



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



Associação Brasileira de Grandes Consumidores
Industriais de Energia e de Consumidores Livres

Propostas para Desenvolvimento do Setor de Gás Natural no Brasil e Atração de Novos Investimentos

1 CONTEXTO

Ao longo dos últimos 30 anos, os agentes de mercado da indústria de gás natural têm advogado por uma política consistente e sustentável para o setor. O desenvolvimento do setor de gás acontece, principalmente, por conta de políticas de investimento empresariais voltadas para a produção de petróleo, ou então devido a necessidade de se buscar alternativas para compensar a queda da produção de hidroeletricidade.

Em dezembro de 2015 a produção de gás natural nacional atingiu o recorde histórico de 100,4 MMm³/d, um aumento de 5,5% quando comparado com o mesmo período em 2014. A produção de gás do Pré-sal já é equivalente a mais de um terço da produção doméstica, atingindo 34,3 MMm³/d, em volume concentrado em apenas 52 poços.

Em dezembro de 2015, a produção de gás nacional deu-se através de 26 empresas em 307 concessões, das quais 82 são concessões marítimas e 225 terrestres. Apesar do número expressivo de concessionários do setor privado, a Petrobras domina a produção por operador, sendo responsável por 94% da produção de gás. No entanto, quando é analisada a produção por concessionário, verifica-se que 13% da produção nacional provém de quatro concessionários privados: BG, Petrogal, Repsol Sinopec e Queiroz Galvão, os quais vendem sua produção à Petrobras,

em vez de comercializarem o gás diretamente no mercado. O único produtor independente de porte significativo é o consórcio Parnaíba Gás Natural/BPMB Parnaíba, que produziu em média 4,7 MMm³/d em 2015.

A despeito do recorde de produção, a oferta de gás natural ao mercado não tem evoluído. Em 2015 a média foi de 52,15 MMm³/d, comparada com 52,17 MMm³/d em 2014. Vale ressaltar que a produção bruta de gás em 2014 foi em média 87,38 MMm³/d, contra uma média de 96,24 MMm³/d em 2015. Uma das razões para a estagnação da oferta é a dificuldade em escoar uma parte do gás do pré-sal, ocasionando um aumento substancial do volume de gás re-injetado. Em 2014 foram re-injetados 15,73 MMm³/d, contra 28,99 MMm³/d em 2015.

Tomando-se como exemplo o campo de Lula, foi produzido 20,6 MMm³/d em 2015, e sua totalidade foi re-injetada ou queimada em flare. Não se tem visibilidade se a falta de aproveitamento de tal volume de gás, equivalente a dois terços do gás importado da Bolívia, é devida à falta de infraestrutura de escoamento, à qualidade do gás, ou ainda à necessidade de manter a pressão no reservatório de petróleo.

Em consequência da estagnação da oferta nacional, o Brasil continua a depender de gás natural importado para atender metade do consumo interno. Em 2015 foram importados em média 50,43 MMm³/d, dos quais 32,03 MMm³/d da Bolívia e 17,94 MMm³/d sob a forma de GNL.

Por outro lado, também o consumo de gás natural se manteve estagnado em 2015, em torno de 98,63 MMm³/d, contra uma média de 99,26 MMm³/d em 2014, a despeito da queda nos preços de gás natural, resultante da queda do preço do petróleo. O consumo foi impactado pela retração da atividade econômica do país e pela falta de incentivos econômicos e comerciais para a expansão do consumo nos segmentos industrial, comercial e automotivo.

O gás natural é um vetor de suma importância para a produção de energia elétrica e para o desenvolvimento sustentável do setor industrial brasileiro. Para tanto, é fundamental que se assegure uma oferta de gás a preços competitivos, investimentos em infraestrutura e a segurança do mercado no suprimento contínuo e confiável no longo prazo.

