realizada dentro da esfera de competência da União. Em consequência, a ANP terá como funções efetuar o registro dos respectivos contratos e informar a origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados, podendo requerer tais dados do agente vendedor do gás natural (art. 47).

Foram introduzidas, também, as figuras de novos agentes na indústria, quais sejam o autoprodutor, o consumidor livre e o auto-importador.

O autoprodutor, por exemplo, foi definido na Lei como o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou a totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Este agente consome o próprio gás que produz e não é obrigado a pagar margem à distribuidora estadual, o que torna sua atividade mais lucrativa. Porém, deverá celebrar com esta um contrato de operação e manutenção (O&M), pagando as tarifas de O&M devidas. Ademais, ao utilizar apenas parte de sua produção, o autoprodutor poderá vender o volume restante às distribuidoras.

associadas aos gasodutos considerados existentes (Art. 30, §2º) e que não foram construídos ou se encontram em fase de construção até a data de publicação da Lei do Gás.

Já o consumidor livre é aquele que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural diretamente de qualquer agente produtor, importador ou comercializador.

Por sua vez, o auto-importador é tratado como o agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações.

Algumas das atribuições que eram de responsabilidade da ANP e que foram transferidas para o MME dizem respeito à outorga de autorização para importação e exportação de gás natural e o estabelecimento do período de exclusividade dos carregadores originais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte; o qual era fixado, pela Resolução ANP nº 27/05, em 6 (seis) anos, contados do início da operação comercial. A partir da Lei do Gás, o período de exclusividade para os gasodutos existentes ou em processo de licenciamento ambiental passa a ser de 10 (dez) anos, contados do início de sua operação, conforme art. 30, § 3º. Já para os novos gasodutos (concessionários ou autorizados decorrentes de acordos internacionais), o período de exclusividade será fixado pelo MME, ouvida a ANP (art. 3º, § 2º).

É importante citar a possibilidade de ser delegada à ANP a competência de declarar áreas de utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias (art. 3º, §4º). Até então, a ANP somente era responsável por instruir os processos para este fim e a Declaração de Utilidade Pública era feita por Decreto Presidencial.

Com um capítulo específico dedicado à estocagem de gás natural, a nova Lei determina que esta atividade será objeto de concessão de uso, precedida de licitação na modalidade de concorrência, quando ocorrer em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos, devendo a ANP elaborar os editais e promover a referida licitação. Mediante delegação do MME, caberá a esta Agência celebrar os contratos de concessão para o exercício da atividade de estocagem (art. 38). De outra forma, a estocagem de gás em instalações diferentes das supramencionadas serão objeto de autorização pela ANP.

Em relação à atividade de estocagem, compete à ANP: i) regular e fiscalizar a atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao acesso de terceiros às instalações concedidas (art. 58); ii) disponibilizar aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem (art. 39); iii) autorizar a realização das atividades de pesquisas exploratórias não exclusivas necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem (art. 39, §1º); iv) definir as formações geológicas que serão objeto de licitação para a atividade de estocagem, caso haja delegação expressa do MME (art. 38, §1º).

Vale registrar que a atividade de distribuição de gás natural comprimido (GNC) a granel e de gás natural liquefeito (GNL) a granel, já regulada pela Agência, conforme a Resolução ANP nº. 41/2007 e a Portaria ANP nº. 118/2000, foi denominada pela nova Lei como o acondicionamento de gás natural para o seu transporte ou consumo por meio de modais alternativos ao dutoviário (art. 42).

A Lei do Gás, em seu art. 58, promoveu alterações em alguns artigos da Lei do Petróleo, determinando, como por exemplo, a exclusão da obrigatoriedade de acesso aos terminais de GNL. Porém, permanece facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural.

No âmbito das instalações de GNL, a ANP continuará tendo a competência para autorizar a construção e operação dos projetos.

No conjunto das novas atribuições conferidas à ANP, também foi dado destaque para a supervisão da movimentação de gás natural na rede de transporte, devendo a Agência coordená-la em situações caracterizadas como de contingência. Para tanto, será necessário manter informações atualizadas sobre a movimentação de gás, subsidiando o MME sobre as necessidades de reforço ao sistema, bem como estabelecer padrões para a operação e manutenção eficientes deste (art. 59).

Para supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte, caberá à ANP, dentre outras funções: i) supervisionar os dados e as informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte; ii) manter banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural permanentemente atualizado; iii) monitorar as entradas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes; iv) dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; v) estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte.

Em período de contingência no suprimento de gás natural, a ANP deverá: i) coordenar a movimentação de gás natural na rede de transporte do país (art. 52); ii) assegurar o cumprimento integral das determinações do Comitê de Contingenciamento (art. 52); iii) estabelecer procedimentos de contabilização e liquidação, de aplicação compulsória a todos os agentes da indústria do gás natural, destinados a quitar as diferenças de valores decorrentes das operações comerciais realizadas entre as partes (art. 53); iv) aplicar penalidades pecuniárias ao agente infrator das determinações do Plano de Contingência (art. 54).

IV.2 - Principais Omissões da Nova Lei do Gás

A Lei nº. 11.909/09 trouxe como principal avanço para a indústria do gás natural a criação de um ordenamento jurídico específico, uma vez que a Lei do Petróleo não tratou de inúmeras questões relacionadas a este segmento. Todavia, apesar da importância do estabelecimento de um marco regulatório próprio, a nova Lei apresenta algumas dubiedades e omissões.

Em primeiro lugar, importa dizer que a Lei nº 11.909/09 não representa uma verdadeira “Lei do Gás”, estando mais próxima de uma “Lei de Transporte de Gás Natural”. Isso porque as atividades de liquefação, regaseificação, processamento, tratamento, estocagem e acondicionamento não receberam o mesmo nível de detalhamento e atenção dedicado à atividade de transporte de gás natural por meio dutoviário, ficando relegadas a segundo plano.

No que tange à estocagem de gás natural, por exemplo, embora a Lei tenha previsto o direito de acesso de terceiros às instalações concedidas (art. 58), nada dispôs sobre o pagamento ao titular das instalações. Considerando que o art. 38, § 4º, prevê o estabelecimento de período de exclusividade para os agentes cuja contratação de capacidade tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a implementação de instalações concedidas de estocagem, teria sido razoável explicitar, ao menos, algumas regras, tal como a contida no art. 58, § 1º, da Lei nº. 9.478/97, prevista para o acesso aos dutos de transporte e terminais marítimos, com exceção dos terminais de GNL, segundo a qual a ANP deve fixar o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada ao titular das instalações com base em critérios previamente estabelecidos, no caso de não haver acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

Em relação às definições presentes no art. 2º, nota-se o caráter restritivo contido nas definições de gasoduto de transporte e de gasoduto de transferência, o que pode resultar na existência de dutos que não estejam abrangidos por nenhuma das duas definições.

Igualmente, a definição de Unidade de Regaseificação, enunciada como a instalação na qual o GNL é regaseificado mediante a imposição de calor para ser introduzido na malha dutoviária, restringe o desenvolvimento de mercados que possam surgir a partir do transporte de gás natural por meio de modais alternativos ao dutoviário.

Quanto ao regime de outorga para a construção e operação de gasodutos internacionais, embora preveja o regime de autorização, a Lei é omissa quanto ao agente responsável por outorgá-la. Sobre este ponto, poder-se-ia entender que esta atribuição é da ANP, uma vez que na Lei do Petróleo (art. 8º, inciso V) permanece dentre as prerrogativas da Agência a outorga de autorização para a prática da atividade de transporte.

A Seção VII da Lei, que cuida dos gasodutos de transporte existentes, determina que ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data da publicação da Lei (art. 31). Tal regra, entretanto, não tem aplicabilidade no caso de empreendimentos em processo de licenciamento ambiental que, na data de publicação da Lei, ainda não tenham obtido autorização da ANP (art. 30), vez que para estes não há tarifa de transporte definida antes da publicação da Lei.

