



SEGURANÇA DO SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL

**A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM DIVERSIFICAÇÃO DE FORNECEDORES,
GÁS NATURAL LIQUEFEITO E ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA**

NOTA TÉCNICA

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

Setembro 2006

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
André Regra
Ary Silva Junior
Berenice Delaunay Maculan
Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha
Dirceu Cardoso Amorelli Junior
Eliana Dos Santos Lima Fernandes
Guilherme de Biasi Cordeiro
Helio da Cunha Bisaggio
Jader Conde Rocha
Julia Rotstein Smith da Silva Costa
Luciana R. de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marcello Gomes Weydt (estagiário)
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Tathiany Rodrigues Moreira

Equipe Responsável pela Elaboração da Nota Técnica¹

Eliana dos Santos Lima Fernandes
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva²

NOTAS:

1 - *Esta Nota Técnica é resultado de um estudo que visa subsidiar as sugestões da ANP, que atualmente integra o Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, para a elaboração de um Plano de Contingência para o Suprimento de Gás Natural. O estudo é composto por duas notas sobre: Segurança do Suprimento de Gás Natural – experiência internacional, Planos de Contingência para o Suprimento de Gás Natural – experiência internacional.*

2 - *Coordenação do estudo.*



ASSUNTO: SEGURANÇA DO SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL – A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM DIVERSIFICAÇÃO DE FORNECEDORES, GÁS NATURAL LIQUEFEITO E ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA

I. MOTIVAÇÃO

Em abril deste ano, o Ministério de Minas e Energia (MME) constituiu um Grupo de Trabalho (GT) para discutir e propor um Plano de Contingência, a fim de disciplinar os procedimentos aplicáveis a situações de restrição total ou parcial do suprimento de gás natural, decorrentes de caso fortuito, força maior ou quaisquer outros fatos supervenientes. O grupo foi composto por representantes de diversos segmentos da cadeia produtiva do gás natural, além do próprio MME: ANP, agências reguladoras estaduais, Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, produtores de gás natural, distribuidoras de gás natural e grande consumidores de energia.

Esta iniciativa foi, em boa parte, motivada pelo incidente que envolveu um oleoduto de escoamento da produção da PETROBRAS nos campos de Margarita e San Antonio, na Bolívia, devido às fortes chuvas que atingiram aquele país em abril deste ano, ocasionando grandes deslizamentos de terra. Embora o incidente tenha afetado diretamente o escoamento de líquidos, a produção de gás também foi afetada negativamente, na medida em que esta se dá de forma associada à produção de líquidos. Algumas medidas foram tomadas a fim de mitigar os efeitos do incidente sobre a produção de gás natural, tais como: i) priorização de atendimento ao mercado brasileiro, uma vez atendido o mercado interno boliviano (corte das exportações à Argentina), ii) esforços para postergar a parada de produção do campo de San Antonio (drenagem de água de fundo dos tanques de armazenagem, queima de condensado, transporte de condensado por carretas), iii) conexão do oleoduto danificado com o Gasoduto Villa Montes-Tarija (da Transredes) para envio de condensado, iv) redução do consumo próprio da PETROBRAS no Brasil (refinarias e usinas termelétricas), e v) administração do estoque (empacotamento) de gás natural no Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL).

Os trabalhos do GT ainda estão em andamento e, a fim de contribuir para a discussão, a ANP preparou um estudo, onde busca resgatar a experiência internacional abordando o assunto sob duas óticas: a da segurança do suprimento e a dos planos de contingência. Optou-se por esta abordagem considerando que estas duas óticas se complementam, dependendo do grau de desenvolvimento e da maturidade da indústria de gás natural. Pressupõe-se que, quanto maior o grau de precaução adotado por um país para garantir o abastecimento de seu mercado, menores serão as chances de que venha a implementar um plano de contingência ou de emergência.

No Brasil, onde a indústria do gás natural se encontra ainda distante de ser considerada madura, não se dispõe de investimentos voltados para a garantia do suprimento, sejam motivados pela política energética ou estimulados por mecanismos de mercado. Por outro lado, a implementação de um plano em situações de contingência, se vê limitada à execução de medidas anti-econômicas como, por exemplo, a priorização do atendimento a um conjunto de consumidores em detrimento de outros. Pode-se observar que mesmo as medidas possíveis no âmbito do mercado, como por exemplo o uso de armazenagem ou gás natural liquefeito, não estão adequadamente estruturadas ou sequer disponíveis.

Assim, o estudo está estruturado em duas notas técnicas. Nesta primeira, destacam-se alternativas para a segurança do suprimento, como a diversificação de fornecedores e a integração das malhas de transporte, a utilização do gás natural liquefeito e a estocagem subterrânea. Na segunda nota técnica (“A Experiência Internacional em Planos de Contingência para o Suprimento de Gás Natural”), são apresentados planos de contingência (ou de emergência), em nível nacional, adotados por um conjunto de países selecionados. Na seleção, buscou-se a diversidade com relação à maturidade da indústria de gás natural e ao grau de dependência de importações.