Considerando o crescimento expressivo do consumo no período 2010-2014, em particular no segmento termelétrico, vários fatores estruturais e conjunturais têm se constituído em barreiras ao investimento privado, dentre as quais:

- O papel dominante da Petrobras em toda a cadeia de valor dificulta a participação de novos players privados, particularmente na infraestrutura no chamado mid e downstream. A Petrobras controla a produção, transporte e importação, com um papel predominante na distribuição de gás em 19 estados.
- A despeito de se terem passado 20 anos após a quebra constitucional do monopólio do petróleo, a política de gás natural no Brasil tem sido muito mais um resultado das decisões de investimento da Petrobras do que do planejamento governamental ou dos investimentos privados.

- Cerca de 73% da produção de gás nacional é associada ao petróleo, cuja curva de produção e monetização nem sempre é compatível com as características do mercado de gás natural, que necessita de suprimento constante e de longo prazo.
- Cerca de 80% da produção nacional provém de apenas três campos (Santos, Campos e Solimões). Além da necessidade de infraestrutura de transporte a custos competitivos, até o presente não se tem oferecido condições convidativas para atrair investimento privado no desenvolvimento de campos terrestres, mais próximos ao mercado consumidor.
- O controle do mercado pelas concessionárias de gás canalizado, com regulação extremamente heterogênea pelos Estados, e investimentos modestos em redes nas empresas controladas pelos governos estaduais dificulta a capilarização do gás e o crescimento do mercado.
- O mercado termelétrico, com consumo volátil, sujeito à hidrologia, e com ordem de despacho em prazo muito curto (60 dias) não tem permitido nem a viabilização de novos suprimentos de gás nacional, nem contratos de GNL de longo prazo, expondo o mercado brasileiro ao risco de preços do mercado spot de GNL.
- Apesar da produção, transporte e importação de gás serem abertas a investidores privados, ainda existem diversas incertezas regulatórias, tributárias e logísticas que dificultam o escoamento e comercialização do gás nacional e importado por agentes privados.
- Não se tem informações quanto à oferta de gás da Bolívia após o fim dos contratos vigentes com os compradores brasileiros (2019-2020). A oferta boliviana poderá diminuir substancialmente a partir de 2022-2024, pois as reservas provadas não são suficientes para manter os atuais volumes contratuais por um período de 20 anos. A Bolívia precisa atrair investidores privados para garantir investimentos em exploração e produção que ainda não foram assegurados.
- Pairam ainda incertezas sobre o tamanho e as perspectivas de crescimento do mercado consumidor, em virtude:
 - da existência de subsídios energéticos competindo com o gás natural, como o GLP e óleo combustível;
 - da intermitência do consumo termelétrico, que dificulta a contratação de gás a longo prazo;
 - da falta de políticas governamentais para o gás natural;
 - da contração da economia brasileira, impactando a demanda nos setores dependentes do consumo das famílias.

A esses fatores soma-se ainda a incerteza quanto ao papel futuro da Petrobras, uma vez que

a empresa tem dado constantes sinais de que vai reduzir investimentos e ainda vender ativos de distribuição, transporte e regaseificação de gás natural, além de uma boa parte de suas usinas termelétricas. A modelagem da venda de ativos desempenhará um papel importante na futura configuração do setor de gás no Brasil, pois a busca de maximização de valor de venda sem regulação eficiente poderá resultar na criação de monopólios privados, sem que se tenha a contrapartida de crescimento e desenvolvimento do setor.

Os investimentos no setor de gás são intensivos em capital, com longo prazo de maturação. Assim sendo, investidores privados, nacionais e internacionais, necessitam de um arcabouço regulatório estável e previsível, de modo a acessar o mercado consumidor doméstico e garantir a rentabilidade do investimento. Para suprir o eventual vácuo de investimento criado pela diminuição da presença da Petrobras no setor de gás, o governo e órgãos regulatórios precisarão redefinir e revisar a legislação e regulação vigente para o setor, pois investidores privados não poderão substituir a Petrobras como agente de políticas governamentais e sociais, nem ainda subsidiarem preços de energéticos.

