

Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos

André Pompeo do Amaral Mendes
Cássio Adriano Nunes Teixeira
Marco Aurélio Ramalho Rocio
Natalia Cintia Cupello
Ricardo Cunha da Costa
Priscila Branquinho das Dores*

Resumo

O artigo trata da questão da regulação tanto da exploração e produção (*upstream*) como do transporte e distribuição (*midstream* e *downstream*). Mostra as especificidades da oferta de gás no Brasil e apresenta o papel exercido pelos diversos segmentos consumidores no mercado de gás. Destaca as áreas promissoras para produção de gás, incluindo-se áreas de fronteira de gás não convencional. Analisa a evolução de preços de gás tanto no Brasil como nos principais mercados no exterior. Com isso, procura-se evidenciar quão regional é o mercado de gás, diferentemente do mercado de petróleo cru. Ademais, descreve como, no Brasil, a oferta é balanceada com a demanda, tentando-se destacar aspectos relacionados à rigidez e à flexibilidade da oferta e da demanda. Apresenta as possibilidades de expansão da oferta e mostra o papel do BNDES no financiamento à infraestrutura de escoamento de gás para o mercado consumidor. Por fim, destaca os principais desafios para o segmento de gás natural nos próximos anos.

* Respectivamente, gerente setorial, analista de sistemas, geólogo, economista, gerente e chefe de departamento do Departamento de Gás, Petróleo e Cadeia Produtiva da Área de Insumos Básicos do BNDES.

Introdução

Apesar de o gás natural ser, comparativamente aos demais hidrocarbonetos, um combustível fóssil nobre em termos ambientais, pois emite menos poluentes quando do seu consumo, a sua participação na matriz energética brasileira é pouco expressiva, respondendo por pouco mais de 10% da oferta primária de energia no Brasil.

As dificuldades para desenvolver o mercado não se limitam no lado da produção do combustível, predominantemente em mar, no caso do Brasil. Um dos grandes gargalos para disponibilizar o produto ao mercado está na sua logística de transporte e distribuição.

No caso do Brasil, em virtude do fato de os centros de consumo encontrarem-se distantes dos locais de produção e de a malha de transporte e distribuição não estar bem desenvolvida, o custo logístico exerce papel preponderante na composição do custo total.

Importa também destacar que os ganhos de escala nesse mercado são expressivos, favorecendo a formação de monopólio natural. O mercado, portanto, tem de ser regulado para evitar que a renda seja apropriada, em última instância, por um único ator.

O marco regulatório brasileiro foi desenvolvido para atender as necessidades de produção do petróleo *offshore*. Por um longo período, a Petrobras exerceu o monopólio no setor. Com a Lei do Petróleo (Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997), em um contexto de escassez de recursos, o marco regulatório foi alterado, passando-se ao modelo de concessão. Tanto o tipo de modelo de regulação como os incentivos desenhados tinham o objetivo de atrair investidores para uma atividade de alto risco.

Com a descoberta do pré-sal, o marco regulatório, para esses campos de alta produtividade, foi alterado para o modelo de partilha, pois se assumiu como premissa que o volume das reservas – ainda não provadas – era significativo; a produtividade dos campos seria elevada; e, portanto, o risco exploratório se reduziria significativamente. Essa alteração no modelo, realizada por meio da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, teve o objetivo de aumentar a renda do governo e de ampliar o controle deste sobre o ritmo de produção, porque se temia que uma produção desordenada pudesse causar danos à economia como um todo, conhecidos na literatura como o *mal do petróleo* ou *doença holandesa*.

A despeito da queda do monopólio em 1997, a Petrobras continuou exercendo papel preponderante no setor de petróleo e gás. No caso do gás natural, a Petrobras detém praticamente a totalidade dos gasodutos de transporte e é sócia de grande parte das distribuidoras de gás canalizado no Brasil. Ora, se o mercado de gás ainda é incipiente no Brasil e o grande desafio é desenvolver a infraestrutura de transporte e distribuição, como remover esse gargalo? De novo, após longa discussão no Congresso, a Lei do Gás (Lei 11.909, de 4 de março de 2009) foi promulgada. O modelo escolhido foi o de concessão para a construção de novos gasodutos de transporte. Desse modo, procurava-se atrair novos investidores para o segmento.

Note-se que a regulação da produção dos dois hidrocarbonetos se baseia em premissas diferentes das da regulação do transporte de gás. Enquanto a primeira parte do princípio de alta produtividade, a outra precisa criar estímulos para atrair novos entrantes.

Pelo lado da demanda, para viabilizar a instalação de uma malha de transporte e distribuição, é necessário identificar grandes consumidores para justificar o investimento. Os exemplos clássicos são as termelétricas, cogeração ou grandes consumidores industriais. Ocorre que, em alguns casos, o consumo de gás é intermitente. Quando o gás fornecido provém de campos de gás não associado, é factível reduzir ou estancar a produção. No entanto, quando o gás é associado, não é trivial produzi-lo de forma intermitente.

No Brasil, o setor elétrico tem contado crescentemente com o fornecimento de gás para complementar a produção de energia hidrelétrica. Como a geração hidrelétrica é sazonal e o consumo de eletricidade varia bastante ao longo do dia e do ano, é necessário ter disponível uma fonte de geração que possa cobrir esses momentos de escassez de oferta de eletricidade, o que tem sido feito majoritariamente por meio de usinas termelétricas a gás natural. Atualmente, as usinas termelétricas só são autorizadas a participar de leilões de energia se possuírem contratos de longo prazo com fornecedores de combustível. Paga-se um preço não só para ter-se toda a capacidade das usinas, mas também dos gasodutos que levam o gás a essas usinas. Além disso, o gás tem de estar disponível na sua origem. Nessas condições, o gás natural liquefeito (GNL), seguido do gás não associado, torna-se a opção mais adequada.

O artigo analisa, em maior profundidade, todas essas questões abordadas até aqui, além de apresentar o papel do BNDES no financiamento de longo

prazo à infraestrutura de escoamento de gás natural. São investimentos vultosos e de longo prazo de maturação, pois os gasodutos têm de ser dimensionados de tal forma que possam atender o rápido crescimento do mercado consumidor. Como resultado, a capacidade dos gasodutos fica ociosa por um longo período. Quem assume esse risco? O produtor e o transportador, em geral, podem ser preservados com cláusulas de *take-or-pay* e *ship-or-pay*, respectivamente. Essas cláusulas são utilizadas para garantir pagamentos estáveis por longo prazo, mesmo que o gás não esteja sendo consumido à época do pagamento,¹ o que pode servir de garantia para credores.

Arcabouço regulatório atual

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é a autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela regulação da exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no país. Atualmente, existem três marcos regulatórios vigentes para a exploração e produção no Brasil: concessão, cessão onerosa e partilha de produção.

O modelo de concessão vigorou com exclusividade de 1998 até 2010. Nesse modelo, a União, por meio de licitação – que considera o bônus de assinatura, o percentual de conteúdo local e o programa exploratório mínimo –, concede a atividade de exploração e produção em determinados blocos por conta e risco do concessionário.² O concessionário tem de pagar à União, em dinheiro, tributos incidentes sobre a renda, além das participações governamentais aplicáveis (*royalties*, participações especiais e pagamento pela ocupação ou retenção de área). O petróleo e o gás natural extraídos de um bloco são propriedade exclusiva do concessionário. Atualmente, o regime é aplicado a todas as bacias sedimentares brasileiras, com exceção das áreas do pré-sal e de áreas estratégicas. As áreas do pré-sal licitadas antes da vigência do regime de partilha também são reguladas pelo modelo de concessão.

Já no modelo de partilha, o critério de julgamento no processo licitatório é o percentual de excedente em óleo (o chamado “óleo-lucro”),³ ou seja, quem oferecer à União a maior participação no volume de óleo produzido é o ven-

¹ O gás pode ser consumido posteriormente, porém tem de obedecer ao prazo fixado nos contratos.

² Informações obtidas no edital de licitações da 11ª rodada de licitações (ANP, 2013c).

³ No sistema de partilha da produção, o lucro da atividade, convertido em óleo (óleo-lucro), resulta da dedução dos investimentos, dos custos de produção e dos *royalties* da receita total. O óleo-lucro é repartido entre a companhia ou consórcio e o governo, em porcentagens variáveis. Informações obtidas no edital de licitação para a outorga do contrato de partilha de produção (ANP, 2013b).

cedor. O bônus de assinatura também é fixado no edital. Se houver alguma descoberta comercial, a companhia ou o consórcio recebe, como ressarcimento, volumes da produção correspondentes a suas despesas na exploração (o chamado “óleo-custo”). Do óleo-lucro total é descontada a parcela que cabe à União de acordo com o processo licitatório. A Petrobras atua sempre como operadora, com uma participação mínima de 30%. O regime é adotado para as atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal que não se encontravam sob o modelo de concessão antes da Lei 12.351/2010 e em áreas estratégicas.

Na cessão onerosa, a União, após autorização legal expressa (Lei 12.276, de 30 de junho de 2010), cedeu à Petrobras o direito de exercer, por meio de contratação direta, atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal ainda não licitadas, limitadas ao volume máximo de cinco bilhões de barris de petróleo e gás natural. Nessas áreas, a Petrobras arca com todos os custos e assume os riscos de produção. Os critérios para definir o valor dos direitos de produção da cessão onerosa foram estabelecidos por meio de negociações entre a União e a Petrobras, com base em laudos técnicos emitidos por entidades certificadoras independentes. O contrato tem duração de quarenta anos, prorrogáveis por mais cinco anos.⁴ Os blocos originalmente concedidos para cessão onerosa são: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba.