II. INTRODUÇÃO

A questão energética é uma preocupação presente em todas as economias do mundo moderno e, por esta razão, a segurança do abastecimento é o ponto fundamental das políticas energéticas de diversos países. Esta preocupação não se restringe apenas ao suprimento de petróleo e derivados, mas cada vez mais se tem seu escopo ampliado, na medida em que os países diversificam suas fontes de suprimento de energia. De fato, esta diversificação de energéticos também é fruto da busca pela redução da dependência externa e da garantia do suprimento.

No que diz respeito especificamente ao gás natural, a preocupação com relação ao suprimento é importante pois este combustível tem apresentado um crescimento significativo nas matrizes energéticas de muitos países (dentre outros motivos, em função de suas vantagens ambientais), em especial no que diz respeito à sua utilização para a geração de eletricidade. Desta forma, países desenvolvidos e/ou em desenvolvimento que já apresentam importante consumo deste energético ou que têm previsão do aumento de sua demanda nos próximos anos olham com cautela para a questão da segurança do abastecimento.

Especial ênfase é dada a esse aspecto uma vez que as principais reservas remanescentes de gás natural estão dispersas e não se encontram próximas aos principais mercados consumidores. Aliado a isso, pode-se observar o declínio das reservas e da produção de gás natural dos principais países consumidores. Neste sentido, há que se analisar as melhores opções para a garantia do suprimento deste combustível.

Outro elemento que merece destaque é o fato de a garantia do suprimento não se restringir apenas à existência de gás natural, mas também se referir à existência de infra-estrutura de recepção e escoamento deste energético até os consumidores. Desta forma, um plano que objetive a garantia do suprimento deve considerar desde os aspectos relacionados à obtenção do gás até sua entrega ao consumidor final.

Ressalta-se, entretanto, que a coexistência de gás natural e de infra-estrutura de escoamento é uma condição necessária, mas não suficiente para garantir o suprimento deste energético. Mesmo com contratos de gás assinados e com uma rede eficiente de transporte, pode haver interrupção no fornecimento por conta de aspectos que transcendem

os compromissos entre as partes. Isso é bem claro no caso da Europa, onde a questão dos países trânsito é fundamental para a garantia do suprimento de gás natural (uma vez que o principal fornecedor de gás do continente é a Rússia, que abastece os demais países por meio de gasodutos que cortam diversas economias do Leste Europeu). Também no caso brasileiro, a nacionalização dos hidrocarbonetos na Bolívia gerou dúvidas com relação à continuidade do suprimento para o Brasil, embora este não tenha sido interrompido.

Esta nota apresenta e discute, portanto, opções de políticas implementadas por diversos países, objetivando a garantia do suprimento de gás natural. Especial destaque é dado à diversificação de fornecedores e à integração da malha de transporte, à utilização do gás natural liquefeito (GNL) e à utilização de estocagem subterrânea.

III. DIVERSIFICAÇÃO DE FORNECEDORES

A diversificação de fornecedores de energia é uma das principais estratégias utilizadas pelos países com vistas à redução de sua vulnerabilidade, objetivando a garantia de suprimento. Esta seção apresenta, sucintamente, a experiência de diversificação de fornecedores e integração da malha de transporte em alguns países selecionados.

Em decorrência da sua grande atratividade em relação às questões ambientais, destacando-se a crescente preocupação com menores índices de emissões de gases do efeito estufa provenientes da queima de hidrocarbonetos, o gás natural se apresenta, em continuação à tendência iniciada nos anos 70, como a fonte energética com previsão de maior crescimento no consumo interno, para quase todos os países.

Na União Européia (UE), a perspectiva de crescimento da demanda de gás natural é de 2% a.a. até 2015, tendo sido a participação deste energético na matriz energética de 24% em 2003. Em relação ao suprimento de gás, a UE vem passando por um processo de grande mudança, devido à perspectiva de aumento de importação deste combustível a partir de países fora da UE, já que os dois principais produtores, Reino Unido e Holanda, apresentam previsão de decréscimo em suas produções, bem como os demais produtores com alguma significância, como a Alemanha, a Itália e a Dinamarca. Assim sendo, segundo o relatório publicado pela *European Commission (European Union Energy Outlook to 2020)*, a previsão é de que em 2020 cerca de 75% do total da demanda de gás natural na UE seja importada predominantemente da Rússia, Noruega e Argélia.

As questões mais importantes para a UE em relação ao suprimento por gasodutos referem-se às condições de trânsito nos países de passagem para a importação do combustível, particularmente a Ucrânia e a Turquia, o que introduz incerteza quanto ao suprimento de gás da Rússia.

Ainda com relação à UE, cabe ressaltar os projetos relativos ao GNL, cuja perspectiva é de crescimento de consumo, com a de expansão de terminais na Itália, Grécia, Espanha e França.

Com relação à América do Norte, observa-se que EUA, México e Canadá são intensamente interconectados por uma rede de transporte de gás natural bem desenvolvida.