A atual conjuntura de preços muito baixos de petróleo tem deixado os investidores mais seletivos e menos inclinados a investirem em mercados de alto risco, baixo retorno e alta incerteza regulatória.

Torna-se, portanto, imprescindível a identificação de uma agenda comum para os agentes do setor, visando o contínuo desenvolvimento da indústria do gás, bem como a atração de investidores do setor privado, tanto para novos projetos, como para suprir o vácuo que será deixado pela redução do papel da Petrobras. Essa agenda comum deverá conter propostas práticas, incluindo alterações no marco legal, tributário e regulatório.

2 BARREIRAS PARA O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O marco regulatório brasileiro possibilita a qualquer empresa estabelecida no Brasil produzir, transportar e importar gás natural e GNL, desde que atendidos os requisitos legais e ambientais e obtidas as aprovações inerentes a projetos dessa natureza.

Existem diversas barreiras institucionais regulatórias, econômicas e logísticas freando o desenvolvimento da oferta e do mercado de gás no Brasil, dentre as quais destacam-se, de forma não exaustiva:

Barreiras relativas à produção de gás nacional

- Não se conhece o potencial das bacias terrestres brasileiras, já que a maior parte da produção de gás nos últimos 30 anos desenvolveu-se no mar e associada ao petróleo. É fundamental que o Brasil aprofunde o conhecimento do potencial de gás terrestre e dos campos de gás não associado.
- As jazidas de gás em terra usualmente contém reservas de gás de menor porte quando comparadas às jazidas em mar, e raramente atraem o interesse de grandes empresas de petróleo (as chamadas “majors”), que preferem investir em projetos de grande porte e alto risco/recompensa, particularmente em águas profundas. Os editais das rodadas de E&P da ANP não são suficientemente estimulantes para atrair investidores de pequeno e médio porte, nos quesitos royalties, programa mínimo, garantias e conteúdo local. Além disso, empresas menores têm dificuldades em obter financiamento e acessar o mercado consumidor, pois a Petrobras não tem interesse comercial em facilitar o acesso a produtores competidores.
- Apesar do Brasil possuir recursos importantes de gás não convencional (shale gas e tight gas), o poder judiciário têm formado opinião contrária ao desenvolvimento desses recursos e paralisado investimentos através de liminares em diversos estados.
- Uma parcela crescente da produção de gás no Brasil dá-se em águas profundas, a cerca de 200 a 300 km da costa, exigindo a construção de gasodutos de escoamento com vultosos investimentos. As concessionárias parceiras da Petrobras em campos de água profunda preferiram não investir nessa infraestrutura, em função da dificuldade em acessar o mercado, e estão vendendo sua parcela de gás na boca do poço à Petrobras, o que diminui a competição na oferta.

Barreiras relativas ao transporte e comercialização de gás

- Barreiras regulatórias e legais dificultam o acesso dos consumidores livres à infraestrutura de regaseificação, transporte e distribuição de gás por força do monopólio da Petrobras na infraestrutura de transporte e importação de gás, bem como do monopólio das concessionárias de gás canalizado na distribuição de gás nos estados.
- Barreiras fiscais e tributárias impedem a movimentação de gás ou swaps operacionais e financeiros entre mercados intra e interregionais, particularmente para operadores que não dispõem de um portfólio de gás natural em diversas regiões do Brasil, como é o caso hoje somente da Petrobras. Atualmente não existe estrutura fiscal que reconheça a operação de swap comercial de gás no Brasil, por isso a operação de swap comercial seria enquadrada como duas operações sucessivas de compra e venda de gás, em pontos distintos, sujeita aos encargos tributários aplicáveis nas duas operações.