Destaque-se que o marco regulatório para exploração e produção é o mesmo para petróleo e gás natural. Assim, no Brasil, dada a elevada quantidade de gás natural associado (67% da produção), o desenvolvimento do mercado de gás tem ocorrido a reboque do de petróleo. Parte da produção de gás natural tem sido estimulada por regulações mais rígidas da ANP no que diz respeito à queima desse combustível.⁵ Parte do gás também é utilizada para a produção de óleo por meio de reinjeção no poço de modo a provocar pressões para expelir o óleo.

No que tange ao exercício da atividade de estocagem⁶ e acondicionamento⁷ de gás natural, a ANP é responsável pela concessão, que pode ser precedida de licitação ou autorização.⁸ Para exercer as atividades de construção, ampliação

⁴ Destaca-se que o modelo de cessão onerosa se insere no contexto de capitalização da Petrobras, pelo qual a União cedeu os blocos vinculados ao contrato da cessão onerosa em substituição ao aporte que deveria ter sido feito para o aumento do capital da empresa, garantindo, assim, a participação desejada no capital da Petrobras.

⁵ Como o gás encontra-se associado ao óleo, para a produção do segundo, é necessária a destinação do primeiro, que pode ocorrer por meio da queima, reinjeção ou do transporte para processamento e disponibilização ao mercado.

⁶ Armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais.

⁷ Confinamento de gás natural na forma gasosa, líquida ou sólida para seu transporte ou consumo.

⁸ Ressalta-se que o Brasil, até o momento, não apresenta investimento em estocagem e acondicionamento.

de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural, gasodutos de escoamento da produção e das instalações de liquefação e de regaseificação de gás natural, a ANP é responsável pela autorização.

A partir de 2009, com a nova Lei do Gás, a construção de novos gasodutos de transporte passou a ser objeto de concessão, cabendo à ANP a organização do processo licitatório e a fixação da tarifa máxima de transporte. O novo marco regulatório introduz o planejamento da malha pelo Governo Federal por meio da elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat). Com base nesse estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Ministério de Minas e Energia pode propor à ANP construções e ampliações de gasodutos. O estudo do Pemat pode contemplar gasodutos a partir de iniciativas do próprio MME ou de terceiros, abrangendo a viabilidade técnica, econômica e ambiental do empreendimento.⁹ Caso o empreendimento atenda aos critérios analisados no Pemat, é feita a proposição à ANP para que esta inicie o processo licitatório. Após proposição, a ANP realiza chamada pública para aferir se há carregadores¹⁰ interessados na contratação da capacidade de transporte, de modo a dimensionar a demanda efetiva. O gasoduto é redimensionado de acordo com a manifestação de interesse e é aferida a sua viabilidade técnico-econômica. Então, é fixada a tarifa máxima da ANP. Considerando a tarifa máxima, os carregadores solicitam a capacidade de transporte definitiva, apresentando propostas e garantias que são alocadas pela ANP. Por fim, os carregadores assinam o termo de compromisso da capacidade solicitada, que é anexado ao edital de licitação elaborado pela ANP juntamente com a minuta do contrato de concessão, também preparada pela agência. Vence o leilão o transportador¹¹ que enviar a proposta com menor receita anual. Com base na proposta vencedora, a ANP recalcula a tarifa de transporte a ser paga pelos carregadores ao transportador. Então, é assinado o contrato de concessão.

Adicionalmente, a nova lei possibilita livre acesso aos gasodutos de transporte por terceiros, pois prevê que as autorizações de gasodutos existentes terão prazo de trinta anos a partir da data de sua publicação e período de exclusividade de dez anos para os carregadores iniciais.

⁹ Antes da promulgação da Lei do Gás, a construção e as ampliações de gasodutos eram autorizadas pela ANP mediante provocação do próprio interessado.

¹⁰ Os carregadores são os donos das moléculas de gás natural.

¹¹ Os transportadores são os donos do gasoduto, que transportam o gás natural.

O fato é que, como ainda não há disponibilidade de grandes volumes de gás, o Pemat 2022 contemplou apenas um gasoduto de 12 km no estado do Rio de Janeiro (MME; EPE, 2014), o qual deveria ter sido licitado em 2015, porém, com a paralisação das obras do Comperj, a data da licitação não está definida. Não obstante os atrasos das obras em diversos elos da cadeia produtiva, há expectativa de aumento da oferta nos próximos anos com a entrada em produção dos campos do pré-sal e possibilidade de importação de GNL.

Do ponto de vista da distribuição do gás natural aos consumidores finais, a regulação é feita no âmbito estadual. Cada estado possui seu ente responsável pela regulação e suas regras para a concessão do serviço de distribuição do gás natural. A regulação estatal afeta o preço cobrado por cada distribuidora, assim como os níveis de investimento durante o período de concessão. Podem-se notar diferenças no nível de organização e capacidade técnica de cada regulador para a delimitação da tarifa e margem máxima da distribuidora. Existem estados nos quais a distribuidora possui participação acionária do poder concedente (estado), do fornecedor do gás (Gaspetro) e dos próprios clientes, gerando conflitos de interesse e problemas de governança. Os estados com estruturas mais organizadas conseguem pôr em prática planos regulares de revisões tarifárias, que visam garantir o repasse do custo do gás incorrido pela distribuidora aos consumidores finais e uma margem máxima, considerando um nível mínimo de investimento e ganho de produtividade.

Análise do quadro regulatório atual e potenciais propostas de aperfeiçoamento

A partir do descritivo acerca da regulação sobre o mercado de gás abordado na seção anterior, podem-se traçar alguns diagnósticos sobre o setor, apresentados a seguir.

Os modelos de concessão vigentes não apresentam diferenciações ou adaptações específicas para o caso das explorações não convencionais

A 12ª Rodada de Licitações (ANP, 2013d) abrangeu alguns blocos terrestres com potencial de gás não convencional. Entretanto, nota-se que os critérios do edital de licitação não previram nenhuma especificidade para esses campos. Os índices mínimos de conteúdo nacional dos blocos terrestres variaram entre 70% a 85%, o que pode ser um entrave para a exploração

não convencional, na qual o país ainda não possui experiência reconhecida. A ausência de marco regulatório que contemple a especificidade da exploração não convencional no que diz respeito a seus riscos e à capacidade de fornecimento de bens e serviços brasileiros específicos a esse tipo de campo consiste em um possível entrave ao desenvolvimento dessa oferta no país.

Lei do Gás para a abertura do mercado

A nova Lei do Gás apresenta avanços significativos em diversos aspectos, como a previsão de livre acesso e a separação jurídica entre o carregador e o transportador. Entretanto, não exige o mesmo tratamento em relação ao segmento de escoamento do gás do mar, tratamento do gás e até mesmo para a construção de infraestrutura de importação (terminais de regaseificação), de acondicionamento e estocagem. Nesse aspecto, por exemplo, os gasodutos de escoamento e terminais de regaseificação podem pertencer a qualquer empresa ou consórcio de empresas sem a previsão ou obrigatoriedade de conceder o livre acesso para terceiros. Além disso, para a construção desse segmento de infraestrutura basta uma autorização da ANP.

A atual legislação permite a verticalização da atividade de produção e infraestrutura de escoamento e não prevê, ou não deixa clara, a existência de mecanismos semelhantes ao caso dos gasodutos de transporte, que podem ser propostos pelo próprio governo, ou por terceiros, incluindo potenciais concorrentes da licitação ou interessados em contratar a capacidade de transporte.

Além da questão de abertura do mercado a outros *players* e dos benefícios gerados pela desconcentração e diversificação de riscos, a desverticalização também pode gerar benefício a fim de desconcentrar capital, viabilizando maiores investimentos em infraestrutura de oferta de gás em menores espaços de tempo. Se todos os investimentos estão concentrados em uma única empresa ou em poucas empresas, a velocidade de execução pode experimentar maior restrição de captação de recursos para que sejam viabilizados, uma vez que o segmento é bastante intensivo em capital. A desverticalização significa que a empresa substitui elevados valores de investimento por contratos de longo prazo de compromisso com determinada capacidade da infraestrutura a ser construída por terceiros. Ou seja, a empresa substitui maiores investimentos por maiores custos operacionais.

No caso da produção de gás natural associado, a questão se torna relevante. A abertura do mercado às infraestruturas existentes e a serem construídas

de escoamento e tratamento é importante para maximizar a produção de gás natural e reduzir a reinjeção do mesmo. Em um segmento altamente intensivo em capital, pode não fazer sentido que cada operador de um bloco com gás natural associado construa sua própria infraestrutura de escoamento porque a escala pode ser proibitiva. Entretanto, vários blocos próximos em conjunto podem viabilizar a construção de uma única infraestrutura de escoamento e tratamento desde que contratem uma capacidade mínima de um terceiro que construirá a infraestrutura. Por outro lado, as próprias empresas poderiam realizar parcerias ou consórcios a fim de otimizar e compartilhar a infraestrutura de escoamento de gás entre elas por meio de uma negociação entre as partes. Em um cenário com maior número de operadores de gás natural *offshore*, a necessidade de parceiras ou envolvimento de terceiros tornam-se cruciais. Em caso de existência de um cenário em que um bloco tenha escala suficiente para viabilizar o escoamento do seu próprio gás e blocos vizinhos operados por diferentes grupos econômicos não tenham escala suficiente para viabilizar a construção da infraestrutura de escoamento, é necessário que o poder regulatório preveja mecanismo que viabilize a produção de todos os campos. Isso pode ser feito pela construção da infraestrutura por terceiros com cada operador se comprometendo com um limite da capacidade de escoamento ou por meio de mecanismo regulatório que permita o livre acesso aos gasodutos de escoamento construídos por algum operador.¹²

Cabe destacar que a infraestrutura para o escoamento de gás *offshore* é uma parte crítica e estratégica do sistema de produção de petróleo e gás. Em situações que envolvam diversos atores, os riscos de descasamento de cronograma de implantação e início de operação entre projetos de produção e infraestrutura aumentam. Caso um gasoduto de escoamento realizado por um terceiro atrase por qualquer motivo,¹³ isso pode significar que um campo ou mais de petróleo e gás tenham que ficar parados, causando prejuízos enormes para o operador. Em muitos casos, e não somente no setor de petróleo

¹² Destaca-se que os pontos abordados nesse parágrafo são mais relevantes em um contexto de abertura do mercado de exploração e produção para diversos *players*. Em um contexto de mercado concentrado em que todos os blocos possuem o mesmo operador, o ponto mais relevante é a restrição de recursos para viabilizar a construção das infraestruturas de escoamento de todos os campos operados. Conforme mencionado no texto, o contraponto de deixar a infraestrutura a cargo de terceiros são os riscos em relação à construção e ao tempo de conclusão, assim como o aumento dos custos operacionais da empresa ou grupo de empresas responsáveis pela exploração e produção.