O México, apesar de ter apresentado uma crescente produção de gás natural na última década, não alcançou a auto-suficiência deste combustível, tendo que importar parte dos EUA. Dentro da estratégia do abastecimento interno, dois terminais de GNL estão sendo construídos e quatro em estudo. Grande parte destas infra-estruturas está localizada na fronteira entre o México e os EUA, na Baja California, com o objetivo de suprimento para os dois países. Uma das prioridades do atual governo mexicano é a expansão da produção

interna de gás natural, o que gerou a publicação do Plano Estratégico para o Gás, em 2000. Tal documento incluiu metas para a produção de gás natural a serem atingidas através de contratos de E&P com agentes privados (MSCs - Pemex Multiple Services Contracts), redução da queima em campos associados, alocação de fundos adicionais para o segmento de exploração e expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição.

Os EUA, em cuja matriz energética o gás natural representa 22% do total das fontes primárias, têm uma expectativa de grande expansão da demanda deste energético para as próximas décadas, particularmente para novas plantas de geração elétrica. A curto/médio prazo esta crescente demanda deverá ser suprida, em parte, com o aumento previsto para produção doméstica em campos de águas profundas do Golfo do México, bem como campos *onshore* e a longo-prazo com campos no norte do Alasca. Em relação às importações, a previsão é de um grande crescimento na importação de gás em forma de GNL, através de terminais no país, como também de terminais no México.

O Canadá, grande produtor de gás natural, é o principal supridor deste combustível para os EUA. Em 2005, as exportações do Canadá representaram 85% do total de importação daquele país.

Dentre os países da América do Sul, na Argentina o consumo de gás natural cresceu significativamente na última década, atingindo, em 2003, 46% do consumo total da energia primária. Apesar de grande produtor de gás natural, o país sofreu uma grande crise de energia em 2004, fundamentada em uma explosão de consumo a partir da imposição, pelo governo, de limites máximos para os preços deste combustível. Tal situação fez com que os contratos de exportação de gás natural para o Chile fossem suspensos, passando o país para a condição de importador de gás a partir da Bolívia.

Com o objetivo de prevenir futuras crises, o governo argentino iniciou uma série de reformas no setor de energia, incluindo a criação da companhia estatal de energia – ENARSA, o estabelecimento de incentivos para a expansão de investimentos na infra-estrutura de transporte e distribuição, bem como o planejamento para a gradativa liberação dos preços de gás natural.

O Chile, país com uma das mais robustas e abertas economias da América do Sul, possui limitados recursos energéticos, à exceção da hidroeletricidade. Assim sendo, o crescimento do país dentro de um contexto de dependência externa de energia, particularmente de gás natural, trouxe várias conseqüências. Conforme anteriormente citado, as restrições às exportações de gás natural da Argentina ao Chile, com cortes que chegaram a atingir cerca de 50% do volume contratado, resultaram na reavaliação da política energética do país, que passou a considerar outras fontes de suprimento para o gás natural, como, por exemplo, o GNL ou mesmo o gás canalizado originário de outros países.

Com relação a outros continentes, na Austrália a utilização do gás natural é relativamente pequena, apesar de grandes crescimentos nos últimos anos. Em junho de 2004, o governo australiano publicou o relatório *Securing Australia's Energy Future*, usualmente conhecido como *White Paper*, que projetou um aumento de consumo energético de 50% para 2020, com o gás natural crescendo duas vezes mais depressa que as demais fontes de energia nas próximas décadas. Entretanto, a expectativa é de o país manter a auto-suficiência neste energético, pelo menos até a próxima década.

Em relação aos mecanismos de resposta às situações de interrupção de energia, o referido relatório reafirma a importância da garantia de abastecimento e aponta para estratégias a serem observadas tanto internamente como externamente ao país. Como mecanismo externo é citada a participação da Austrália como membro ativo da *International Energy Agency*, a qual tem um protocolo específico para o suprimento de petróleo em crises

internacionais de abastecimento. Internamente, encontra-se desenvolvido o *Liquid Fuels Emergency Response Plan*, bem como foi estabelecida a provisão de US\$4 milhões a serem aplicados pelo governo em infra-estrutura energética até 2008.

No Japão, em função das baixas reservas de gás natural, cerca de 97% da oferta total interna é importada, em sua totalidade na forma de GNL. A maior parte da importação do GNL é originária do sudeste asiático e Austrália, sendo 30% da Indonésia, 21% da Malásia, 13 % da Austrália e 11% do Brunei. Os EUA também suprem o Japão com uma pequena quantidade proveniente do Alaska (2%). Quase todo o gás natural é utilizado para geração elétrica ou como matéria-prima em plantas petroquímicas.

IV. UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

Uma das formas de um país procurar se proteger com relação a um eventual desabastecimento de uma fonte energética é a diversificação, seja da fonte, seja do fornecedor. No caso específico dos países que apresentam um elevado consumo de gás natural e em esta fonte não podendo ser substituída, busca-se diversificar as fontes de suprimento, tanto por meio da construção de novos gasodutos, quanto por meio do crescimento da utilização do gás natural liquefeito (GNL).