- Barreiras operacionais, decorrentes da exigência de geração flexível e intermitente pelo setor elétrico, incompatíveis com contratos de gás de longo prazo, enquanto que o modelo de consumo do setor industrial requer volumes firmes e constantes ao longo do ano.
- Barreiras mercadológicas e logísticas, tendo em vista ser praticamente impossível ao produtor ou importador independente movimentar gás entre mercados regionais por falta de amparo tributário e de acesso à infraestrutura.
- A falta de enquadramento regulatório homogêneo nos estados para os consumidores livres constitui em um entrave para o desenvolvimento do fornecimento de gás ao consumidor industrial, pois grandes consumidores com eventual interesse em um suprimento direto dependerão de acordos firmados com a distribuidora local para desenvolver a infraestrutura necessária para seu próprio abastecimento, resultando em custos transacionais mais elevados.

Barreiras inerentes ao desenvolvimento do setor de GNL

- Falta de amparo legal para o acesso compartilhado a terminais de regaseificação. De acordo com a Lei 11909 de 04/03/2009 (Lei do Gás), não existe obrigatoriedade para o proprietário do terminal dar acesso a terceiros, ainda que o terminal tenha capacidade ociosa. E mesmo que o proprietário permita o acesso de terceiros, é permitido cobrar tarifas de acesso muito elevadas, inviabilizando na prática tal acesso. Em decorrência da ausência de amparo legal, não existem instrumentos regulatórios definindo condições de otimização de uso dos terminais, definição de critérios para estabelecimento de tarifas de uso, ou ainda mecanismos para resolução de conflitos.
- A falta de enquadramento regulatório para os consumidores livres constitui em um entrave para o desenvolvimento do fornecimento direto de GNL ao consumidor industrial, pois grandes consumidores, com interesse em um suprimento direto de GNL, dependerão de acordos firmados com a distribuidora local para desenvolver a infraestrutura necessária para seu próprio abastecimento.
- No âmbito federal, a Lei do Gás possibilita o acesso de carregadores de gás aos gasodutos de transporte à jusante dos terminais de GNL, porém não existe marco regulatório exigindo um sistema transparente de publicação da capacidade disponível e tarifas de transporte que permitam harmonizar entregas de GNL com a capacidade de transporte disponível nos gasodutos de transporte.
- Todos os terminais de GNL no Brasil, tanto os existentes como os planejados, foram projetados como plantas de regaseificação e estocagem flutuantes (FSRU). O armazenamento está limitado pelo volume dos tanques da FSRU, enquanto o despacho do gás é subordinado ao despacho das plantas termelétricas, o que dificulta harmonizar o perfil flexível de consumo das térmicas com o perfil de consumo constante das indústrias, gerando problemas em relação ao planejamento da oferta e demanda.

- As FSRUs atualmente disponíveis no mercado são unidades de grande porte, com capacidade de regaseificação da ordem de 14 MMm³/dia, volume muito superior ao mercado atendido pelas distribuidoras de gás canalizado. Como as usinas termelétricas propostas por agente privados consomem de 4 a 6 MMm³/dia e o mercado local não tem condição de absorver o volume de regaseificação economicamente viável, isso resulta em tarifas de regaseificação mais onerosas.
- A inexistência de mercados secundários impossibilita a revenda de capacidade de regaseificação de GNL e de volumes de GNL comprados, mas não consumidos

Barreiras relativas ao modelo de investimento do setor

A desaceleração de investimentos e a venda de ativos de gás da Petrobras poderá contribuir para obstaculizar o desenvolvimento do setor, caso não se tenha uma formatação regulatória que evite a manutenção e transferência para o setor privado do atual monopólio da Petrobras.