Para estes casos, ante a lacuna deixada pelo art. 31, pode-se entender pela aplicação da regra constante no art. 28. Destinado aos gasodutos internacionais, este dispositivo legal estabelece que as tarifas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos. Outra interpretação cabível seria a de considerar o disposto na legislação editada pela ANP anteriormente à Lei do Gás, segundo a qual o órgão regulador apenas deve estabelecer os critérios para o cálculo tarifário (Resolução ANP nº 29/05).

O artigo 17, em seu inciso IV, menciona a inclusão, no edital de licitação para a atividade de transporte de gás natural, dos critérios a serem seguidos para o "julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta". Entretanto, o art. 20 estabelece que o julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério de menor receita anual ou o maior pagamento pelo uso do bem público. Observa-se, contudo, que o julgamento técnico e econômico-financeiro não é facilmente conciliável com os critérios estabelecidos no art. 20, o que mereceria melhor detalhamento.

A Lei, em seu artigo 54, estabelece a apuração, pela ANP, dos prejuízos provocados pelo descumprimento das determinações do Plano de Contingência por parte dos agentes da indústria do gás natural, dentre os quais se incluem aqueles que atuam na atividade de distribuição, conforme a definição prevista no art. 2º, inciso XXX. Ocorre que esses agentes não estão sujeitos à regulação federal, uma vez que, conforme a Constituição da República (art. 25, § 2º), cabe aos Estados explorar os serviços locais de gás canalizado.

Outra impropriedade da Lei reside no fato de fazer referências à regulamentação ou regulamento. Aqui, depara-se com a dúvida sobre qual entidade ou órgão da Administração Pública seria o competente para regulamentar os artigos que citam as referidas expressões. Teria sido mais adequado a previsão expressa do órgão ou entidade competente para tal.

Por último, nota-se que a Lei do Gás não dispôs em nenhum de seus artigos sobre o impedimento à verticalização na indústria de gás natural. Tal assunto, contudo, será melhor detalhado na seção seguinte.

Assim, considerando que vários artigos necessitam de regulamentação para que possam ser aplicados, seja através do Decreto Presidencial, seja através de resoluções e portarias da ANP e do MME, observa-se que a Lei ainda não pode ser interpretada e aplicada em sua totalidade.

Com prós e contras em termos de estímulo ao desenvolvimento do mercado e tratamento isonômico dos agentes, a Lei do Gás, de todo modo, representa um avanço ao marco legal até então vigente, o qual tratava o gás natural mais como um subproduto da exploração do petróleo do que como um produto particular que possui uma lógica própria.

A Lei nº 11.909/09 revela também o entendimento alcançado entre os agentes do mercado, entre eles, Petrobras, Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás (ABEGÁS), a Associação Brasileira dos Consumidores de Energia (ABRACE), ABIQUIM, ABIVIDRO, ABIAPE, entre outros, para a construção de um arcabouço regulatório inédito para o gás natural.

Neste sentido, o consenso obtido por estes agentes, com a intermediação do MME, com vistas à elaboração da versão final do Projeto de Lei do Gás, é fruto do próprio amadurecimento do mercado, em que diferentes posições cedem em algum ou mais pontos, ou partes, para benefício do todo. Representa, pois, novos passos na forma de pensar os rumos da indústria.

Apesar de recente, a Lei nº 11.909/09 não escapará de melhorias e aperfeiçoamentos através de sua regulamentação, em parte pelos aspectos que não considerou e, em parte, pelo próprio dinamismo do mercado, que requer uma regulação ativa e atenta, capaz de dar conta das transformações por que passa a indústria.

Desta forma, as regulamentações deixadas a cargo da ANP podem cumprir um importante papel no aprimoramento do marco legal, à medida que a elaboração de novas Portarias e Resoluções, assim como a revisão das existentes, seja eficiente em preencher as lacunas deixadas pela Lei do Gás.

A esta Agência cabe, portanto, a tarefa de se adequar às novas atribuições, capacitando seu corpo técnico para os novos desafios, e, sobretudo, a missão de cumprir adequadamente com os objetivos de regular, contratar e fiscalizar as atividades da indústria de petróleo e gás natural, contribuindo para aumentar a transparência e credibilidade de sua atuação, de forma a reduzir a incerteza de potenciais investidores, atrair novos agentes e estimular o desenvolvimento da indústria gasífera nacional.

V – NOVA ESTRUTURA DA INDÚSTRIA APÓS A LEI DO GÁS

Como visto na Seção III, a partir de princípios norteadores semelhantes, quais sejam, a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural e a garantia do abastecimento interno, cada país analisado desenvolveu seu próprio arcabouço regulatório a partir de suas dotações de reservas de gás natural disponíveis, da posição geográfica em relação aos potenciais supridores, dos arranjos político-territoriais locais e das características dos mercados domésticos.

A exposição realizada teve o intuito tanto de fornecer subsídios e auxiliar a elaboração de novas normas, quanto de aperfeiçoar a regulamentação existente aplicável à indústria do gás natural no Brasil, tendo em vista a publicação de um novo marco regulatório com a publicação da Lei nº 11.909/09.

No caso da regulação de gás natural nos países membros da União Européia, é possível eleger, dada a análise feita, os seguintes tópicos principais: i) regras gerais de organização da indústria do gás natural; ii) separação jurídica (*legal unbundling*) e transparência contábil das atividades de transporte de gás natural; iii) acesso às redes de transporte e distribuição, aos terminais de GNL e instalações de estocagem; e iv) comercialização de gás natural.

Referente ao primeiro tópico, as outorgas das autorizações para a construção, expansão e/ou operação de instalações de transporte de gás natural devem ser emitidas por cada país membro, observando-se os procedimentos, obrigatoriamente, não discriminatórios e públicos. Recusas a autorizações devem ser objetivas e não discriminatórias, sendo as mesmas apresentadas ao requerente, que deve ter direito de apelar de tal decisão. Dentre as razões que podem ser alegadas para a recusa de uma autorização encontra-se o não enquadramento do empreendimento nos objetivos de política energética do Estado-membro, como no Reino Unido.

Os países membros têm, ainda, o dever de elaborar (ou exigir sua elaboração) normas técnicas que estabeleçam os requisitos mínimos de concepção e funcionamento seguro para a conexão à rede dos terminais de GNL, às instalações de estocagem, às redes de transporte ou distribuição. Assim como no caso do processo de outorgas das autorizações, tais regras devem ser objetivas e não discriminatórias, além de ter que garantir a operacionalidade de todos dos sistemas interconectados. Em geral, estas regras são elaboradas pelos agentes com a supervisão e aprovação dos órgãos reguladores locais.

Quanto ao segundo tópico, cabe ressaltar que a separação jurídica da atividade de transporte de gás natural não implica na segregação da propriedade dos ativos de transporte de empresas verticalmente integradas. No entanto, deve ser assegurada a existência de um processo de tomada de decisões não discriminatório a ser empregado através de medidas organizacionais que garantam a independência dos responsáveis pela operação dos sistemas de transporte.

Neste sentido, as companhias de gás natural verticalmente integradas têm por obrigação manter um elevado grau de transparência de sua contabilidade, tendo os países membros o direito ao acesso às informações dos agentes da indústria de gás natural, caso esta consulta seja necessária para o exercício das suas funções.

Na sua contabilidade interna, compete às empresas integradas de gás natural apresentar contas separadas das suas atividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento de gás natural e, se for esse o caso, contas consolidadas das atividades não vinculadas ao setor do gás, tal como lhes seria exigido se as atividades em questão fossem exercidas por empresas distintas. Tal medida tem o objetivo de evitar discriminações, subsídios cruzados e prejuízos à concorrência.