Embora tecnicamente conhecida há muitos anos, esta última modalidade de transporte de gás natural permaneceu restrita a um número pequeno de países, em função do seu elevado custo e da descoberta de reservas em localidades próximas aos centros consumidores. Entretanto, esta situação apresentou significativas mudanças a partir de meados dos anos 90, quando os custos nas distintas atividades desta cadeia foram se reduzindo. Avanços tecnológicos ocorridos durante as duas últimas décadas contribuíram para a redução dos custos ao longo de toda a cadeia do GNL. No caso específico da liquefação, fatores como o aumento de eficiência em função do novo desenho de equipamentos, as economias de escala (devido ao aumento na capacidade dos trens) e a competição entre os fornecedores de equipamentos, contribuíram para uma importante redução nos custos de capital para as plantas de liquefação¹. No tocante ao *shipping*, os custos de construção de navios também foram significativamente reduzidos². Os custos de transporte do GNL variam em função da operação e amortização dos navios, do tamanho dos metaneiros e da distância transportada. Custos relacionados à construção e operação de terminais de regaseificação (descarregamento, armazenagem e regaseificação) variam significativamente em função da localização das plantas.

A partir desta redução e da percepção de que as reservas mais significativas deste energético localizam-se cada vez mais distantes dos principais mercados consumidores e que as reservas e a produção dos países produtores e consumidores (na América do Norte e na Europa) tem apresentando declínio, as transações internacionais de comercialização de GNL aumentaram de maneira significativa.

O crescimento expressivo no comércio de GNL está, em boa parte, relacionado às reformas promovidas nos setores elétricos de vários países. A partir da década de 90, em função das inovações tecnológicas, muitos países introduziram centrais termelétricas a gás natural em seus parques geradores de eletricidade (substituindo as térmicas a carvão e, em

¹ De US\$ 600 por tonelada de capacidade no final dos anos oitenta para US\$ 200 por tonelada no ano de 2001 (DOE, 2005).

² De US\$ 280 milhões em 1995 (para um navio de 138.000 metros cúbicos de capacidade) para US\$ 150 a US\$ 160 milhões no ano de 2005.

alguns casos, as térmicas a óleo combustível). Este fato contribuiu para um importante aumento na demanda do energético e, portanto, para a necessidade de maiores importações do mesmo. Ademais, o processo de liberalização dos setores energéticos leva a uma busca por flexibilidade contratual, neste caso, no que diz respeito aos contratos de suprimento de gás natural para as termelétricas. A geração termelétrica a gás natural é um importante segmento no qual a flexibilidade trazida pelo GNL já é aproveitada, tendendo a apresentar uma participação cada vez maior.

Entretanto, hoje a indústria do GNL ainda é fortemente marcada por uma estrutura contratual rígida, na qual as contratações são bilaterais e de longo prazo. Esta estrutura tem apresentado modificações nos últimos anos e o mercado *spot* de GNL tem apresentado crescimento. Durante os últimos anos, observa-se que o GNL passou a desenvolver seu próprio mercado de curto prazo (JENSEN, 2003). De acordo com dados da IEA (2002), em 1997, as transações de curto prazo de GNL representavam apenas 1,5% no total de transações de GNL. No ano de 2001 a participação das transações de curto prazo sobre o total das transações alcançou 8%³. Em complementação aos contratos de longo prazo, existe um mercado *spot* e um mercado de curto prazo. A emergência destes mercados foi impulsionada pela existência de sobrecapacidade de liquefação e por um aumento na busca pela flexibilidade contratual nos vários componentes da cadeia do GNL. Estes fatores propiciaram a venda do GNL por parte dos exportadores e a compra por parte dos importadores, quando e onde fosse mais favorável em termos econômicos. Atualmente, o mercado *spot* representa cerca de 12% do total do mercado global de GNL, com tendência a uma participação cada vez maior neste total.

Merece destaque, todavia, o fato de que a participação de agentes neste mercado *spot* de GNL não ocorre de maneira coordenada por parte dos países, mas de acordo com as estratégias dos operadores da indústria. Sempre que são analisadas questões relacionadas à segurança do abastecimento, é possível identificar no discurso dos países, a importância da utilização do GNL e da realização de investimentos em novas plantas de regaseificação como aspectos que contribuem para a redução da vulnerabilidade energética dos países. De fato, a consecução desses investimentos dota o país de infra-estrutura para recebimento do energético, mas não garante o suprimento.

A criação e consolidação de um mercado *spot* de gás natural, confere ainda mais risco à questão do suprimento. De fato, a existência de um mercado que pode apresentar uma volatilidade de preços significativa acaba por levar a uma situação na qual o fornecimento é destinado ao agente que oferecer o maior valor pelo produto. A inexistência de contratação de longo prazo exime os produtores de garantia de entrega do energético e esses podem se apropriar dos ganhos derivados de uma eventual alta de preços no mercado. Por outro lado, no caso de uma baixa de preços, são os mercados consumidores que são beneficiados, em função de poderem optar pelo conjunto fornecedor/transportador que lhe ofereça os preços mais atrativos.