- No caso dos ativos de distribuição de gás, formatou-se a venda de uma participação de 49% da Gaspetro a um investidor privado. Apesar dessa venda reforçar o caixa da Petrobras, não se sabe se a Gaspetro vai ampliar investimentos nos estados onde é sócia dos governos estaduais. Não foram requeridas exigências mínimas de investimento, com risco do investidor privado manter uma posição passiva e simplesmente auferir os dividendos devidos à Gaspetro, sem maior interferência no crescimento do negócio.
- A venda proposta dos ativos de transporte da Petrobras não exige que o novo proprietário invista na expansão do sistema ou ainda que seja dada garantia de acesso a terceiros. Se a venda dos ativos estiver acoplada à manutenção da Petrobras como contratante de toda a capacidade de transporte, a venda desses ativos não beneficiaria o crescimento do setor de gás natural.
- A venda casada de usinas termelétricas e terminais de GNL também é pouco atrativa para o investidor privado, porque as térmicas do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) compram gás a preços abaixo dos preços no city-gate, mas o futuro proprietário privado vai ter que importar GNL a preço de mercado, sem poder contar com um portfólio de suprimento similar ao da Petrobras.
- A anunciada venda de campos de petróleo e gás maduros poderá não ser atrativa para investidores privados, caso a Petrobras não se comprometa a refinar o petróleo desses campos ou dar acesso aos seus gasodutos a preços e condições competitivas.

3 PROPOSTAS PARA ACELERAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Conforme ilustrado no capítulo anterior, as barreiras ao desenvolvimento do setor de gás e à atração de investimentos privados são muitas e variadas. O pressuposto básico deste artigo é de que a competição na oferta, a expansão e o acesso à infraestrutura, bem como a visibilidade quanto à demanda de gás são condições básicas para que tal investimento ocorra.

A experiência de liberalização da indústria do gás na Europa, notadamente no Reino Unido e também nos Estados Unidos, mostra que deve existir vontade política para implementar mecanismos legais e regulatórios, visando reduzir o poder dos monopólios e aumentar a competição.

No Brasil, existe o risco de que a expansão dos investimentos em gás natural seja retardada por muitos anos, em função da necessidade da Petrobras vender seus ativos para fazer caixa, sem que a formatação da venda esteja inserida em um planejamento de longo prazo e sem definir um modelo regulatório em que o comprador seja incentivado a realizar novos investimentos.

A conjuntura de queda de preços de petróleo e investimento seletivo pelo setor privado, reforçam a competição entre o Brasil e outros mercados latino-americanos que estão se abrindo ao investimento privado, como a Argentina e o México, sendo que o primeiro dispõe de cultura e infraestrutura voltadas para o setor de gás, enquanto que o segundo tem a vantagem de estar interconectado com o mercado norte-americano.

Existem dois tipos de investidores privados interessados no setor de gás. Um primeiro grupo consiste em investidores com baixo perfil de risco, tais como fundos de pensão, que se contentam em receber dividendos de empresas com receitas previsíveis e reguladas, tais como distribuidoras, transportadoras e armazenadoras de gás, que cobram tarifas reguladas e onde as taxas de retorno requeridas são mais baixas. Um segundo grupo, com um perfil de risco mais arriscado, consiste em empresas que investem em E&P, que requer taxas de retorno mais elevadas. Em ambos os casos, os investimentos são sempre de longo prazo, com prazo de maturação de 20 a 30 anos, o que demanda um ambiente regulatório estável e previsível.

A experiência internacional demonstra que a regulação de acesso aos terminais e das tarifas de regaseificação e armazenamento, a publicação de condições comerciais não discriminatórias e o estímulo à disponibilização de capacidade não utilizada, caminhando junto com a regulação da infraestrutura de transporte e distribuição têm sido instrumentos importantes para estimular o desenvolvimento de projetos de GNL e de novos suprimentos de gás pela iniciativa privada.