Dentre as medidas relativas à separação das atividades da indústria de gás natural merece destaque: o exercício exclusivo da atividade de “interconector” no Reino Unido, separado da atividade de transportador; a exigência legal, na Itália, de redução da participação acionária da ENI na Snam Rete Gas de 50% para 20% até 1º de julho de 2007²⁵; e a separação legal dos terminais de GNL na hipótese de sua utilização para a estocagem de gás natural na Alemanha.

Com relação ao terceiro tópico, os países membros da União Européia introduziram em suas regulamentações a garantia de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL baseado em tarifas publicadas aplicáveis a todos os clientes, de forma objetiva e sem discriminação entre todos os usuários. Caso seja necessário para o exercício das suas atividades, os operadores das redes de transporte devem ter acesso às redes de transporte de outros operadores.

As tarifas de acesso devem ser públicas sendo, ou aprovadas pela autoridade reguladora, ou serem calculadas a partir de metodologia aprovada pelos entes reguladores (estando igualmente obrigada a sua publicação), anteriormente à sua entrada em vigor. Exemplos de tarifas acordadas entre as partes, mas que devem ser aprovadas ou ter sua metodologia aprovadas pelas autoridades reguladoras são encontrados no Reino Unido, França e

²⁵ Em junho de 2004, a ENI comprometeu-se com o órgão de defesa da concorrência italiano a vender um volume total de gás natural de 9.2 Bcm (2.3 Bcm/ano) para os quatro *themat years* seguintes, de 1º de outubro de 2004 a 30 de setembro de 2008, no ponto de recebimento de Tarvisio, localizado na rede de gasodutos italiana. Em março de 2007, a ENI assumiu o compromisso de realizar um novo programa de venda de gás foi, compreendendo um volume total de 4 Bcm de gás natural a ser vendido nos dois *themat years*, de 1º de outubro de 2007 a 30 de setembro de 2009, no ponto de troca virtual (o ponto de troca virtual – *virtual exchange point* - é localizado entre os pontos de recebimento e entrega da rede nacional de gasodutos, onde usuários podem comercializar o gás injetado na rede em bases diárias). *Themat year* é um período de tempo, estabelecido por questões regulatórias, que se inicia no dia 1º de outubro e termina no dia 30 de setembro do ano seguinte. Até a data da confecção deste documento, a ENI permanece com 50,03% das ações da Snam Rete Gas.

Alemanha. No caso da Espanha e da Itália, as tarifas de transporte são calculadas pela autoridade governamental, sendo que na Espanha a publicação das tarifas aplicáveis ocorre por meio da edição de resoluções do Ministério da Indústria.

Os países membros, no que se refere ao acesso de terceiros às instalações de estocagem, por sua vez, podem optar, tanto pelo acesso negociado, exigindo-se que os operadores destas instalações publiquem as suas principais condições comerciais de utilização da estocagem, quanto o acesso regulado, com tarifas e condições de utilização determinados pelas autoridades reguladoras responsáveis.

Além dos princípios estabelecidos na Diretiva 2003/55/EC, cada país membro pode, ao seu critério, regular a atividade de comercialização, desde que tal regulação não infrinja as regras de livre comércio e circulação de fatores de produção dentro do bloco.

Exemplos desta prática foram observados na Itália e Espanha, devendo, os agentes interessados em exercer a atividade comprovar sua capacidade técnica, legal e financeira para as autoridades reguladoras responsáveis, o Ministério da Indústria (ou a autoridade regional) na Espanha e a AEEG na Itália, sendo que neste último caso o agente deve, ainda, apresentar a origem do gás e os meios para transportar o energético, estando sujeito à supervisão da AEEG na elaboração dos contratos de compra e venda de gás natural.

Já no caso dos EUA, as companhias de transporte interestadual de gás natural, que apenas podem atuar como transportadoras de gás natural são reguladas pela FERC com relação às tarifas que podem cobrar, no que se refere ao acesso não discriminatório às suas instalações a todos os carregadores, à localização e à construção de novos gasodutos. Da mesma forma são reguladas as CDLs pelas Agências Reguladoras Estaduais (PUCs), que supervisionam as tarifas cobradas e prestações de seus serviços, além dos procedimentos adotados para a manutenção do adequado suprimento aos seus clientes. A FERC também monitora seus regulados no que tange à prática de manipulação e abuso de poder econômico.

Ademais, é a FERC, a partir da publicação do *Energy Policy Act* de 2005 (EPAAct), a principal autoridade responsável pela análise da localização e das propostas de construção, expansão e operação dos terminais de GNL²⁶. O EPAAct permitiu que os serviços prestados pelos terminais de GNL tivessem suas tarifas estabelecidas pelo mercado sem estarem os mesmos sujeitos aos procedimentos de livre acesso, que se aplicam aos gasodutos interestaduais, até 2015. O mencionado ato legal ainda dá poderes à FERC de autorizar tarifas não reguladas (*market based rates*) para a estocagem de gás natural e serviços auxiliares à estocagem relativos às novas instalações, independente do poder de mercado do agente proponente.

Nos EUA, assim como nos países da União Européia, são observados os princípios do acesso não discriminatório às instalações de gás natural, à exceção dos terminais de GNL, que estão isentos desta regra até 2015, e a desverticalização (*unbundling*) entre as atividades de estocagem/transporte e comercialização/produção.

Diante do exposto, observa-se que nas últimas décadas uma série de países reestruturou suas indústrias de infraestrutura e este foi também o caso do Brasil. De maneira geral, o objetivo das reformas foi a introdução da competição nas atividades potencialmente concorrenciais e a regulação das atividades naturalmente monopólicas. Para tanto, era necessário separar os diferentes segmentos da indústria. Desta maneira, as reformas estruturais nas indústrias de infraestrutura basearam-se no *unbundling* das atividades. Esse receituário básico de reformas, no entanto, ia diretamente contra a lógica econômica de integração das atividades da cadeia.

²⁶ Caso o projeto proposto esteja localizado em águas federais, a Guarda Costeira Norte-Americana e a Administração Marítima têm a jurisdição sobre a instalação e operação do terminal de GNL, tal como disposto no *Deepwater Ports Act* de 1974.

De fato, as indústrias de rede são caracterizadas por representarem um conjunto de atividades distintas, mas com interdependência entre elas para que haja eficiência na prestação do serviço. As atividades compreendidas nos setores de infraestrutura são correlacionadas gerando, portanto, uma interdependência sistêmica, o que traz à tona a questão da coordenação entre estas diferentes atividades. A prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria. Exatamente para auferir dos benefícios da coordenação, de ganhos de escala e escopo e da redução de custos de transação, a lógica econômica vai no sentido da integração das atividades da cadeia.

Ao mesmo tempo em que a integração vertical das atividades de uma cadeia redundante nos benefícios acima citados, ela também pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade do exercício do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria²⁷. Por meio desta última, uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, na qual não está sujeita à competição. Desta forma, ela estaria adotando uma estratégia de competição desleal para eliminar ou impedir a entrada de outras empresas no mercado competitivo.

A fim de evitar a adoção destas medidas é necessário estar haver um nível de separação mínima entre as atividades da cadeia, ou seja, a separação contábil. Assim, mesmo que uma empresa seja verticalizada, é ideal que ao menos a contabilidade das distintas atividades seja feita de forma separada.

A reforma na indústria de gás natural no Brasil, através do art. 65 da Lei nº 9.478/97 foi mais adiante, pois exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte do energético. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites a participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

A Lei nº 11.909/09 estendeu aos demais agentes da indústria tratamento semelhante ao conferido à Petrobras (art. 3º, §3º), quando determinou que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis e que podem, também exercer a atividade de estocagem de gás natural, mas mantendo contabilidade separada.

No entanto, mesmo avançando na segmentação da atividade de transporte e corroborando o modelo já estabelecido na Lei nº 9.478/97, a simples separação jurídica (segunda etapa no processo de separação) não é suficiente para garantir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia. Para que ela aconteça, de fato, é necessário garantir o acesso de todos os potenciais competidores à infraestrutura de transporte, que se caracteriza por ser um monopólio natural. No caso da separação jurídica é possível que, mesmo havendo empresas juridicamente distintas, um transportador que seja controlado por um carregador atue no sentido de defender os interesses deste último, adotando medidas discriminatórias de acesso entre carregadores.