¹³ Para realizar esse tipo de empreendimento as empresas envolvidas devem ter diversas capacidades, entre elas: financeira, de oferecer garantias, de realizar grandes projetos, de engenharia, de gestão de projetos, de obter licenças ambientais etc. Além disso, é importante que tenha experiência e *know-how* do setor e na implementação desse tipo de infraestrutura.

e gás, fazem parte da estratégia das empresas produtoras possuem parte das logísticas necessárias para entrega dos seus produtos (gás) nos pontos de distribuição (*city gates*).

No que pese os potenciais benefícios apontados pela entrada de novos *players* e pela desconcentração, em um cenário de desverticalização, em que vários agentes contribuem para a oferta final do produto, é imprescindível a existência de coordenação entre os investimentos para maximizar a oferta disponibilizada, minimizando a necessidade de reinjeção por ausência de infraestrutura de escoamento. A regulação se torna muito relevante para aumentar a coordenação ou cooperação entre os agentes e reduzir o risco de que algum investimento em infraestrutura de escoamento não ocorra conforme programado, afetando a empresa produtora e, em última instância, o mercado consumidor.

Produção e oferta de gás natural no Brasil

A oferta de gás natural no Brasil compõe-se, basicamente, da produção nacional, da importação via gasoduto Brasil-Bolívia e da importação de gás natural liquefeito (GNL) por meio de navios gaseiros (metaneiros). Importam-se, ainda, pequenos volumes da Argentina.

Em 2014, as reservas provadas¹⁴ de gás natural alcançaram 471,2 bilhões de m³, diante de uma produção de 31,9 bilhões de m³, o que proporciona uma relação R/P de 14,8 anos, tempo que as reservas durariam sem novas descobertas (BOLETIM DE EXPLORAÇÃO..., 2015). A perspectiva é que a relação R/P aumente nos próximos anos, porque novos campos estão sendo descobertos e pelo fato de a taxa de sucesso do pré-sal ser elevada. A participação das reservas localizadas no mar é superior a 85%, tanto nas reservas provadas quanto nas reservas totais.¹⁵ Ressalta-se a produção dos campos do pré-sal, a qual vem crescendo desde 2008, representando 19,6% da produção total em 2014.

Nesse mesmo ano, a produção nacional diária média atingiu 87,4 milhões de m³, dos quais 23,3 milhões de m³ (Gráfico 1A), ou 27% do volume total

¹⁴ As reservas provadas são reservas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

¹⁵ Consiste no somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis. As reservas prováveis possuem menor chance de recuperação do que as provadas, considerando os mesmos critérios. Por sua vez, as reservas possíveis apresentam maior grau de incerteza do que as reservas prováveis.

produzido (Gráfico 1B), provenientes dos campos em terra e 64,1 milhões de m³, ou 73% do volume total, provenientes dos campos no mar. Quanto à forma de ocorrência do fluido no reservatório, 28,8 milhões de m³ (Gráfico 2A), ou 33% do volume total produzido (Gráfico 2B), foi de gás não associado ao petróleo e 58,6 milhões de m³, ou 67% do volume total, foi de gás associado.

Gráfico 1 | Produção média diária empilhada e produção média diária relativa de gás natural, segundo a proveniência, no Brasil

Gráfico 1A | Produção média diária empilhada

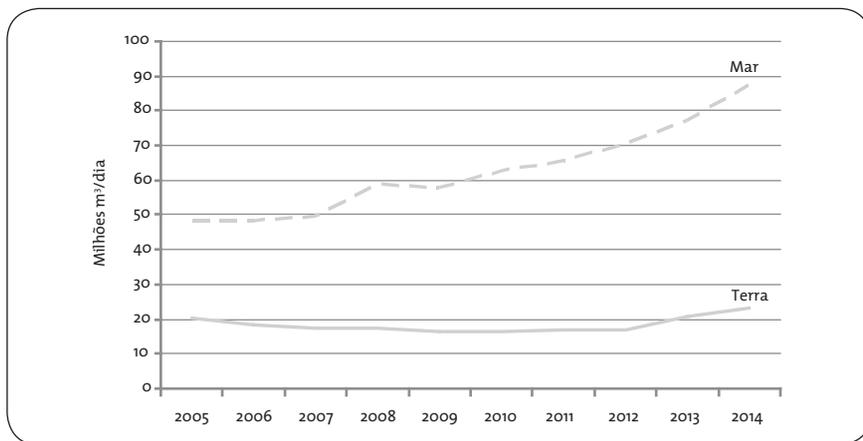
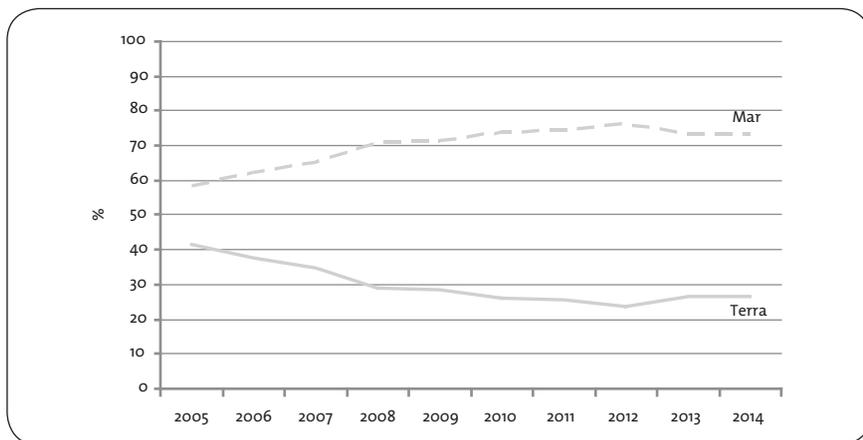


Gráfico 1B | Produção média diária relativa



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

Gráfico 2 | Produção média diária empilhada e produção média diária relativa de gás natural, segundo a forma de ocorrência, no Brasil, entre 2005 e 2014

Gráfico 2A | Produção média diária empilhada

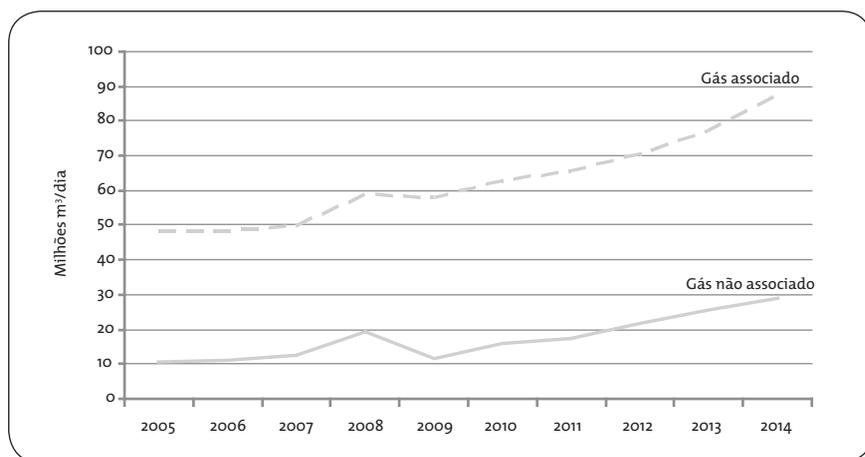
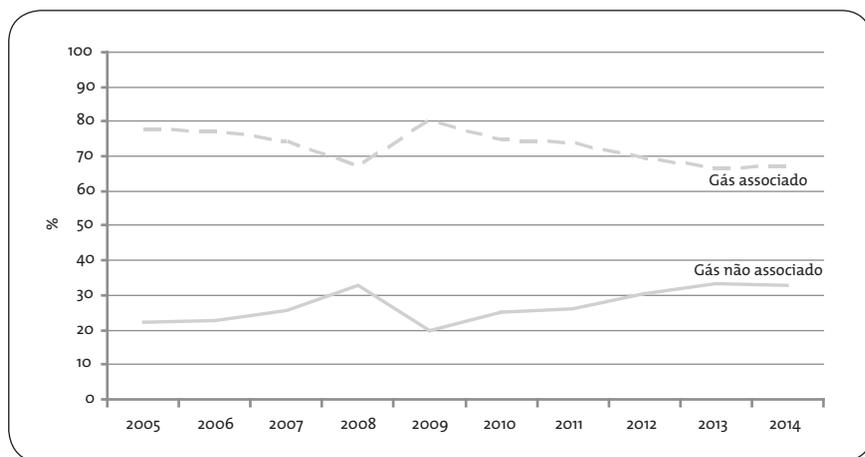