As reformas desejáveis para atrair investimentos privados passam pelas seguintes ações de caráter institucional, legal e regulatório:

Ampliação da oferta doméstica

- O CNPE deveria definir um calendário anual de rodadas de E&P, de modo a permitir o planejamento dos investidores e manter capacitação técnica e empresarial no país.
- Os editais de E&P devem ser revisados pela ANP, visando adequar as questões relativas a royalties, garantias, conteúdo local, acesso à infraestrutura e programa mínimo.
- O BNDES deveria fomentar linhas de financiamento de longo prazo e a juros baixos para expansão da infraestrutura de escoamento, armazenagem e transporte, que no futuro não deveriam continuar dependentes da capacidade limitada de investimento da Petrobras.
- A venda de campos maduros pela Petrobras deveria ser acompanhada de condições de acesso à infraestrutura de transporte e refino.
- O CNPE e a ANP deveriam estabelecer programas de mapeamentos dos recursos de gás terrestres (sísmica e poços exploratórios) utilizando parte dos royalties e participação especial da União, visando reduzir o risco exploratório e incentivar a participação de empresas de médio porte nas rodadas de E&P para campos em terra. O Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANP deveriam desenvolver campanhas de informação sobre gás não convencional junto ao Poder Judiciário, Ministério Público e organizações não governamentais.
- A ANP e o MME deveriam tornar obrigatória a divulgação de informação sobre a produção e disponibilização de volumes de gás do Pré-sal.
- O MME deveria estabelecer condições de incentivo para que concessionários de E&P, com produção acima de um determinado volume, possam ofertar gás para o mercado. Por exemplo, através de financiamentos para investimento em escoamento e à semelhança do que ocorreu na Europa, obrigar a liberação de 10 a 20% do mercado atendido pela Petrobras, para atendimento por empresas privadas¹.
- As associações representativas da indústria do gás e de consumidores poderiam propor projeto de emenda à Lei do Gás, removendo a isenção de acesso de terceiros a gasodutos de escoamento.
- O MME deveria estudar formas de usar parte do gás da União que será destinado à PPSA, (cujo custo de produção é mais baixo) para dar mais liquidez e desenvolver o mercado de gás natural no Brasil.

Oferta competitiva de gás importado

- O MME deveria definir condições para desenvolvimento de mercados secundários para

¹ No decurso do processo de liberalização dos mercados de gás, diversos países europeus estabeleceram que os monopólios de suprimento cedessem parcelas de seu mercado para novos agentes supridores.

GNL, ouvindo os órgãos representativos de grandes consumidores.

- Os órgãos representativos de consumidores deveriam trabalhar com o MME para definir condições de incentivo para a formação de consórcios de compradores de GNL, visando ampliar o mercado comprador.
- Os órgãos representativos da indústria e o MME/EPE deveriam colaborar na elaboração de um estudo aprofundado de melhores práticas internacionais sobre o compartilhamento de terminais de regaseificação e acordos operacionais necessários para tal compartilhamento.
- O MME deveria contratar estudo independente visando entender as reais condições das reservas da Bolívia e investimentos necessários para garantir o fornecimento ao Brasil no longo prazo.
- A EPE deveria rever as condições relativas aos leilões A-5, visando promover investimentos privados, dentre os quais incluem-se valores de ICB e CVU² realistas com contratos de suprimentos de gás importado, além de aviso de despacho de plantas termelétricas com antecedência de 120 dias, ao invés de 60 dias, como ocorre hoje.