Por esta razão, nos processos de reforma em alguns países, notadamente da Europa, avançou-se na direção da separação societária. Este terceiro nível na separação das atividades exige limites de participação cruzada de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural. Com isto, busca-se evitar que uma empresa de um

²⁷ Ao mesmo tempo em que a separação das atividades da cadeia permite maior transparência na formação dos preços e inibe práticas discriminatórias entre os diferentes elos da indústria, esta separação também resulta em perdas, em especial aquelas relacionadas à coordenação dos distintos segmentos de uma indústria de rede. Há, portanto, um paradoxo no *unbundling* vertical das atividades de uma indústria de rede (GÓMEZ-IBAÑEZ, J. A., *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion*, Cambridge, Harvard University Press, 2006).

segmento aja em função do interesse específico de sua controladora, ou de empresa com relevante participação acionária, que atua em outra atividade da cadeia.

O princípio que está por trás deste postulado é a independência entre os segmentos da cadeia, em especial, o da atividade de transporte, que é monopólio. Caso isso ocorresse, um transportador teria como objetivo a maximização da utilização da capacidade de transporte de seu ativo, o que está alinhado com os princípios de isonomia entre agentes, conforme o preconizado pela regulação.

Com efeito, o *unbundling* (em seus diferentes níveis) visa à independência das atividades da cadeia. Por esta razão, as reformas institucionais nas indústrias de rede pautaram-se na separação dos segmentos e na busca de garantia do acesso não discriminatório a essas atividades. Apenas permitindo um acesso não discriminatório às atividades de monopólio natural na cadeia é possível incentivar a competição nas atividades potencialmente concorrenciais, criando as condições para o desenvolvimento do mercado de comercialização do gás de forma competitiva.

Como discutido anteriormente, os dois marcos regulatórios que tratam da indústria do gás natural – a Lei do Petróleo e a Lei do Gás – atribuem um papel central à ANP na regulação das atividades econômicas da indústria. O arcabouço regulatório instituído pela Lei nº 9.478/97 prevê que a ANP, através da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, tem a atribuição de implementar as políticas nacionais relativas a essas indústrias, com ênfase na garantia de suprimento e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

No que tange à indústria do gás natural, a Lei nº 9.478/97 dispõe sobre o processamento e o transporte do gás natural, facultando o acesso aos dutos de transporte e aos terminais a qualquer interessado. Ademais, esta Lei estabelece que cabe à ANP autorizar a construção e a operação de instalações de transporte. Sobre este tema, há que se destacar que a regulamentação estabelecida pela ANP contribuiu para a melhoria da qualidade dos serviços de transporte, uma vez que exigiu critérios mínimos dos agentes interessados em atuar na atividade de transporte dutoviário de gás natural, seja construindo, seja operando gasodutos (Portaria ANP nº 170/98).

Entretanto, como já observado, no que se refere aos instrumentos para a consecução dos objetivos propostos pelo marco regulatório, em especial, a garantia do acesso isonômico e não discriminatório às instalações de transporte, as regras e os mecanismos de controle trazidos pela Lei nº 9.478/97 revelaram-se insuficientes para o estabelecimento de uma regulação efetiva da indústria do gás natural. Com efeito, a Lei nº 9.478/97, por ocasião de sua publicação:

- Não determinava o livre acesso do regulador aos registros contábeis das empresas reguladas, o que potencializava os problemas gerados por informação assimétrica;
- Não previa a autorização da atividade de comercialização de gás natural, de forma que a livre negociação dos contratos de suprimento de gás dificultava a separação entre as atividades e comercialização e transporte na formação de preços e constituía um entrave à transparência²⁸;
- Determinava que a participação da Agência no cálculo de tarifas de transporte dutoviário restringia-se a estabelecer critérios para o cálculo, o que, conjugado com a falta de previsão legal de acesso aos registros contábeis, assim como ao fato de que o regime de outorga era o de autorização, impunha grandes obstáculos à regulação efetiva da tarifa de transporte praticada;

²⁸ Ver a Nota Técnica SCM/ANP nº 012/2004 “Considerações sobre o Processo de Formação de Preços de Gás Natural no Brasil”, de 22 de março de 2004.

- Não estabeleceu limites de participação cruzada ao longo da cadeia, podendo um mesmo agente possuir participação integral em todos os elos da cadeia, mesmo que as empresas fossem juridicamente distintas²⁹;
- Previa a livre negociação do acesso, limitando a intervenção da ANP a casos de resolução de conflitos. A livre negociação do acesso não conduziu a uma efetiva transparência da contratação de serviços de transporte, possibilitando a ocorrência de comportamentos oportunistas dos agentes, com vistas ao tratamento não isonômico de carregadores.

Conforme já exposto, a Lei nº 11.909/09, recentemente promulgada, aperfeiçoou os instrumentos disponíveis para a regulação do transporte de gás natural, os quais proporcionam maior solidez e transparência do arcabouço regulatório da indústria.

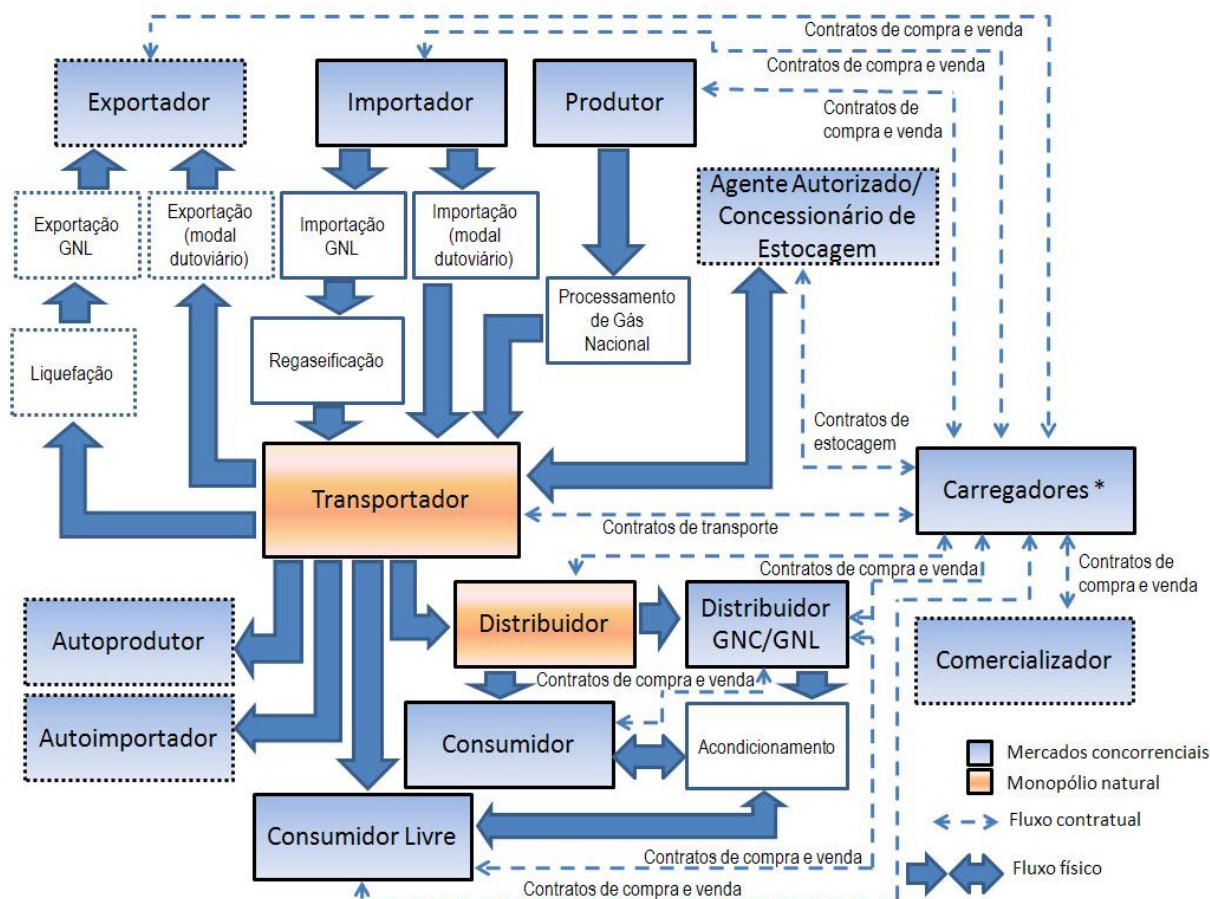
À luz da evolução do marco regulatório, depreende-se que a mudança do regime de outorga para os novos gasodutos de interesse geral, assim como a adoção do procedimento de licitação que antecede a concessão revelam a escolha do legislador pelo aprofundamento da separação das etapas potencialmente competitivas da cadeia do gás natural (produção e comercialização) daquelas de natureza monopolista (transporte). Entende-se que a obrigatoriedade da chamada pública para contratação de serviço de transporte firme também é concebida com essa mesma orientação, uma vez que esta configura um mecanismo que visa permitir o transporte do gás de maneira não discriminatória.