A literatura aponta para o crescimento do consumo mundial de gás natural e para a participação cada vez maior do GNL no total das transações entre países. Especial ênfase é dada à comercialização *spot* do energético. Entretanto, atualmente não é possível perceber, nem por parte dos Estados Unidos (a partir da análise das publicações do Departamento de Energia – DOE) ou por parte da União Européia (a partir da análise das

³ É importante destacar, ainda, que apesar de não haver tanta flexibilidade no desvio de rotas de transporte de GNL, como há no caso do petróleo, a existência de capacidade de transporte e de possibilidade de contratação no curto prazo já resultaram no desvio de rota de navios, originalmente destinados à Europa, que acabaram entregando gás natural aos Estados Unidos, uma vez que o preço do gás natural no *Henry Hub* alcançou US\$ 10 por milhão de BTU, em dezembro de 2000 (IEA, 2002; SEN, 2002; JENSEN, 2003; DOE, 2004; CHIDINMA, 2004).

Diretivas Europeias) um esforço coordenado de utilização desta forma de transporte, seja para diminuir a vulnerabilidade energética do país, seja para que a infra-estrutura seja utilizada em uma eventual interrupção ou redução no suprimento de gás natural. As iniciativas de utilização do energético estão, desta forma, vinculadas às estratégias empresariais dos operadores da indústria.

Estando as ações sujeitas à livre iniciativa, no caso das termelétricas a gás natural, estas devem buscar a garantia de suprimento. Em diversos países nos quais essas termelétricas operam na base, esse processo ocorre mediante a existência de contratos bilaterais de longo prazo, que incluem penalidades para o fornecedor no caso do não cumprimento do acordo. Neste caso, a termelétrica está sujeita a menos riscos, pois seu consumo de gás natural é praticamente garantido. O mesmo não ocorre com países que têm suas térmicas operando apenas nos períodos de pico. Isso ocorre porque na contratação de longo prazo a térmica está sujeita a cláusulas contratuais que a obrigam a pagar por um consumo de gás natural, independentemente de sua utilização. A repartição dos riscos e dos custos de proteção dependerá da estrutura regulatória de cada país.

V. ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA

A estocagem subterrânea ou geológica de gás natural é uma técnica largamente empregada em países da América do Norte e da Europa como um processo que visa adequar o suprimento, geralmente proveniente de grandes dutos, às demandas variáveis dos mercados, as quais dependem de fatores diversos tais como o clima, a estação do ano, dentre outros. Nestas nações, a técnica permite um eficiente aproveitamento do sistema de produção e transporte de gás natural, uma vez que seriam necessárias novas instalações de produção ou gasodutos de maior capacidade para atender às demandas mais altas do inverno, capacidades incrementais estas que permaneceriam ociosas no verão, período de menor consumo. São predominantemente utilizadas três estruturas para a estocagem: campos depletados de óleo ou gás, aquíferos e cavidades salinas.

Em relação a suas características e objetivos, é interessante observar o emprego desta técnica em países diversos. Nos Estados Unidos, por exemplo, o setor de estocagem é caracterizado por sua forte competitividade, com diversos agentes atuando no mercado. Em termos de regulação, pode-se ter dois tipos de contratos para o serviço de armazenamento e transporte nos EUA: contratos vinculados (bundled) e contratos desvinculados (unbundled), nos quais o transporte e o armazenamento norte-americano são separados do fornecimento de gás, reestruturação esta introduzida pela Order 636, do FERC. Antes da reestruturação, os preços cobrados incluíam o custo do gás, transporte, estocagem e entrega. Para estes contratos, a FERC também determina o livre acesso não discriminado às instalações. Os EUA são a nação que apresenta maior volume e quantidade de instalações de armazenamento que, além de equilibrar oferta e demanda e servir como estoque estratégico para casos de interrupção do fornecimento, são utilizados para auferir vantagens econômicas provenientes das flutuações de preços.

A produção de gás no Canadá, concentrada no oeste do país, abastece consumidores no leste de seu território e nos Estados Unidos. Trata-se de um mercado cujo setor residencial, assim como nos EUA, apresenta forte sazonalidade. A demanda cinco vezes maior registrada no inverno levou o país a desenvolver uma robusta infra-estrutura de armazenamento subterrâneo e, como nos EUA, existem diversos operadores.

Na União Europeia, destaca-se a diretiva 2003/55/CE, de 2003 (altera a diretiva 1998/30/CE), que utiliza os termos “gestor e operador” para diferenciar o dono da armazenagem do operador desta. Com o tempo, os países europeus foram adequando suas legislações à diretiva da UE. Na Itália, por exemplo, país que se destaca junto à França e à

Alemanha pela quantidade de sítios de armazenamento em operação, já existe desvinculação da atividade de estocagem de outras integrantes do setor de gás natural, introduzida pelo decreto legislativo nº 164, de 2000.