Acesso aos mercados e à infraestrutura

- O MME deveria elaborar e disponibilizar para os estados um Plano de Reforma Regulatória para o gás canalizado, contendo as melhores práticas regulatórias. O plano deve conter: metodologia de revisão tarifária, benchmark de procedimento de registro de Consumidor Livre (CL), plano de implantação de fatura com discriminação de valores cobrados ao consumidor final, modelo de transparência e autonomia para a agência reguladora estadual e prazo de implementação das mudanças sugeridas.
- Organizações representativas de consumidores deveriam propor ao Congresso um projeto de lei modificando a Lei do Gás (artigo 45 da Lei 11909/2009), visando dar acesso a terceiros a terminais de GNL. Em paralelo, a ANP deveria definir condições mínimas de transparência, visando obrigar os proprietários de terminais a publicar capacidade ociosa e preços recomendáveis para acesso aos terminais.
- A ANP deveria priorizar a concretização da Resolução nº 11/2016, possibilitando o efetivo acesso a gasodutos de transporte, bem como a disponibilização de informações referentes a capacidade disponível e ociosa em gasodutos.
- O MME deveria promover a desverticalização efetiva das atividades de gás no Brasil, com critérios específicos barrando o controle de infraestrutura de transporte, distribuição e importação de gás por agentes produtores ou comercializadores de gás.
- O Governo Federal deveria criar um mecanismo para swap de créditos federais pelas

² ICB (Índice Custo Benefício) e CVU (Custo Variável Unitário) são parâmetros utilizados nos leilões de energia elétrica.

participações dos governos estaduais nas distribuidoras de gás, com venda subsequente desse portfólio de ativos a compradores privados, em subsistemas regionais.

- Os órgãos representativos da indústria deveriam propor ao CONFAZ convênios visando viabilizar as trocas operacionais e financeiras de gás (“swaps”).
- O CADE³ deveria ser instado pelos órgãos representativos da indústria para restringir a concentração econômica no setor de gás.
- A ANP deveria exigir condições isonômicas de preços para o gás ofertado ao sistema Petrobras (refinarias e plantas de fertilizantes) e outros compradores.
- O MME deveria estabelecer um planejamento integrado de longo prazo, contemplando o desenvolvimento do gás no setor industrial, na geração de eletricidade em grandes usinas termelétricas, mas também na cogeração, na substituição de GLP em residências e no uso automotivo. Sem a sinalização de que existe demanda previsível e de longo prazo torna-se difícil para um investidor privado tomar decisões de investimento de longo prazo de maturação.
- O MME deveria patrocinar um estudo amplo sobre a armazenagem de gás para atendimento à intermitência do mercado termelétrico.

Vendas dos ativos da Petrobras

- O MME deveria consolidar a operação do sistema de transporte de gás em um operador único, sem vinculação com a comercialização ou produção de gás, idealmente, nos mesmos moldes implantados no Reino Unido e Espanha, onde existe liquidez e uma forte competição “gas to gas”. Uma opção mais radical seria constituir uma empresa transportadora privada, de abrangência regional ou nacional de gás, com ações pulverizadas em bolsa com o único objetivo de operar e otimizar a rede de transporte de gás natural. O MME, o MF e a ANP deveriam orientar a Petrobras para que a venda de terminais de GNL seja descasada da venda das térmicas a gás, porque os investidores interessados nesses ativos têm portfólios e perfis de riscos distintos. A venda das térmicas terá ainda de ser equacionada com emendas aos contratos de venda de gás, porque os preços de gás nesses contratos é substancialmente inferior aos preços de gás nos city-gate e aos preços de importação de GNL.
- O MME, a ANP e o CADE deveriam exigir condições mínimas para os compradores dos ativos de transporte da Petrobras, dentre as quais a obrigatoriedade de acesso a terceiros interessados, definição de critérios para tarifas de transporte, compromisso com a expansão do sistema, quando motivado por terceiros e investimento em segurança compatíveis com as melhores práticas internacionais.
- A Petrobras deveria definir condições justas de acesso a terceiros à infraestrutura de

³ Conselho Administrativo de Defesa Econômica,

transporte e refino para os 234 campos maduros de petróleo e gás que serão colocados à venda, de modo a permitir a participação de um número maior de empresas interessadas em investir nesses campos. A falta de acesso aos dutos e refino foi um ponto crítico, que inviabilizou a participação de um número maior de investidores privados, quando a Petrobras vendeu ativos maduros no início dos anos 2000.

Artigo elaborado por

Ieda Gomes

Consultora da FGV Energia