A transparência é outro aspecto de vital importância na evolução do marco regulatório, na medida em que a informação plena e tempestiva é indispensável para o funcionamento de mercados competitivos. O princípio da transparência está fortemente presente nos novos regramentos trazidos pela Lei nº 11.909/09, que atribui à ANP sua promoção direta através da realização da chamada pública, da licitação para concessão e da supervisão da movimentação de gás natural na rede de transporte³⁰.

Dessa forma, o aprimoramento do arcabouço regulatório busca o desenvolvimento da indústria, fundamentado no princípio da transparência, na independência entre os segmentos da cadeia e no acesso não discriminatório à infraestrutura de transporte. Sob esta ótica, o funcionamento da indústria, no contexto da evolução da indústria de gás no Brasil exposta na Seção II deste documento, pode ser resumido pelo quadro a seguir:

²⁹ Ver a Nota Técnica SCG/ANP intitulada “Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural”, de fevereiro de 2002.

³⁰ Cabe à ANP dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação, através da supervisão da movimentação de gás natural na rede de transporte.



*O carregador pode ser: importador, exportador, produtor, distribuidor, consumidor livre ou comercializador

Figura 1. Estrutura idealizada da indústria brasileira de gás natural

Observações:

1. Por simplificação, os fluxos contratuais no âmbito da regulação estadual não estão contemplados no quadro;
2. Os fluxos físicos que se iniciam no consumidor/consumidor livre com direção ao acondicionamento refletem a possibilidade da realização, por esses agentes, de projetos de acondicionamento para uso próprio;
3. Há a possibilidade, não incluída no quadro, de casos em que os fluxos físicos que partem do produtor para o autoprodutor, ou do importador para o autoimportador não ocorram por meio de instalações de transporte.

O quadro acima apresenta a estrutura da indústria, detalhando os fluxos contratuais e os fluxos físicos entre os agentes. Para cada retângulo representando um agente, a cor de fundo indica se o mercado em que ocorre o exercício da atividade é concorrencial ou caracterizado como monopólio natural. Os fluxos contratuais são divididos em contratos de transporte, de estocagem e de compra e venda.

Considerando os condicionantes históricos da indústria no Brasil, além do fato de que esta não conta com a imposição de limites de participação cruzada, o equilíbrio entre os agentes, no âmbito das negociações de compra e venda do gás natural, pode configurar-se bastante desigual, principalmente com relação a informações e poder de mercado detidos por cada parte. Com o intuito de estabelecer incentivos à eficiência, estabilidade e liquidez no mercado do energético em questão, cabe à regulação garantir a transparência, por um lado, do cálculo da tarifa de transporte, e por outro, do processo de formação de preços do gás natural.

Em relação às assimetrias de informação relacionadas à formação de preços do gás natural, considera-se um patamar mínimo aceitável: a publicidade, a todos os agentes, da

metodologia adotada para o cálculo³¹ e o valor das tarifas de transporte aplicáveis³², calculadas de maneira a refletir os custos atribuíveis à prestação do serviço de transporte³³; a transparência dos contratos de compra e venda de gás natural, que devem possibilitar a distinção, no preço total, de cada parcela de custo relacionado à contribuição dos elos da cadeia da indústria, inclusive o transporte.

Com efeito, a distinção, no preço total, de cada parcela de custo serve a dois propósitos: evitar a ocorrência de subsídios cruzados entre as atividades da cadeia produtiva, a qual gera entraves à competição nos mercados concorrenciais; e possibilitar o uso, pelos agentes do mercado, do mecanismo de *netback*³⁴ na avaliação do preço do gás natural durante o processo de tomada de decisão, permitindo a comparação dos preços praticados na indústria.

A transparência no processo de formação de preços implica que, além da separação contábil da atividade de transporte, os segmentos a montante da cadeia que contam com instalações interligadas à rede de transporte, relacionados à movimentação e à estocagem do energético (e.g. regaseificação, estocagem) devem manter registros contábeis relativos ao exercício da atividade separados do exercício de outras atividades³⁵, de modo a tornar viável a identificação dos custos aplicáveis, assim como sua verificação pelo órgão regulador. Cabe à ANP, quando da regulamentação da autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União, e da regulamentação dos requisitos para outorga de autorização de operação de unidades de liquefação e regaseificação de gás natural, fomentar a observância do princípio da transparência no processo de formação de preços, assim como o ordenamento das diretrizes relacionadas à separação dos custos dos diferentes segmentos da cadeia em relevo nos contratos de compra e venda.

VI – TITULARIDADE DAS AUTORIZAÇÕES DE OPERAÇÃO DOS TERMINAIS DE GNL

Com o advento da nova Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), surgiram questionamentos acerca da permanência de algumas exigências constantes da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), em especial no que tange a titularidade das Autorizações de Operação de instalações de GNL no Brasil. Excetuando-se o Projeto Gemini³⁶, todos os dois projetos de GNL

³¹ O cálculo das tarifas deve ser reproduzível por qualquer agente do mercado interessado na contratação dos serviços de transporte objetivando a plena transparência e isonomia, não sendo tal cálculo reservado apenas ao transportador.

³² A Portaria ANP nº 01/2003 determina o fornecimento, pelo transportador, de várias informações relacionadas ao serviço de transporte ao mercado, inclusive as informações relativas às tarifas e descontos aplicados a cada carregador.

³³ A Portaria ANP nº 29/2005 prevê que as tarifas as tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador sejam compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir os custos da prestação eficiente do serviço, assim como os determinantes de custo do serviço.

³⁴ O mecanismo de *netback* permite que a partir do preço no ponto de consumo, subtraindo-se os custos de distribuição e transporte, seja estimado o preço do produtor na boca do poço.

³⁵ A Lei nº 11.909/09 disciplina que os registros contábeis da atividade de transporte de gás devem ser mantidos separados dos registros relacionados ao exercício da atividade de estocagem de gás natural.

³⁶ O Projeto Gemini, teve início em 2005, e consiste na produção de gás natural liquefeito em uma planta de liquefação situada no município de Paulínia/SP, com capacidade de 380 mil m³/dia, para posterior distribuição e comercialização em regiões cujas redes de distribuição de gás canalizado são pouco desenvolvidas ou inexistentes. No projeto, cabe à Petrobras o fornecimento do gás natural, à White Martins a operação da Unidade de Liquefação, de sua propriedade, e à GNL Gemini as atividades de distribuição e comercialização de GNL.

implantados no Brasil, ou seja, os píeres de GNL de Pecém/CE e de Baía de Guanabara/RJ, tiveram as suas Autorizações de Construção e de Operação outorgadas em nome da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, uma subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.