O Reino Unido, com seus três armazenamentos desenvolvidos em cavidades salinas e um em campo depletado, realizou emendas ao seu regulamento do gás (*Gas Act 1986*), de forma a introduzir o conceito de livre acesso às instalações de transporte e estocagem, que nem sempre é garantido. Por exemplo, se a utilização de terceiros não for necessária para a competitividade do mercado, ela pode não ser considerada. O órgão regulador britânico (OFGEM – *The Office of Gas and Electricity Markets*) emite pareceres para cada caso. No Reino Unido, a estocagem subterrânea atende tanto a objetivos estratégicos e de segurança do suprimento como a ajustes sazonais.

Na França, a sazonalidade da demanda e o fator estratégico motivaram o alto investimento no desenvolvimento de custosas estocagens em aquíferos. O país depende fortemente das importações, que chegaram a perfazer cerca de 97% do total do volume consumido em 2000. Desde 2004, a lei nº 03, votada pelo Senado, determina que o acesso às instalações francesas é negociado, sendo taxas e condições discutidas entre operadores e consumidores.

O objetivo da estocagem subterrânea na Alemanha pode ser dividido em dois tipos: grandes volumes para realizar ajustes sazonais, geralmente controlados por companhias supra-regionais, e estocagens para atendimento a picos diários de demanda, geralmente operadas por companhias de atuação local. O acesso a estes sítios é estabelecido por acordos livremente negociados entre as partes interessadas e, em caso de conflitos em relação a tarifas ou condições de acesso, a disputa é levada à autoridade federal antitruste (Bundeskartellamt). Como nos EUA e Canadá, os armazenamentos na Alemanha também são mantidos por diversos operadores.

A Espanha possui duas instalações de estocagem construídas em campos de petróleo exauridos com o objetivo de ser mais um fator de segurança do abastecimento, juntamente com outras medidas como, por exemplo, a diversificação de fornecedores. O acesso é garantido pelo operador do sistema de transporte e estocagem de gás, conceito este advindo do Real Decreto 949/2001, que regulamenta o acesso.

Embora menos intensas que a dos países europeus e norte-americanos, as flutuações na demanda de gás na Austrália, motivaram o país a desenvolver quatro armazenamentos subterrâneos em campos depletados. Em relação à regulação, existe interesse em integrar a indústria de gás australiana e, portanto, necessidade em incrementar a segurança do abastecimento, para a qual a estocagem tem importante papel. Além disso, os armazenamentos australianos estão vinculados à demanda japonesa.

O Japão depende quase que totalmente de gás natural importado (GNL). O país possui cinco estocagens subterrâneas não ligadas aos tanques de GNL, de capacidade reduzida, as quais não têm papel significativo na indústria de gás japonesa.

Argentina e México não possuem armazenamentos subterrâneos, mas já o estudam e verificam sua viabilidade. A Argentina já possui um campo em teste e o México, que utiliza a capacidade ociosa dos gasodutos como estocagem, já avaliou a potencialidade de algumas regiões, nas quais os sítios de estocagem teriam objetivos diversos, tais como: assegurar o abastecimento, otimizar a rede de transporte e aumentar a regularidade das instalações de produção e processamento e auferir vantagens econômicas de países exportadores nos quais o preço do gás varia de acordo com a estação (EUA e Canadá).

VI. CONCLUSÕES

Diversos países buscam reduzir sua vulnerabilidade com relação às importações de gás natural por meio da diversificação das suas fontes de suprimento. Em alguns países, como na Espanha, por exemplo, existe uma limitação máxima de importação a partir de um único país (é possível importar até no máximo 60% do volume total de importação de um único país, seja por meio de dutos, seja mediante a utilização de GNL). A partir do estabelecimento desta limitação, a Espanha reduziu percentualmente suas importações da Argélia em favor do aumento da importação de outros países produtores como a Nigéria, o Catar e o Egito (de quem passou a importar a partir de 2004 e as importações em 2005 já corresponderam a 8,5% do total do volume importado). Mesmo assim, esse país ibérico ainda apresenta uma dependência energética forte, uma vez que, por não possuir reservas e produção local, é obrigado a importar quase a totalidade de suas necessidades de gás natural.

A diversificação das fontes de suprimento tem relação direta com a construção de infra-estrutura para o escoamento de gás natural. Pode-se, então, construir gasodutos para a importação de gás natural ou instalações que permitam a importação deste energético no estado líquido (GNL). Durante muito tempo a utilização de gasodutos foi o principal modal de transporte de gás natural entre países. Hoje, entretanto, em função de questões como às relacionadas aos direitos de passagem e, principalmente, a questão da flexibilidade e, aliado à redução nos custos do transporte do GNL, este tem se tornado uma opção cada vez mais interessante. A utilização do GNL tem crescido no passado recente e perspectivas apontam para um incremento ainda mais significativo desta modalidade de transporte de gás natural nos próximos anos. Entretanto, sua utilização, como destacado, não faz parte de uma política ou orientação governamental por parte dos países importadores, mas depende da iniciativa dos operadores da indústria.