Gráfico 2B | Produção média diária relativa



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

Entre 2005 e 2014, a produção nacional diária cresceu à média de 6,8% ao ano, o que resultou em um crescimento acumulado de 80,2% no período. Apenas em 2009 houve redução da produção diária média em relação ao ano anterior, de 2,1%, provocada, majoritariamente, pela redução de 41,2% do volume produzido de gás não associado em função da diminuição do

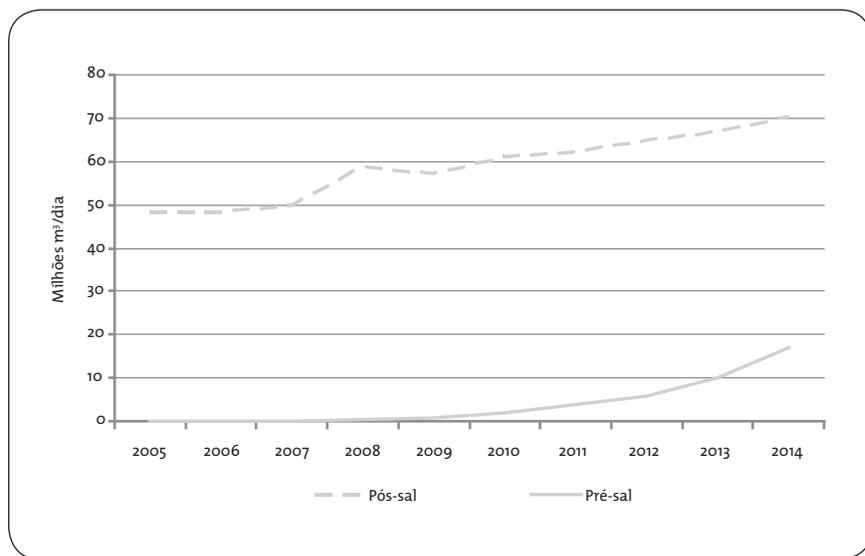
nível atividade do país na sequência da crise do sistema financeiro norte-americano e europeu.

Em termos de proveniência, de 2005 a 2014, a produção diária dos campos em terra acumulou um crescimento anual médio de 1,6%, resultado das seguidas quedas entre 2006 e 2010, que foram compensadas por um aumento de 23% em 2013 em relação à de 2012 e atingiu, em 2014, o volume diário de 23,3 milhões de m³. Nesse mesmo período, a produção dos campos localizados no mar teve um crescimento anual médio de 9,5%, sustentada principalmente pela entrada em produção dos campos de gás não associado de Manati, em janeiro de 2007, e de Mexilhão, em março de 2011. Nesse caso, também, apenas em 2009 houve redução da produção em relação ao ano anterior, de 1,5%, referente ao gás não associado. Em 2014, a produção diária marítima chegou a 64,1 milhões de m³. Em razão do aumento acentuado da produção marítima, em oposição à estabilização da produção terrestre, a participação desta última no total extraído passou de 42%, em 2005, para 27%, em 2014 (Gráfico 1B).

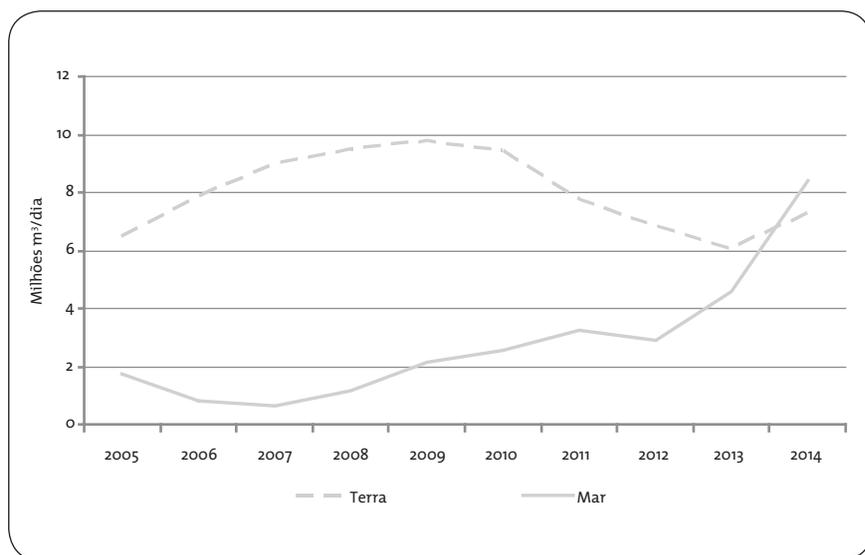
A produção de gás associado, entre 2005 e 2014, teve um crescimento médio anual de 5,0%. Apenas em 2006 e 2007 houve redução na produção, de 0,9% e 1,1%, respectivamente. A taxa média de crescimento anual da produção de gás não associado foi de 11,6%, apesar da já mencionada forte redução de 41,2% em 2009, implementada, por exemplo, nos campos de Peroá (ANP, 2014b) e Manati. Em virtude da diferença entre as taxas de crescimento, a participação da produção de gás associado passou de 78% do total, em 2005, para 67%, em 2014.

De 2008 a 2014, a produção de gás do pré-sal tem, em média, quase dobrado a cada ano, e atingiu, no ano passado, o volume diário de 17,1 milhões de m³, conforme mostra o Gráfico 3.

Deve-se ressaltar que os campos de petróleo do pré-sal em águas profundas entraram em produção não comercial em 2008. Concomitantemente, houve, a partir de então, um aumento médio de cerca de 32% ao ano no volume de gás reinjetado da produção nos campos marítimos, já que parte do recurso extraído ainda não pode ser transportada para o consumo em razão da insuficiência de infraestrutura. Em 2014, o volume diário médio reinjetado da produção marítima foi de 8,4 milhões de m³, tal como consta no Gráfico 4.

Gráfico 3 | Produção diária de gás natural do pós-sal e do pré-sal

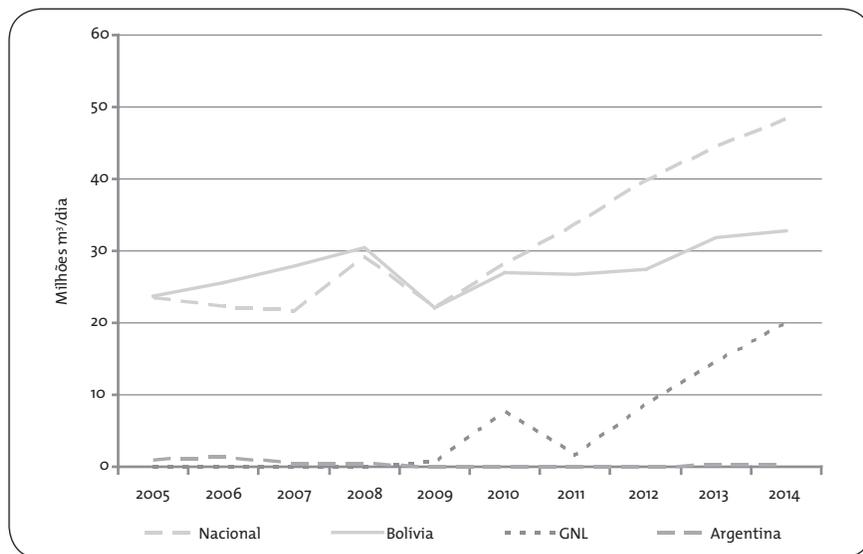
Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de 2008 a 2014 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da ANP.

Gráfico 4 | Reinjeção diária de gás natural em terra e no mar

Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de 2008 a 2014 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da ANP.

Em 2014, a oferta diária da produção nacional posta em mercado¹⁶ foi de 48,3 milhões de m³ e corresponde a 48,3% da oferta total no país (Gráfico 5). De 2005 a 2014, o crescimento médio anual dessa oferta foi de 8,4%. Além da acentuada queda em 2009, de 23,8%, houve quedas em 2006 e 2007, de 4,7% e 2,6%, respectivamente, provocadas pela redução da produção de gás associado em campos terrestres. A importação diária do gás boliviano, em 2014, totalizou cerca de 32,8 milhões de m³, transportados pelo gasoduto Brasil-Bolívia e pelo gasoduto Lateral Cuiabá, o que corresponde a 32,8% da oferta de gás natural no país. A importação de GNL, iniciada em 2009, atingiu o volume diário de 19,9 milhões de m³ e participa com 19,9% da oferta. Deve-se ressaltar que a importação de GNL ajusta-se ao suprimento da demanda para a geração termelétrica, da qual o país se vale quando a vazão dos reservatórios se encontra em níveis baixos para a necessária geração hidrelétrica. A oferta total, portanto, atingiu, em 2014, o volume diário médio de 100,1 milhões de m³.