A outorga de Autorizações de Construção e de Operação para este tipo de instalação é atualmente regida pela Portaria ANP nº 170/1998, que “*estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados, gás natural, **inclusive liqüefeito**, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel*” (grifos nossos).

Esta Portaria dispõe, ainda, em seu Art. 6º, que “*caso a ANP classifique as **instalações como de transporte para gás natural**, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte*” (grifos nossos).

Face ao exposto, as solicitações de outorga de Autorizações de Construção/Operação foram formalizadas pela TAG, empresa subsidiária da Petrobras e cujo objeto social é a atividade de transporte de gás natural.

A Lei 11.909/09 trouxe algumas alterações na Lei 9.478/97, uma vez que dispõe especificamente sobre as atividades envolvendo gás natural, incluindo aquelas de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do produto. Assim, torna-se imperativa a reavaliação da pertinência ou não das exigências da Lei do Petróleo que, juntamente com a Portaria nº 170/1998 nortearam o processo de análise dos projetos de GNL.

Vale destacar que a discussão a seguir pormenorizada toma os projetos de GNL de Pecém/CE e de Baía de Guanabara/RJ como exemplos ilustrativos, uma vez que constituem os únicos empreendimentos desta natureza atualmente existentes no País. Contudo, as considerações tecidas poderão vir a ser extrapoladas de modo a abranger outras instalações deste mesmo tipo que venham a ser implantadas no futuro.

Passa-se a seguir a uma análise dos projetos, por parte desta ANP/SCM, quanto à sua titularidade, segundo critérios técnicos e jurídicos.

Primeiramente, deve-se ter clara a função dos píeres de GNL de Pecém e da Baía de Guanabara, os quais foram concebidos como modais de transporte alternativos à importação de gás natural por duto proveniente da Bolívia, com o objetivo de diversificar o suprimento do produto ao mercado brasileiro. A edição da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 4, de 21 de novembro de 2006³⁷ se deu no mesmo ano em que foi editado o Decreto Supremo de nacionalização das reservas de gás natural na Bolívia, o que fez crescer as incertezas quanto ao suprimento seguro do energético proveniente daquele país.

Tanto o terminal de GNL de Pecém/CE como o da Baía de Guanabara/RJ se interligam à malha dutoviária de transporte existente, podendo vir a ser enquadrados como Terminais de GNL, conforme a definição constante da Lei 11.909/09, reproduzida a seguir:

“Art. 2º...

(...)

XXVII - Terminal de GNL: instalação utilizada para a liquefação de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e tanques de estocagem temporária necessários para

³⁷ A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 4, de 21 de novembro de 2006, declarou como prioritária e emergencial a implementação de projetos de GNL, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural.

o processo de regaseificação e subsequente entrega do gás natural à malha dutoviária ou a outros modais de transporte;”

Contudo, a definição acima apresentada está sujeita a gerar dúvidas até mesmo sobre o enquadramento da instalação como Terminal. Por meio de sua análise, poder-se-ia depreender que, para uma instalação ser classificada como Terminal esta deveria ser utilizada para liquefação, ou para o conjunto de atividades envolvendo importação, descarga e regaseificação de GNL. Uma vez que os Píeres de GNL da TAG importam, descarregam o GNL, mas não efetuam a regaseificação (que é realizada em unidades instaladas em navios e não autorizadas pela ANP), há margem para interpretação se a instalação efetivamente poderia ser configurada Terminal.

Contudo, para efeito da discussão em tela, a equipe optou por considerar que a instalação poderia se enquadrar na definição apresentada. Tal entendimento se baseou no fato de que, apesar das instalações de estocagem temporária, de liquefação e de regaseificação de GNL estarem localizadas nos navios, as instalações presentes nos píeres de Pecém e da Baía de Guanabara efetivamente importam e descarregam o GNL, entregando o gás proveniente de sua regaseificação à malha dutoviária.

É preciso atentar-se, também, ao disposto no artigo 58 da Lei 9.478/97, com as modificações trazidas pela Lei 11.909/09:

“CAPÍTULO VII

Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

(...)

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.”

Este artigo estabelece tratamento diferenciado aos terminais de GNL no que se refere ao livre acesso às suas instalações. Efetivamente, os terminais da Baía de Guanabara e de Pecém, assim como quaisquer outros terminais de GNL que porventura venham a ser implantados no Brasil, encontram-se dispensados da obrigatoriedade de ceder acesso às suas instalações, embora isto não lhes seja vedado.

A análise acerca da possibilidade de alteração da titularidade das autorizações outorgadas pela ANP da TAG para a Petrobras tem como ponto fundamental a classificação das instalações de GNL como de transporte ou transferência. A importância primordial de tal classificação decorre no disposto no artigo 65 da Lei do Petróleo, a saber:

*“Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, **terminais marítimos** e embarcações **para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural**, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.”* (Grifos nossos)

Vale destacar que o supracitado artigo não sofreu qualquer alteração com a publicação da Lei do Gás, e, portanto, continua válido na íntegra. Assim sendo, terminais marítimos para transporte de gás natural, estão sujeitos a este artigo, ao contrário das instalações de transferência.

É importante destacar ainda que os conceitos de transporte e transferência constantes da Lei do Petróleo não foram revogados pela nova Lei do Gás, a qual se limitou a considerar essas definições especificamente para gasodutos.

Portanto, torna-se, indispensável para a condução da discussão, apresentar as definições de transporte e transferência, conforme disposto na Lei do Petróleo:

“Art. 6º

(...)

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

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;”

Face ao exposto, pode-se proceder a discussão em tela sob duas vertentes, a saber, o enquadramento ou não das instalações como Terminais Marítimos de transporte ou de transferência, conforme apresentado a seguir.

VI.1- Dos Terminais

Apesar da dispensa da obrigatoriedade do livre acesso, expresso no art. 58 da Lei 9.478/97, alterado pela Lei 11.909/09, é pertinente analisar os Terminais de GNL quanto à sua classificação, seja como: (i) instalações de transporte, tendo em vista o seu interesse geral, de suprir o mercado interno brasileiro com gás natural importado, ou (ii) instalações de transferência, caso em que o gás natural seria movimentado em percurso de interesse específico do proprietário.

A classificação quanto a transporte ou transferência é de caráter fundamental para aplicação do princípio da desvinculação, ou unbundling, presente tanto na Lei do Petróleo, em seu art. 65, como na Lei do Gás, no parágrafo 3º de seu art. 3º. É importante destacar que a não-obrigatoriedade do livre acesso não se contradiz com o este princípio, o qual estabelece a separação entre as atividades produtivas e de transporte.

As instalações de GNL poderiam ser classificadas como de transporte, caso construídas e operadas por empresa de transporte, visto que a Lei do Gás define o transportador de gás, como sendo a “empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto”, e no §3º do artigo 3º dispõe que a mesma pode prestar os serviços elencados no artigo 56 da Lei do Petróleo, ou seja:

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

Sendo assim, empresas de transporte poderão construir e operar Terminais de GNL, a serem classificados como instalações de transporte, que serão utilizados para movimentar e armazenar cargas de terceiros importadas por meio aquaviário. Neste caso, temos por óbvio que o transportador de gás franqueará o acesso de terceiros à instalação, pois o artigo 58 da Lei do Petróleo não veda o acesso de terceiros, apenas não o torna obrigatório.

Por fim, caso a instalação seja efetivamente considerada como sendo de transporte, vale remeter ao art. 65 da Lei 9.478/97, o qual exige que terminais marítimos para transporte sejam construídos e operados por subsidiária da Petrobras, constituída com fins específicos para tal atividade. Assim sendo, depreende-se que a titularidade dos terminais de GNL da Baía de Guanabara e de Pecém devem obrigatoriamente permanecer como da transportadora, não podendo ser transferida à Petrobras.