A este respeito, também no caso brasileiro não existe uma política coordenada por parte do governo para a utilização desta forma de transporte de gás natural com o objetivo de diminuir a vulnerabilidade energética do país e garantia de suprimento. Tal qual em outras experiências internacionais, cabe à iniciativa dos próprios agentes decidir a respeito de sua utilização.

Neste sentido, o Plano de Negócios da Petrobrás 2007-2011 prevê que em 2011 cerca de 20 milhões de m³/dia de gás natural sejam ofertados ao país mediante a importação de GNL. Este Plano estratégico prevê tanto a realização de investimentos na atividade de GNL quanto a expansão do Trecho Sul do Gasoduto Bolívia-Brasil para o escoamento do GNL a ser importado. Entretanto, a companhia não pretende investir em plantas de regaseificação no país. A fim de obter a maior flexibilidade possível, a Petrobrás optou por contratar navios que ao mesmo tempo transportam e regaseificam o gás natural (são os navios *Floating, Storage and Regasification Unit*, ou FSRU). Por não haverem cláusulas de *take-or-pay* em sua contratação, evitam-se compromissos de compra do energético durante períodos de baixa demanda de mercado.

O grande desafio para o caso brasileiro é garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda, sendo a maior demanda apresentada pelo setor de geração térmica, em períodos de baixa hidraulicidade e com baixo nível nos reservatórios. Nestes períodos é mais provável que as termelétricas sejam despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Desta forma, o suprimento de gás natural deve atender a esse período de pico de demanda.

Visando abastecer às termelétricas do país nos períodos de pico da demanda elétrica, a Petrobrás decidiu que os melhores pontos para a localização da infra-estrutura para o escoamento do GNL deveriam ser a região Sudeste e a Nordeste. No primeiro caso,

a companhia optou pela Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro. No segundo, a opção foi Pecém, no Ceará.

Destaca-se, finalmente, que os navios ainda não foram contratados e que, no momento, a Petrobrás está negociando o afretamento dos FSRU. Simultaneamente, a empresa está negociando a compra do energético no mercado internacional, principalmente com países produtores localizado na Bacia do Atlântico.

No tocante às propostas de textos legais para a indústria do gás natural, tanto o Projeto de Lei Suplementar 226/05, quanto o Projeto de Lei 6.673/06, encaminhado à Câmara dos Deputados pelo Poder Executivo, determinam que as atividades de liquefação e regaseificação de GNL sejam outorgadas pela ANP mediante o regime autorizativo. Atualmente, o exercício da atividade de distribuição de GNL a granel e a construção, ampliação e operação das centrais de GNL é regulamentado pela Portaria ANP nº118/2000. Para a armazenagem, no entanto, estes projetos apresentam visões distintas no que se refere à modalidade de exercício desta atividade. No projeto de Lei do Senado, a estocagem é autorizada, assim como outras atividades contempladas no Capítulo VII do referido projeto. No projeto de Lei do Executivo, no entanto, caso a armazenagem seja realizada em “reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos”, considerar-se-á a concessão, mediante licitação.

Não se aplicaria, ao caso brasileiro, o armazenamento justificado pela sazonalidade climática da demanda, mas sim por motivação estratégica. Como parte integrante do crescimento da infra-estrutura de movimentação de gás e aumento da confiabilidade do sistema de fornecimento como um todo, as estocagens subterrâneas no Brasil teriam, como objetivo, garantir o abastecimento de gás em casos de interrupções causadas por fatores técnicos ou políticos.

Os primeiros estudos de prospecção de estruturas realizados no Brasil indicam os aquíferos como formações disponíveis mais propícias a armazenar gás natural, por existirem próximas a mercados consumidores. Aquíferos necessitam de estudos e controles mais aprofundados para serem empregados como sítios de armazenagem, uma vez que nunca estocaram hidrocarbonetos, o que encarece sua implementação e operação.

No entanto, o aumento da participação do gás na matriz energética e a dependência, desde 1999, do gás boliviano, somado às recentes mudanças políticas observadas naquele país, tornam o armazenamento estratégico um item importante a ser considerado para a garantia ininterrupta do fornecimento do gás. Porém, a ausência de sazonalidade, o mercado de gás incipiente e as dúvidas quanto à regulamentação do setor inibirão, em um primeiro momento, investimentos privados. Portanto os altos custos envolvidos e o longo tempo necessário desde a pesquisa de uma estrutura até o início de operação de uma instalação de armazenamento (cerca de 7 anos), somados à possível necessidade de suporte governamental ou de empresa estatal, e a necessidade de rateio de custos de operação entre consumidores tornam a estocagem subterrânea de gás natural uma alternativa a ser considerada no longo prazo.

Cabem ainda alguns comentários com relação à contratação do serviço de fornecimento interruptível de gás natural. Em quase todas as partes do mundo, esta modalidade consiste em uma alternativa mais barata de suprimento, capaz de atender às necessidades de consumidores com instalações bi-combustível, além de ser um importante mecanismo de otimização da utilização da infra-estrutura existente.