Gráfico 5 | Oferta diária de gás natural, segundo a procedência



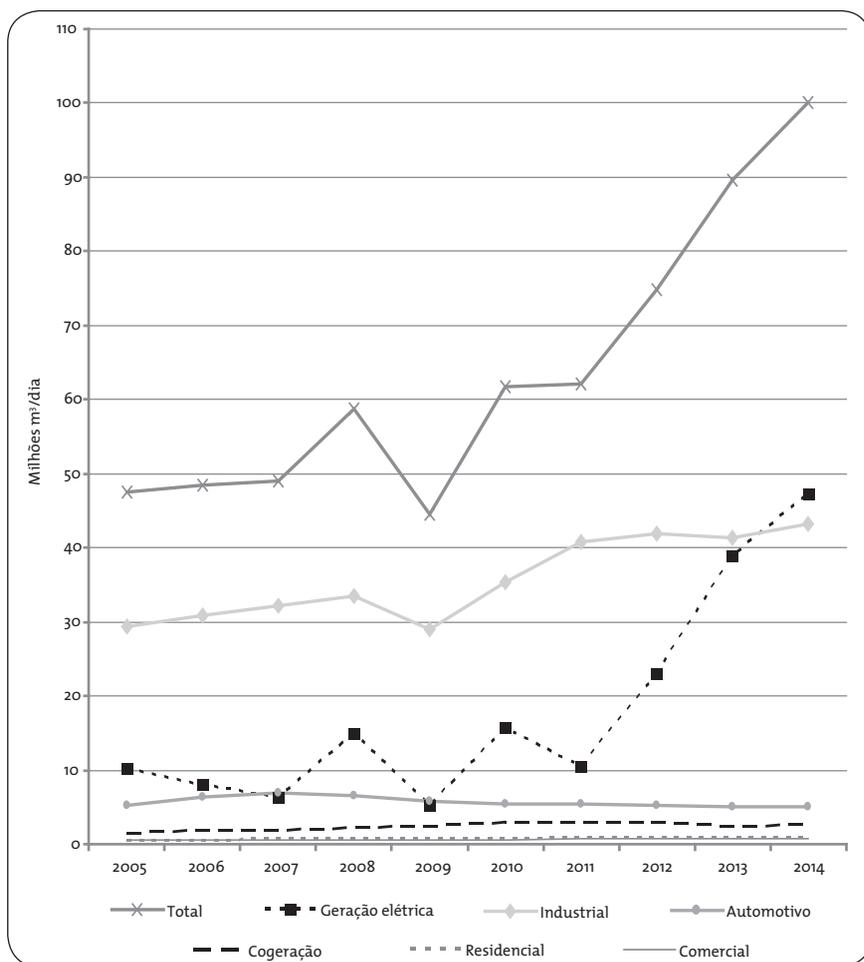
Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

¹⁶ Oferta da produção nacional = produção nacional – reinjeção – queima e perda – consumo nas unidades de E&P – absorção nas unidades de processamento de GN (gás liquefeito de petróleo – GLP e gasolina natural – C5+) – consumo em transporte, armazenamento e ajustes.

Demanda de gás natural

Em 2014, o consumo diário¹⁷ chegou à média de 100 milhões de m³. Entre 2005 e 2014, o consumo diário de gás cresceu à taxa média de 8,6%. Ao longo desse período, houve declínio anual do consumo somente em 2009, provocado pela queda do consumo industrial e termelétrico, como se verifica no Gráfico 6.

Gráfico 6 | Consumo diário de gás natural no Brasil, por setor



Fonte: Elaboração própria com base nos dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

¹⁷ Consumo diário = vendas nas distribuidoras + consumo nas refinarias e nas fábricas de fertilizantes nitrogenados + consumo térmico direto do produtor e consumidores livres. O consumo diário é atendido tanto pela oferta da produção nacional quanto pela oferta do produto importado.

No período 2005-2014, o setor industrial¹⁸ e o de geração termelétrica, conjuntamente, tiveram participação entre 77% e 90% do consumo total de gás natural. Apesar da queda de cerca de 13% em 2009, o consumo industrial teve um crescimento anual médio de 4,3% no período. Nesse mesmo período, o crescimento médio anual do consumo diário para a geração termelétrica foi de 18,5%. A evolução da produção hidrelétrica (Gráfico 7A) explica, em grande parte, o regime de geração termelétrica e o conseqüente consumo do gás natural (Gráfico 7B).

Gráfico 7 | Geração hidrelétrica e geração termelétrica no Brasil

Gráfico 7A | Geração hidrelétrica

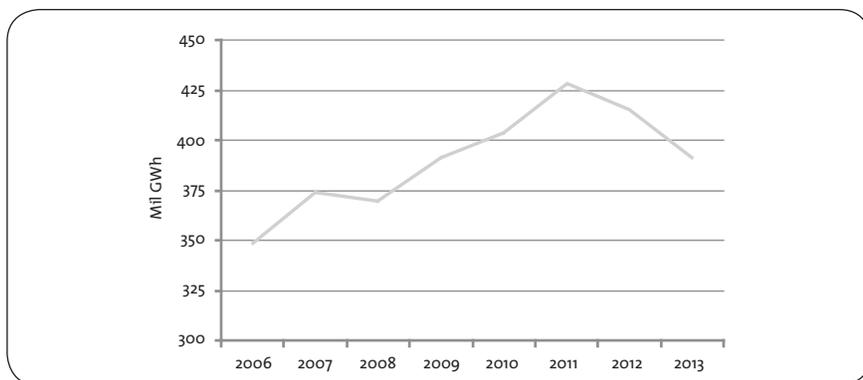
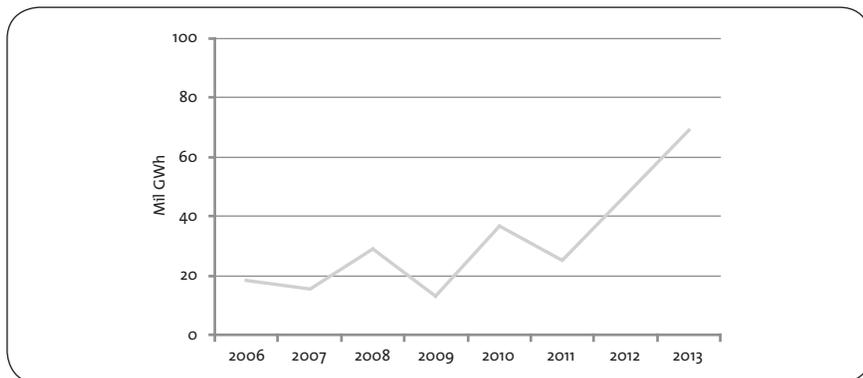


Gráfico 7B | Geração termelétrica a gás



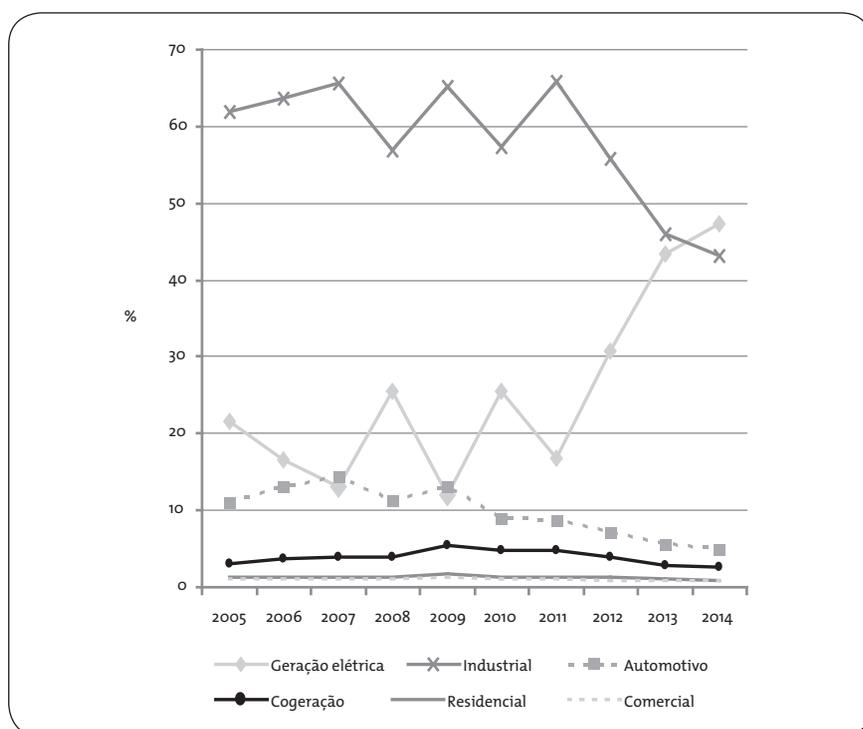
Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de 2011 a 2014 do Anuário Estatístico de Energia Elétrica da EPE.

¹⁸ Não inclui o refino nas unidades de tratamento de gás natural.

Deve-se observar que, a partir de 2011, a evolução da geração termelétrica apresenta forte correlação inversa com a geração hidrelétrica, o que evidencia que a demanda energética não atendida por esta última fonte de geração tem sido quase totalmente suprida pela geração térmica a gás natural. Portanto, o recente padrão de demanda do gás natural está estreitamente relacionado às condições meteorológicas que afetam o setor de geração hidrelétrica.

O consumo industrial teve sua participação reduzida gradativamente de 62% para 43%, ao passo que a participação da geração termelétrica aumentou de 22% para 47% do consumo total, conforme aponta o Gráfico 8.

Gráfico 8 | Consumo relativo de gás natural no Brasil, por setor



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás do MME.

Considerando ainda o período de 2005 a 2014, o consumo diário automotivo (de gás natural veicular, GNV) atingiu o ápice de sete milhões de m³ em 2007, ano em que sua participação no consumo total foi de cerca

de 14,3%. A partir desse ano, registrou quedas contínuas e, em 2014, atingiu cinco milhões de m³ e participação de 5%. Segundo a Abegás, o motivo da queda foi a falta de incentivos oficiais ao uso do combustível, que é mais barato em relação à gasolina e ao etanol, mas depende da instalação de equipamentos específicos, conhecidos como *kit gás* (PLATONOW, 2010).

O consumo destinado à cogeração elétrica cresceu continuamente até 2011, quando atingiu o volume diário de três milhões de m³ e participação de 4,8%. A partir desse ano, sofreu quedas contínuas até 2014, atingindo 2,6 milhões de m³ e participação de 2,6%.

Os setores residencial e comercial tiveram juntos um aumento contínuo do consumo diário, que passou de 1,1 milhão de m³ para 1,7 milhão de m³. A participação desses setores situa-se entre 2% e 3% do consumo total.