Por outro lado, levando-se em conta a definição de transferência dada pela Lei do Petróleo, que é *“movimentação de (...) gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades”* e considerando que o gasoduto fora construído no âmbito de projeto do terminal de GNL, cuja única finalidade seria escoar o gás natural regaseificado, estas instalações poderiam, em conjunto, ser consideradas de transferência, uma vez que o proprietário das instalações estaria importando e regaseificando gás de sua propriedade para ser posteriormente injetado na malha de transporte ou para ser consumido em uma de suas instalações.

Neste caso não restaria óbice para que o carregador fosse o proprietário das instalações. Portanto, caso se considere que um dado terminal de GNL seja uma instalação de transferência, a Petrobras não estaria sujeita ao disposto no artigo 65 da Lei do Petróleo, conforme Nota PRG/ANP 261/2009, que conclui que *“se não estivermos a tratar de instalações de interesse geral (instalações de transporte), a Petrobras poderá ser autorizada a construí-las (sendo líquido ou não o objeto de movimentação)”*.

VI.2 - Dos Dutos

Os dutos associados aos terminais de GNL podem ser considerados parte integrante desses terminais ou como instalações independentes. Neste último caso, os dutos merecem atenção especial no que tange à sua classificação, tendo em vista tanto a Lei do Petróleo, como a Lei do Gás, a qual trouxe novos conceitos para gasodutos de transporte e transferência, a saber:

“Art. 2º

(...)

XVII - Gasoduto de Transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural;

XVIII - Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;”

Ressaltamos que os dutos que interligam os terminais às malhas de transporte do nordeste e do sudeste, se considerados isoladamente, não poderiam ser enquadrados como “gasodutos de transferência”, uma vez que não se iniciam e terminam em instalação própria.

Outra possibilidade da Lei seria a de classificar o gasoduto como “serviço auxiliar”, considerando o gasoduto e o terminal como instalação única, no âmbito da definição para Terminal de GNL presente na Lei 11.909/09. Neste caso, deve-se avaliar a pertinência de se

considerar uma instalação fundamental para o escoamento de gás natural e com dimensões significativas como “auxiliar”, qualidade esta que claramente pode ser aplicada àqueles sistemas com atuação não principal, embora imprescindíveis para a funcionalidade do terminal.

O duto que interliga o Terminal de Pecém, por exemplo, ao GASFOR possui cerca de 19 km e, após conectar-se ao Ponto de Entrega de Pecém e à Estação de Filtragem da MPX, entrega gás natural à Termoceará, à Termofortaleza e ao próprio GASFOR, pode ser indicativo de interesse não específico dessa instalação que tampouco poderia ser classificada, isoladamente, como gasoduto de transferência.

No caso do Terminal da Baía de Guanabara, 15 km de duto separam essa instalação da Estação de Campos Elíseos, no Município de Duque de Caxias/RJ. Além de Duque de Caxias, esse duto percorre a Baía de Guanabara e os Municípios de Magé/RJ e Duque de Caxias/RJ. Em teoria, poderia ser de interesse de outras indústrias se interligar a este gasoduto, ao longo de seu percurso terrestre. Em outras palavras, não classificar o duto como de transporte, possivelmente restringiria as possibilidades de futuro aumento da participação do gás na matriz energética da região, indo de encontro ao disposto no Inciso VI do Artigo 1º da Lei 9.478/97, o qual determina, como princípio e objetivo da Política Energética Nacional, o incremento, em bases econômicas, da utilização do gás natural.

VI.3 - Considerações Adicionais

Pesam para o fato das instalações serem classificadas como de transporte, a edição da Resolução do CNPE nº 04/2006 e o fato de essas instalações serem consideradas novas portas de entrada de gás natural no Brasil.

Classificar as instalações como de transferência implicaria o risco de uma possível necessidade de reclassificação futura, caso haja qualquer manifestação de interesse de terceiros, o que acarretaria a desvinculação (*unbundling*) das instalações.

Além disso, a possibilidade de outorga de autorizações a carregadores, transportadores ou outros agentes a terminais de GNL, unidades de regaseificação ou unidades de liquefação deve guardar coerência com a função a ser desempenhada pela referida instalação na indústria do gás natural. Por exemplo, unidades de regaseificação e liquefação poderiam ser autorizadas a carregadores se forem parte integrante do escoamento da produção.

Adicionalmente, deve-se avaliar os possíveis impactos na concorrência no caso de um carregador deter a propriedade e realizar a operação de um terminal de GNL. A desobrigação do livre acesso a esses terminais pode ser entendida como um estímulo à implantação de novos empreendimentos, conforme as experiências norte-americana e britânica, e não como uma vedação ou inibição à entrada de novos agentes ou carregadores no mercado. Contudo, vale ressaltar que a existência de livre acesso aos terminais de GNL na Espanha não parece ter comprometido a atração de novos investimentos no setor.

Por outro lado, a não obrigatoriedade de livre acesso possivelmente reduz, na indústria do gás natural no Brasil, os efeitos advindos da classificação dos terminais de GNL como instalações de transferência ou de transporte. Além disso, a classificação das instalações como sendo de transferência possibilitaria a um dado carregador se destacar no mercado internacional de GNL.

Face ao acima exposto, depreende-se que classificar as instalações como de transporte ou transferência traz vantagens e desvantagens específicas. Porém, ressalta-se que para se ter uma interpretação mais precisa da Lei do Gás quanto à classificação dos gasodutos, deve-se aguardar a edição do seu decreto regulamentador.

VII – ADEQUAÇÃO DA LEGISLAÇÃO PERTINENTE À SCM

Devido ao novo cenário da Indústria de Gás Natural, pretende-se apresentar uma breve análise quanto às atualizações/revisões necessárias da regulamentação inerente à SCM, uma vez que, a princípio, toda a regulamentação técnica da Agência deve ser revista em função da nova Lei.

Como já mencionado, a Lei do Gás enfoca a atividade de transporte de gás natural e, portanto, está diretamente relacionada às ações da SCM. Entretanto a Lei também traz inovações que ficarão sob competência de outras áreas da ANP, que não a SCM. Este capítulo irá se ater às atribuições atuais e possivelmente futuras desta Superintendência.

Dentre as inovações, destaca-se a implementação do regime da concessão à atividade de transporte dutoviário de gás natural. A ANP deverá regulamentar todo o processo licitatório, desde a elaboração do edital até a assinatura do contrato, seguida de sua fiscalização. Para a elaboração do edital, a Agência poderá fazer uso de seu conhecimento adquirido na realização dos leilões de blocos de E&P, e aproveitar a experiência da ANEEL na concessão da atividade de transmissão de energia elétrica.

Já a elaboração de minutas de contrato, além de se valer dos exemplos do E&P, poderá se espelhar na experiência dos processos de CPAC, conduzidos, pela própria SCM, e até então regulamentados pela Resolução ANP nº 27/2005.

Além da condução dos certames para concessão de gasodutos, aquela que irá demandar atenção especial é a concessão da atividade de estocagem de gás natural. Conforme mencionado no Capítulo IV compete à ANP licitar e conceder, mediante delegação do MME, a exploração das formações geológicas aptas à estocagem.

Ainda sobre o tema da concessão, cabe à Agência editar regulamento acerca dos requisitos a serem exigidos das empresas estrangeiras participantes da licitação. Para isso, a ANP poderá novamente buscar a experiência na regulamentação das concessões no E&P.

Do ponto de vista técnico-operacional, a atividade de fiscalização dos contratos de concessão, não difere daquela das atividades atualmente autorizadas, que estão sob as normas estabelecidas nas Portarias ANP nº 170/1998, ANP/INMETRO nº 1/2000, Portaria ANP nº 125/2002 e ANP nº 1/2003. Contudo, diante de outras atribuições da ANP trazidas pela Lei nº 11.909/09, bem como da evolução da indústria, tal regulamentação carece de atualização.