Tendo uma perspectiva de futuro, o mercado interruptível no Brasil provavelmente terá características bastante distintas das observadas em mercados maduros. Nestes mercados, o sistema de transporte dimensionado para movimentar a demanda de pico que

ocorre durante o inverno, quando há um elevado consumo para calefação de ambientes, apresenta grande ociosidade em outras épocas do ano. No Brasil, uma possível ociosidade de capacidade dos gasodutos seria decorrente do não despacho de usinas termelétricas. Esse fato tem, pelo menos, duas implicações:

- A previsibilidade das interrupções será menor, uma vez que dependerá da situação hidrológica do país⁴; e
- A ociosidade durante os períodos de não despacho das usinas termelétricas será muito maior do que o mercado seria capaz de absorver, considerando como parâmetro de comparação o mercado consumidor atual e projeções.

A prestação desta modalidade de serviço tornou-se obrigatória pela regulamentação da ANP, existindo atualmente apenas um contrato interruptível assinado para o transporte de gás natural.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEEG, Autorità per l'energia elettrica e il Gas, *Relazione Annuale Sullo Stato dei Servizi e Sull'Atività Svolta*, disponível em <http://www.autorita.energia.it> em junho de 2006, p.252-256, 2005.
- AFG, Association Française du Gaz, *Transmission & Storage, the players and the rules of the game*, disponível em <http://www.afgaz.fr/uk/page.php?rub=metiers&id=123> em junho de 2006.
- APPI, C.J., IYOMASA, W. S., GORAIEB, C. L., *Estocagem Subterrânea de Gás Natural, Tecnologia para Suporte ao Crescimento do Setor de Gás Natural no Brasil*, publicação do IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, Páginas e Letras Editora Ltda, 2005.
- AZPEITIA, D., VELÁZQUEZ, D., RAMÍREZ, J., ALLIER, A., *Perspectivas de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural en México*, apresentado ao Rio Oil and Gas Conference, de 2000.
- CHIDINMA, O., *What Effect Does the Emerging Spot Market for LNG Have on The Financing of Gas Projects?* Disponível no endereço: http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car8_article1.pdf, de 2004.
- CNE, Comisión Nacional de Energía, *Instalaciones del Sistema Gasista*, disponível em http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=50&&keyword=&auditoria=F em agosto de 2006.
- DOE, The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook. Energy Information Administration. Department of Energy, 2003.
- _____, International Energy Outlook 2004. Disponível no endereço: <http://usembassy.it/pdf/other/ieo2004.pdf>, 2004.
- _____, Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts. Energy Information Administration. Department of Energy. October, 2005.
- EDISON, Edison SpA, 2005 Annual Review Strategy: Growth, disponível em www.edison.it/english/pdf/annualreview_05_eng.pdf, em junho de 2006, p.8, 2005.
- FERC, Federal Energy Regulatory Commission, Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage, disponível em www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20041020081349-final-gs-report.pdf, em junho de 2006, p. 4-6,11, 2004.
- GDF, Gaz de France, Annual Report 2004, disponível em <http://www.gazdegrance.com> em junho de 2006, p.27-28,44, 2004.
- IEA (2002). Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. Disponível no endereço: www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/gasflexibility2002.pdf, Paris 2002
- _____. World Energy Outlook 2004. International Energy Agency. Paris, 2004.
- _____. Energy Policies of IEA Countries, Japan 2003 Review, disponível em www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/japan2003.pdf em agosto de 2006. Paris, 2006.
- JENSEN, J. (2003). The LNG Revolution. Disponível no endereço: http://www.energy.ca.gov/lng_docket/documents/lng_bibliography/01_Information_Relating_to_the_LNG_Market/a_Global/3_Jensen_iaepapr.pdf

⁴ Em 2005, 77,1% da oferta interna de energia elétrica no Brasil foi de origem hidráulica (MME,2006).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Balanço Energético Nacional 2006 – Resultador preliminares, Empresa de Pesquisa Energética, 2006 (disponível em http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=7523, em agosto de 2006).

OFGEM, The Office of Gas and Electricity Markets , Consultation on an application by WINGAS Storage UK Limited for an exemption under section 19A(6)(a) of the Gas Act 1986 from section 19B of the Gas Act 1986, disponível em www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/15495_10306.pdf em agosto de 2006.

RODRÍGUEZ, J. J., Underground Gas Storage in an Understaturated Oil Gas Field in Argentina, apresentado ao 23th World Gas Conference, Amsterdã 2006.

SEN, C. T., LNG in the Atlantic Basin: Where It Is, Where It's Going. R&D Management. Gas Technology Institute, 2002.

STOGIT, Stoccaggi Gas Italia SpA has 8 storage fields located throughout Italy, constituting an integrated services system for the market, disponível em http://www.stoccaggigasitalia.com/english/dove_siamo/dove_siamo.html, 2006.

_____, History, disponível em www.stoccaggigasitalia.com/english/stogit/storia.html em junho de 2006, 2006.

TEK, M.R., Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability, Pennwell Publishing Co., p.3, 10-12, 1996.