Em 2014, houve um aumento de 22% no consumo diário destinado à geração termelétrica, em relação ao total de 2013, totalizando 47,4 milhões de m³. No mesmo período, o consumo diário industrial, de 43,2 milhões de m³, apresentava um crescimento de 4,7%. O consumo na cogeração, de 2,6 milhões de m³, teve variação de 4,5%, e no setor comercial, de 0,8 milhão de m³, a variação foi de 2,7%. Os volumes de consumo diário dos setores automotivo e residencial foram ainda inferiores aos totais do ano anterior. A participação conjunta dos volumes consumidos na geração elétrica, incluindo cogeração, e na indústria de transformação representou 93% do total consumido; a do setor automotivo foi de 5%; e a dos setores residencial e comercial não chegou a 2%.

Áreas favoráveis à exploração de gás natural

No Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2012b), são relacionadas quarenta bacias sedimentares que foram estudadas com a finalidade de atestar ou determinar as chances de descobertas de hidrocarbonetos e a expectativa do fluido predominante a ser descoberto. Dessas bacias, ou de porções delas, quatro são consideradas maduras,¹⁹ ou seja, pouco promissoras em termos de descobertas de acumulações comerciais, a saber: Potiguar (terra), Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo-Mucuri

¹⁹ Bacia sedimentar que se encontra em estágio avançado de exploração. A classificação das bacias sedimentares em função da maturidade exploratória é definida no art. 2º da Resolução CNPE 2, de 25 de junho de 2007, em nova fronteira, madura e de elevado potencial.

(terra). As demais bacias foram classificadas de acordo com a chance de descoberta de hidrocarbonetos e a expectativa de fluidos predominantes, se gás, petróleo e gás, ou petróleo.

Para o presente estudo, destacam-se as bacias cujas ocorrências de gás associado ao petróleo e de gás não associado são mais promissoras. No primeiro caso, incluem-se as seguintes bacias: Amazonas, Parnaíba, Ceará (mar), Potiguar (mar), Sergipe-Alagoas (mar), Tucano Sul, Espírito Santo-Mucuri (mar), Santos e Paraná. No caso de gás não associado, listam-se as seguintes bacias: Solimões, Amazonas, Ceará (mar), Potiguar (mar), Tucano Sul, Camamu-Almada (mar), Espírito Santo-Mucuri (mar), Santos e Paraná.

Separando-se por situação geográfica, entre terra e mar, têm-se as seguintes bacias mais promissoras em terra: Solimões, Amazonas, Parnaíba, Tucano Sul e Paraná. As bacias mais promissoras no mar são as seguintes: Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Espírito Santo-Mucuri e Santos.

Considerando-se, complementarmente ao aspecto geológico, o aspecto econômico, que é expresso por um fator denominado, no referido estudo da EPE, Importância Petrolífera da Área Total (IPA Total),²⁰ as bacias em terra mais promissoras à produção de gás são as do Solimões, do Amazonas e do Parnaíba, seguidas pela de Tucano Sul e do Paraná. No mar, todas as bacias relacionadas acima têm igual importância.

Além das incertezas quanto à disponibilidade de recursos, as bacias sedimentares amazônicas (do Solimões e do Amazonas), localizadas em áreas densamente florestadas, apresentam dificuldades relacionadas ao cumprimento da legislação ambiental, à logística, à infraestrutura e à segurança do trabalho. A bacia do Parnaíba, subjacente aos estados do Maranhão e do Piauí, em que predomina uma vegetação menos densa que a da região amazônica, apresenta melhores condições de acesso, mas se encontra distante de centros de consumo industriais. As bacias de Tucano Sul, localizada na mesorregião do Nordeste Baiano, e a do Paraná, que é abrangida pelo sul da região Centro-Oeste à região Sul, apresentam condi-

²⁰ Seis argumentos são representados em mapas de Importância Petrolífera de Área (IPA), que expressam diversos interesses do setor, principalmente para a atividade de E&P, a saber: (1) intensidade exploratória; (2) atividade exploratória; (3) prospectividade; (4) evidência direta de hidrocarbonetos; (5) necessidade de conhecimento; e (6) infraestrutura de abastecimento. O mapa síntese resultante da combinação desses argumentos é denominado mapa de Importância Petrolífera de Área Total (IPA Total).

ções mais propícias ao aproveitamento das suas reservas de gás, pois essas regiões compreendem potenciais centros consumidores de grande porte e condições que facilitam a implantação de infraestrutura para o transporte e a distribuição do gás.

Por sua localização, as bacias marítimas também apresentam dificuldades relativas ao cumprimento da legislação ambiental, à logística, à infraestrutura e à segurança do trabalho para a produção e o transporte do gás.

À época da conclusão do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, a bacia do Solimões havia produzido, desde 1988, 42,9 bilhões de m³ de gás associado ao petróleo e 443 milhões de m³ de gás não associado. As bacias do Amazonas e do Parnaíba não tiveram produção de gás até então. Entretanto, em dezembro de 2012, a OGX Petróleo e Gás²¹ iniciou a produção de gás natural não associado na bacia do Parnaíba, no campo de Gavião Real. Em 2014, a Parnaíba Gás Natural, sucessora da OGX, produziu, nesse campo, uma média diária de 5,3 milhões de m³ (BOLETIM DE EXPLORAÇÃO..., 2014).

As bacias marítimas mais promissoras do Ceará (produz desde 1980), Potiguar (desde 1976), de Sergipe-Alagoas (desde 1968), de Camamu-Almada (desde 2007), do Espírito Santo-Mucuri (desde 1978) e de Santos (desde 1991) somavam, à época da conclusão do zoneamento (EPE, 2012b), uma produção de 45,1 bilhões de m³ de gás associado ao petróleo e de 30,3 bilhões de m³ de gás não associado.

Recursos não convencionais

Gás de folhelho (shale gas)

O gás de folhelho é produzido em rochas argilosas ricas em matéria orgânica, que atuam como fonte, trapa e reservatório para o gás natural. Os folhelhos têm permeabilidade primária²² muito baixa e requerem fraturas naturais ou estimuladas por processo hidráulico para que produzam. Além do fraturamento hidráulico (*fracking*), a perfuração de poços horizontais com longa extensão torna possível a produção de gás em vazões econômicas.

²¹ Atual OGPar.

²² Capacidade de transmissão de fluidos pelos poros ou interstícios originais de uma rocha.

As bacias sedimentares mais promissoras à ocorrência desse recurso são as do Solimões, do Amazonas, de São Luís-Bragança-Viseu, do Parnaíba, do Paraná e dos Parecis, todas elas localizadas em áreas terrestres.

Gás em formações fechadas (tight gas formations)

Formações fechadas são reservatórios que, por sua baixa permeabilidade, não podem ser produzidos com vazões ou recuperações econômicas de volumes, a menos que o poço seja estimulado por intenso fraturamento hidráulico ou produzido por meio de poços horizontais ou multilaterais (HOLDITCH, 2006).

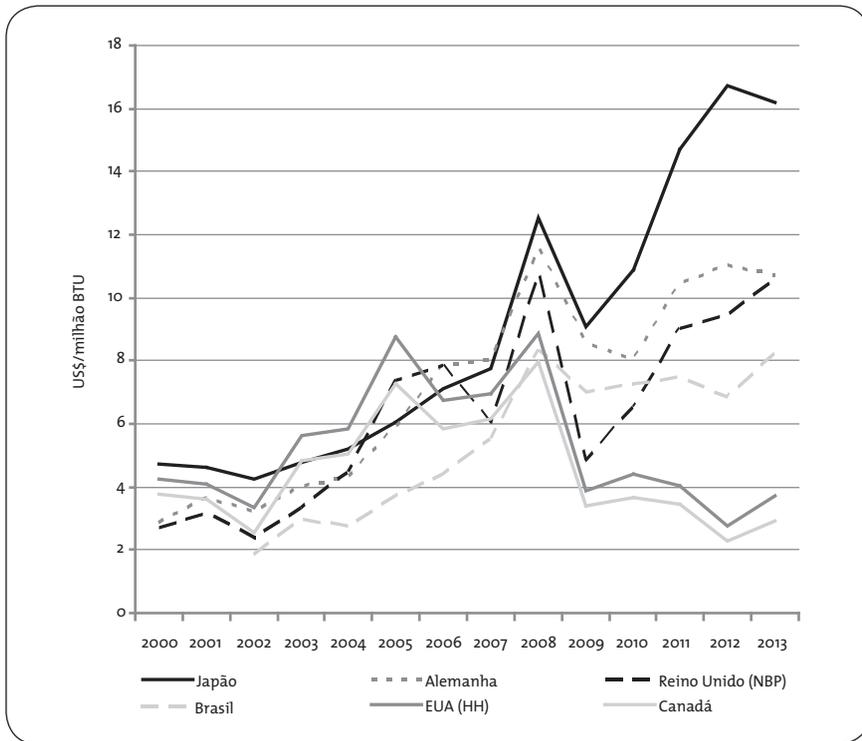
Além das porções submersas das bacias Potiguar, do Espírito Santo e de Santos, já bem conhecidas e com produção expressiva, as áreas mais promissoras à exploração de gás em formações fechadas são as porções terrestres das bacias Potiguar e do Recôncavo e a bacia do São Francisco, inteiramente terrestre.