Para o caso da Portaria ANP nº 170/1998, que regulamenta a construção, ampliação e operação de dutos, esta deverá ser substituída por duas novas Resoluções, a primeira tratando das instalações para movimentação de petróleo e seus derivados, e a segunda, incorporando as novas regras nos casos em que caberá à ANP a outorga de autorização, como por exemplo, a ampliação de gasodutos existentes, a construção e operação de gasodutos de transferência e de escoamento da produção, não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás.

Em respeito a esta segunda nova resolução, outros aspectos ainda obscuros devem ser esclarecidos, quais sejam: i) a instância responsável por autorizar gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais; ii) a instância responsável pela análise técnica dos projetos vencedores das licitações para concessão de gasodutos de transporte; iii) o tratamento dispensado aos gasodutos que não se enquadram na definição de transporte ou transferência; iv) os terminais de GNL; e v) a compatibilização dos prazos de validade das autorizações da ANP (30 anos conforme a Lei do Gás ou o vencimento da licença ambiental, como no modelo atual).

Também terá que ser regulamentado o processo de Chamada Pública e a metodologia para o cálculo, por parte da ANP, da tarifa máxima aplicável aos carregadores interessados nos gasodutos objeto de concessão (Lei nº 11.909/09, art. 3º, inciso I), uma vez que a atual Resolução ANP nº 29/2005 trata de gasodutos autorizados. O cálculo de tarifas atualmente

encontra-se a cargo dos transportadores, tendo a ANP apenas o papel de verificar se o mesmo obedece ao referido ato normativo, em especial o estabelecido nos seus artigos 4º e 5º da Resolução. Dessa forma, a futura realização de Chamada Pública para contratação de capacidade implicará a revisão, não só da Resolução ANP nº 29/2005, como da já citada nº 27/2005. Adicionalmente, a Resolução ANP nº 28/2005, que trata da cessão de capacidade contratada de transporte dutoviário de gás natural, também deverá ser adequada à nova Lei.

A nova Lei transferiu ao MME a atribuição de definir o período de exclusividade dos carregadores, levando em consideração a avaliação da ANP. Desta forma, este é mais um tema que requer revisão na regulamentação da ANP³⁸.

Com relação às novas atribuições das quais a ANP foi incumbida, requer normatização a outorga de Autorizações para as atividades de Carregador e de Comercializador. Até a edição da nova Lei, estas atividades eram livres no âmbito da Lei do Petróleo, embora já houvesse sido elaborado um conjunto de obrigações para o Carregador nas Resoluções ANP nºs 16/2008³⁹, 28/2005, 27/2005 e 29/2005.

Para os novos agentes definidos na Lei nº 11.909/09, a saber, o consumidor livre, o autoproductor, e o auto-importador, salienta-se que o primeiro está sujeito à regulamentação estadual, enquanto os dois últimos devem ter sua atuação disciplinada através da regulamentação da Lei, não havendo óbice à sua regulação, dentro da esfera de competência da União, pela Agência.

A Lei do Gás atribui ao MME a responsabilidade de autorizar o exercício das atividades de importação e exportação de gás natural. Dentro deste novo ambiente regulatório, a SCM deverá propor à Diretoria da ANP a revogação da Portaria ANP nº 43/98, que até então estabelecia os requisitos para o processo de outorga da autorização de importação de gás natural pela agência reguladora.

Sugere-se, também, a revisão da Portaria de delegação de competência (Portaria ANP nº 206, de 09 de setembro de 2004), com a retirada do inciso V do Art. 1º, que visa a autorizar a importação e exportação de gás natural.

Tendo em vista que o novo papel da ANP será o de instrução dos processos de requerimento de autorização de importação e exportação, submetidos pelos agentes interessados, para a tomada de decisão do MME, recomenda-se que a ANP formalize, por meio de um ato normativo interno, o procedimento a ser adotado pela Agência para maior transparência das suas ações e padronização dos processos.

Tal ato normativo deverá contemplar a verificação, na ANP, dos requisitos mínimos estabelecidos pelo MME, os prazos máximos para tramitação interna dos processos, bem como para o envio de documentação pelos agentes interessados, a elaboração de pareceres técnicos e jurídicos, a apreciação pela Diretoria da ANP e o posterior encaminhamento ao MME.

O ato normativo deverá explicitar que, na impossibilidade de cumprimento dos requisitos mínimos estabelecidos, não caberá à ANP o arquivamento do processo, mas antes, a sua instrução ao MME, acompanhado dos pareceres e recomendações da Agência para a decisão final daquele Ministério.

Um tema do qual a ANP/SCM já trata, mas que irá requerer a edição de resolução, é a declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão

³⁸ Atualmente o período de exclusividade dos carregadores é de seis anos, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 27/2005.

³⁹ A Resolução ANP 16/2008 dispõe sobre a qualidade do gás natural e é de competência da Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos (SBQ).

administrativa. Atualmente, compete à ANP instruir processo para emissão da Declaração por meio de Decreto Presidencial. Porém, a Lei abre a possibilidade de ser delegada à ANP a atribuição de emitir a própria Declaração, no caso de instalações que a ela compete.

A distribuição de gás natural comprimido e de gás natural liquefeito, a granel, regulamentadas respectivamente pela Resolução ANP nº 41/2007 e Portaria ANP nº 118/2000, receberam nova denominação. Doravante, tais atividades são referenciadas como “acondicionamento” de gás natural, cabendo à ANP regular o seu transporte nos modais rodoviário, ferroviário e aquaviário. Além disso, cabe destacar que a Lei do Gás cita expressamente o acondicionamento do gás na forma sólida, sendo este tema totalmente novo à regulação.

Já com relação ao monitoramento da movimentação de gás natural, diversas atribuições explicitadas na Lei já estavam regulamentadas pela Portaria ANP nº 1/2003, como a supervisão de dados dos centros de controle dos gasodutos de transporte, a manutenção de banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural, o acompanhamento das entradas de gás natural nas redes de transporte, o conhecimento dos contratos vigentes e a publicidade de capacidades disponíveis de movimentação. Entretanto, não só a força da lei, como a própria evolução da indústria de gás natural, ensejam o aprimoramento desta norma, por exemplo a fim de subsidiar o MME com as informações sobre necessidades de reforço ao sistema de transporte. Outrossim, como tal norma se dirige aos Transportadores de gás natural, cabe repensá-la com vistas a abranger também os novos agentes sob a égide da ANP, Carregadores e Comercializadores.

Por outro lado, dentre as novidades trazidas pela Lei do Gás, no âmbito da supervisão da movimentação dutoviária, carece de regulamentação o conjunto de ações aplicáveis somente em situações de contingência no suprimento de gás natural, em especial as voltadas para a coordenação da movimentação de gás natural, aos procedimentos de contabilização e liquidação destinados a quitar diferenças de valores decorrentes de operações comerciais e a aplicação de penalidades pecuniárias.

Ainda com relação ao tema da contingência, para subsidiar a análise das alternativas de suprimento que mitiguem a redução na oferta de gás, cabe avaliar a obrigatoriedade de recebimento de informações relacionadas às capacidades das instalações de processamento, estocagem e acondicionamento de gás natural e de regaseificação em terminais de GNL.

Deve ser analisada a ampliação da obrigação da publicidade de dados e informações para incluir os agentes que exercem outras atividades da indústria do gás natural, a saber: importação, exportação e liquefação de gás natural.

Quanto à Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2000, esta é passível de revisão em função da Lei do Gás. O atual objetivo deste regulamento é estabelecer as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos. Deve ainda ser estudado se esta portaria deverá abranger os sistemas de medição de instalações de processamento, tratamento, transporte, transferência, liquefação, regaseificação, acondicionamento, armazenagem e estocagem. Tal ampliação irá favorecer a realização de ações de fiscalização nessas instalações.

Também, ainda no mesmo âmbito, deve ser introduzida a normatização dos padrões de operação e manutenção eficientes no transporte, estocagem e acondicionamento de gás natural. Neste sentido, pode-se citar a implementação do Regulamento de Segurança Operacional de Dutos em fase de conclusão.