A produção de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) a partir de formações rochosas que originalmente apresentam baixa permeabilidade, como os folhelhos e as formações arenosas fechadas, requer a aplicação de técnicas mecânicas e químicas (agrupadas sob a denominação inglesa de *fracking*) a fim de estimular a produção dos reservatórios nessas formações. Essas técnicas têm o objetivo de provocar e sustentar rupturas ou fraturas na rocha a fim de facilitar e acelerar o escoamento do fluido. Entretanto, além dos procedimentos mecânicos, a utilização dos compostos químicos poluentes e radioativos nesse processo de estimulação tem provocado intenso debate quanto aos danos ambientais que possam causar tanto à atmosfera quanto às águas superficiais e subterrâneas. Portanto, pelos riscos que ainda apresenta, o aproveitamento comercial dos reservatórios não convencionais requer uma análise cuidadosa de viabilidade técnica, econômica e ambiental.

Além dos riscos ambientais, em virtude do rápido declínio da produção dos poços perfurados em reservatórios não convencionais, há a necessidade de investimentos contínuos para sustentar a produção (BERMAN, 2012).

Preços internacionais e no Brasil

A partir de 2008, a dispersão mundial dos preços de gás natural acentuou o caráter regional de sua determinação (Gráfico 9).

Gráfico 9 | Preços do gás natural nos principais mercados regionais e no Brasil

Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de 2007 a 2014 do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da ANP, BP (2014) e EIA (2015a).

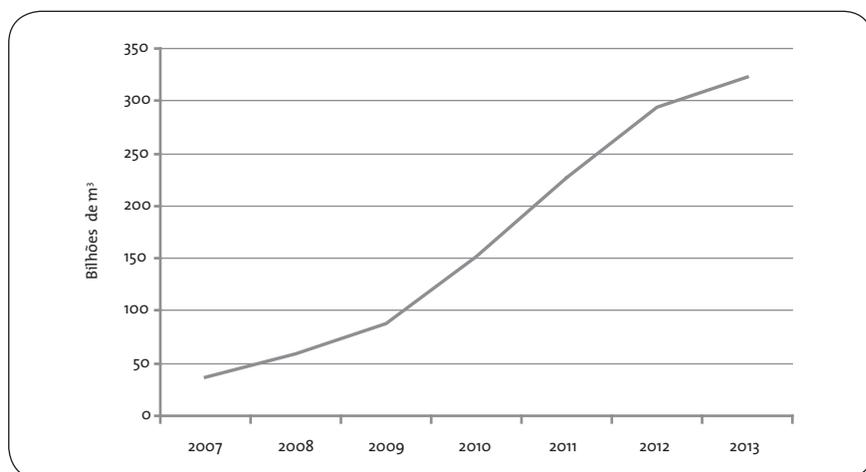
Quase toda a demanda de gás natural do Japão é atendida pelas compras internacionais, o que faz do país o maior importador mundial. Metade dos volumes importados provém da Austrália e do Sudeste Asiático; 30% de países do Oriente Médio; e o restante da Rússia, Nigéria e outros.

Os preços da Alemanha são determinados pelas importações provenientes da Rússia, da Noruega e dos Países Baixos, por meio de gasodutos (IEA, 2012).

A produção doméstica do Reino Unido atende pouco mais de um terço da sua demanda e pouco mais da metade do consumo é suprido pelas importações da Noruega, dos Países Baixos e da Bélgica, via gasoduto. O restante, cerca de 12%, provém do Qatar na forma de GNL (EIA, 2015b). Os preços no Reino Unido são estabelecidos no mercado de contratos futuros denominado National Balancing Point (NBP) (NATIONAL..., 2015).

O Canadá é um exportador líquido de gás natural e fonte dos maiores volumes importados pelos Estados Unidos (EUA). Os preços no mercado norte-americano (EUA e Canadá) são estabelecidos pelo mercado de contratos futuros denominado Henry Hub, que originalmente referia-se ao ponto de distribuição e entrega de gás natural localizado no estado da Louisiana (HENRY..., 2014). A tendência de queda dos preços no mercado norte-americano, a partir de 2009, que se observa no Gráfico 9, ao contrário dos demais mercados regionais, reflete o aumento acentuado da produção de gás de folhelho (*shale gas*), conforme mostra o Gráfico 10.

Gráfico 10 | Produção de gás de folhelho (*shale gas*) nos EUA



Fonte: Elaboração própria, com base em EIA (2015b).

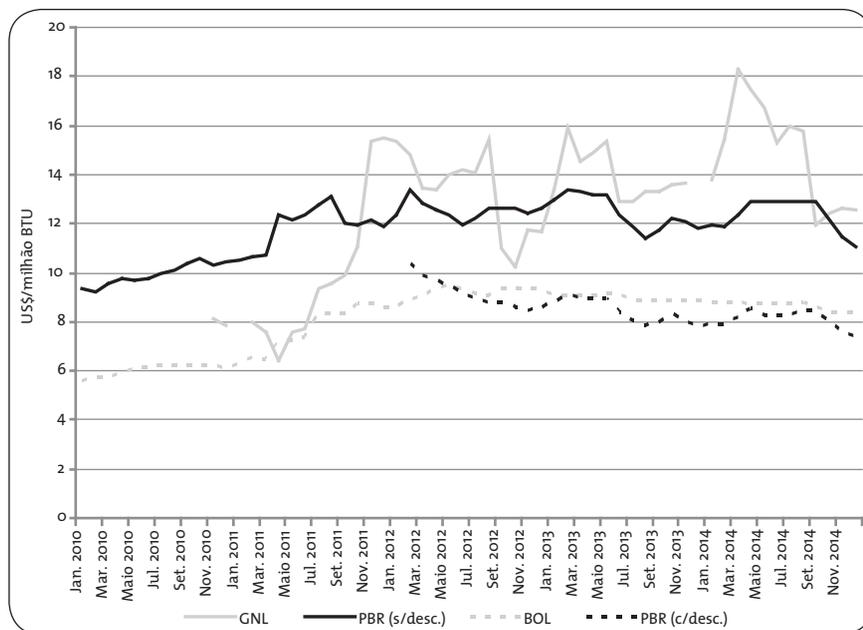
Observa-se, assim, que, diferentemente do petróleo, não há, ainda, convergência dos preços globais, que seguem um padrão regionalizado.

Desde 2005, a oferta nacional tem suprido a metade da demanda brasileira de gás natural. As importações desde a Bolívia, a partir de 1999, e as importações de GNL, iniciadas em 2009, complementam a demanda do país. Os embarques de GNL provêm, mais frequentemente, do Qatar, de Trinidad e Tobago, da Nigéria e da Espanha. Assim, os preços do gás natural praticados no Brasil refletem as três principais origens do recurso. No Gráfico 11, a curva de preços do gás natural liquefeito importado (GNL), é formada pelas médias mensais de preços não ponderados pelos volumes. Ainda assim, observa-se uma tendência crescente de preços. Desde o primei-

ro trimestre de 2012, os preços sem desconto praticados pela Petrobras na região Sudeste (PBR s/desc.) e os praticados pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a fornecedora do gás boliviano (BOL), estão em torno de US\$ 12,45 por milhão de BTU e US\$ 9,00 por milhão de BTU, respectivamente. Desde o mês de fevereiro de 2012, a Petrobras tem aplicado um desconto sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste (PBR c/desc.), o que os torna equivalentes aos preços do gás boliviano.

Observa-se, ainda, no Gráfico 11, que os preços do GNL, praticados no mercado *spot*, são mais voláteis que os preços dos contratos de longo prazo com cláusulas de *ship-or-pay* e *take-or-pay*.

Gráfico 11 | Histórico dos preços do gás natural praticados no Brasil, entre 2010 e 2014

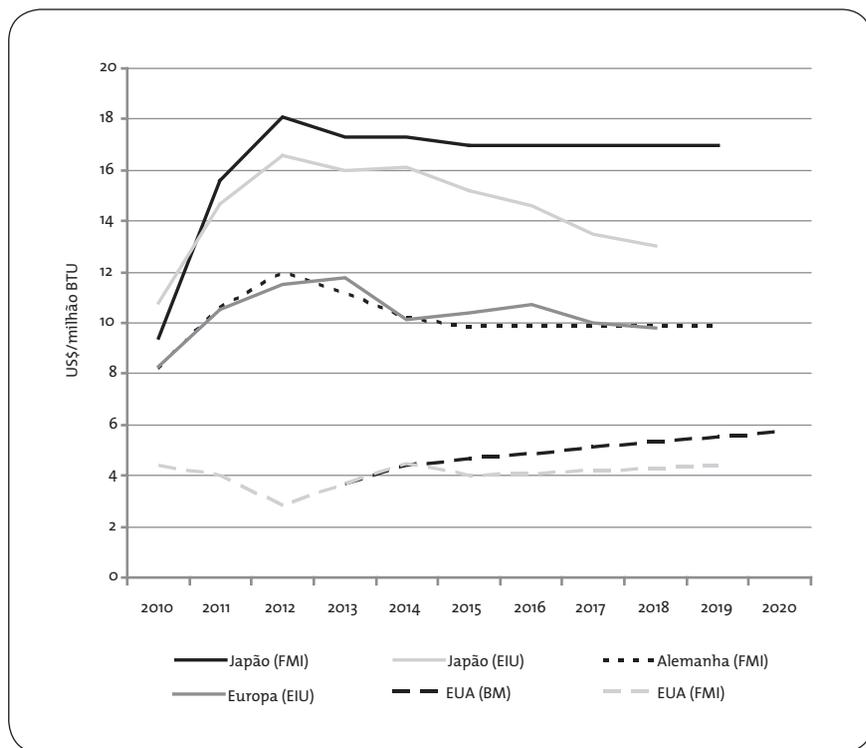


Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de janeiro, de 2010 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME e no Boletín Estadístico Gestión da YPFB entre fevereiro de 2012 e março de 2015.

A previsão dos preços nos mercados japonês, europeu e norte-americano é mostrada no Gráfico 12. Observa-se, nesse gráfico, que a diferenciação de preço dos mercados regionais deve prevalecer ao longo do segundo decênio

deste século. Portanto, não se deve esperar que os preços no mercado brasileiro, dada a origem dos insumos que compõem a oferta, venham a convergir aos valores de qualquer mercado regional em particular.

Gráfico 12 | Previsão dos preços do gás natural nos principais mercados regionais



Fonte: Elaboração própria, com base em BM (2014), EIU (2014) e FMI (2014).

Balanco de oferta e demanda de gás natural

O mercado de gás natural é peculiar, com particularidades bem diferentes daquelas do mercado de petróleo e os seus derivados. Portanto, o segmento de gás natural possui característica bem regionalizada, ao contrário do segmento de petróleo e seus derivados, que funciona segundo uma dinâmica de mercado global.

Outro aspecto que diferencia os dois hidrocarbonetos se refere ao grau de dificuldade de transportar e escoar os combustíveis, o petróleo facilmente acessível nos diversos mercados, ao passo que o transporte de gás natural

não é trivial. Ademais, deve-se ter em mente que é muito mais difícil estocar gás natural do que petróleo e seus derivados, cujos estoques são facilmente reguláveis. Então, os custos de logística são determinantes para viabilizar a colocação do gás natural no mercado. São necessários pesados investimentos de longa maturação.

Nesse contexto, para que um mercado de gás natural em estágio de infância (*greenfield*) possa ser desenvolvido, torna-se necessário identificar grandes consumidores que pretendam consumir o combustível em grandes volumes e por um longo período de tempo. A malha de gasodutos vai se desenvolvendo a partir desses consumidores-âncora, ou seja, à medida que a malha se desenvolve, externalidades de rede positivas vão sendo geradas para outros consumidores, beneficiando diversos segmentos econômicos.²³

Apesar de o Brasil ainda não ter um mercado de gás natural consolidado como em países industrializados, houve grande crescimento do mercado nos últimos anos, principalmente com a implantação do gasoduto Brasil-Bolívia, por conta de políticas públicas que contribuíram para o aumento da oferta de gás nacional (por exemplo, o Programa Queima Zero).

Como mencionado anteriormente, a oferta de gás natural é proveniente basicamente da produção nacional dos campos em terra (*onshore*) e dos campos em mar (*offshore*) associados ou não ao petróleo, e da sua importação da Bolívia, dos terminais de regaseificação de GNL no Ceará, na Bahia e no Rio de Janeiro, e uma quantidade menos expressiva da Argentina, da qual se importa o combustível esporadicamente. Pelo lado da demanda, o gás natural possui diversas aplicações, que podem ser destacadas principalmente em consumo industrial, termelétrico, cogeração, residencial e automotivo.

Cabe mencionar que, após a implantação dos principais gasodutos de infraestrutura²⁴ no país nos últimos anos (Gasbol, Malha de Gasodutos do

²³ Note-se que a economia de rede é uma característica do segmento de infraestrutura. Os custos fixos são bem superiores aos custos variáveis, fazendo com que o custo médio diminua à medida que novos consumidores são conectados à rede.

²⁴ A Petrobras exerceu um papel relevante para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, assumindo riscos em diversos elos da cadeia de valor. Primeiro, pode-se afirmar que praticamente toda a infraestrutura de transporte de gás natural no país foi realizada direta ou indiretamente pela Petrobras. Também, deve-se levar em conta que a penetração de gás natural no mercado brasileiro foi possível porque a Petrobras aceitou que o gás natural deslocasse consumo de óleo combustível e gasolina. Além disso, a Petrobras investiu na maioria das distribuidoras estaduais para ampliar o mercado de gás natural em diversas regiões. Provavelmente, sem esses investimentos, o mercado de gás ficaria restrito a poucos estados do país.

Sudeste, Malha de Gasodutos do Nordeste e Gasene²⁵), a demanda para cada tipo de consumo pode, em tese, ser atendida por qualquer tipo de fonte de gás natural, seja por intermédio de oferta nacional ou importação. Isto é possível graças à infraestrutura de gasodutos que interliga os principais mercados de gás natural no país, que são as regiões Sul, Sudeste e Nordeste.²⁶ Nesse sentido, é possível deslocar gás natural por meio de uma rede de gasodutos de uma região para outra. Sendo assim, pode-se, por exemplo, direcionar gás natural da região Sudeste para a Nordeste pelo Gasene. Por outro lado, uma injeção na rede de gás proveniente de importação de GNL no Nordeste pode aliviar a tensão sobre a oferta de gás do Sudeste, permitindo-se, assim, que haja algum excedente para ser direcionado ou deslocado, por exemplo, para a região Sul do país.

Cada fonte de oferta de gás para o Brasil tem sua particularidade. O gás proveniente da Bolívia vem de campos de produção em terra. Apesar de o transporte desse gás já estar “pago”, graças à cláusula de *ship-or-pay*²⁷ de 100% da capacidade do Gasbol, bem como à “compra” de cerca de 24 milhões m³/dia em virtude da cláusula de *take-or-pay*²⁸ com a Bolívia, os campos necessitam de investimentos periódicos para manter sua capacidade de oferta no decorrer dos anos.

Da mesma forma, o gás nacional em terra ou em mar necessita de investimentos periódicos para manter sua capacidade de oferta ao longo dos anos. O gás em terra e, em especial, no mar necessitam de investimentos vultosos, de longa maturação, os quais dificilmente seriam viabilizados se a produção não fosse contínua. Na atual conjuntura, um campo de gás natural, associado ou não associado, só é atrativo para investidores se a expectativa de produção for ininterrupta. Riscos de paradas frequentes de produção ensejarão prejuízos na produção de petróleo e redução de rentabilidade dos campos, sejam eles de gás associado ou não associado.

²⁵ Gasene é o gasoduto que interliga as regiões Sudeste e Nordeste do país.

²⁶ Atualmente, a demanda de gás natural da região Norte é atendida pela oferta da própria região por meio do gasoduto que liga Urucu-Coari-Manaus, que não está interligado com as demais regiões do país. Cabe destacar que a análise da oferta e demanda de gás natural dessa região não faz parte do escopo deste artigo, uma vez que o gás dessa região é consumido por telemétricas da própria região.

²⁷ Contrato de *ship-or-pay* significa que o contratante do transporte de gás natural pagará uma quantidade mínima à contratada de x% independentemente de a demanda efetiva ser menor do que aquele percentual.

²⁸ Contrato de *take-or-pay* significa que o contratante da molécula (*commodity*) de gás natural pagará uma quantidade mínima à contratada de y% independentemente de a demanda efetiva ser menor do que aquele percentual.

O gás importado por meio de navios de GNL é a fonte de gás mais custosa que existe atualmente. Sendo assim, a sua importação deveria ocorrer como última alternativa para suprir a demanda interna. Além disso, a importação de GNL para o Brasil se dá por meio do mercado à vista ou de contratos de curto prazo. Caso uma carga de GNL comprada não seja mais necessária, existe a possibilidade de realocá-la para outro mercado global.²⁹ Embora o GNL seja um gás caro, essa fonte proporciona uma flexibilidade no momento da sua necessidade, ou seja, só é válido consumi-lo no momento da sua real necessidade. Nesse contexto, seria mais vantajoso para o país e consumidores demandar primeiro o gás proveniente da Bolívia e os produzidos no Brasil, e deixar o gás de GNL como uma última alternativa para equilibrar oferta e demanda.

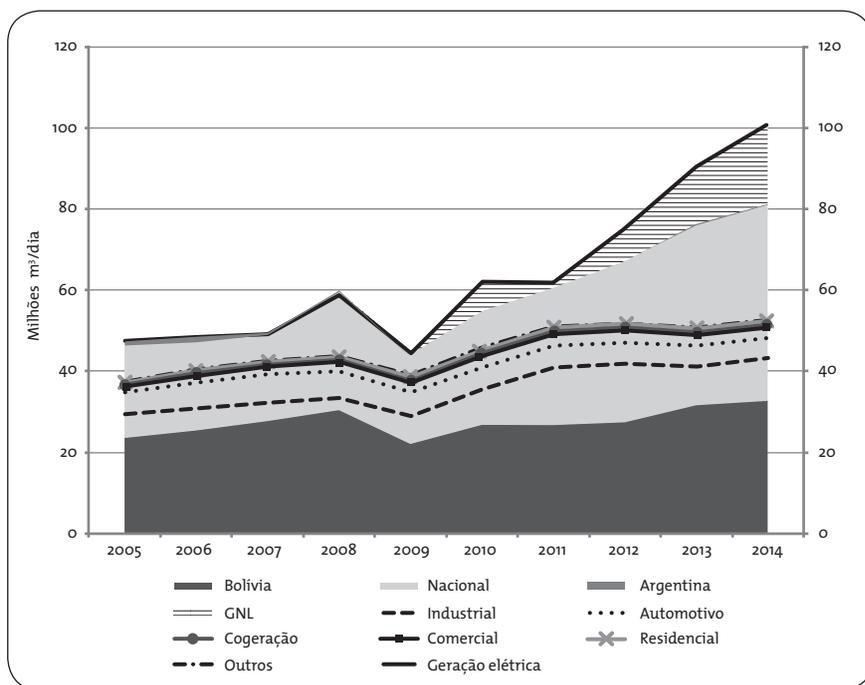
Por outro lado, cada tipo de demanda possuiu uma particularidade que merece ser comentada. A demanda proveniente do mercado industrial, cogeração, comercial, residencial e automotivo é praticamente estável com poucas oscilações e uma taxa de crescimento estável. Pode-se afirmar que esse é um mercado firme, que consome gás natural ininterruptamente.

A demanda para o setor termelétrico flexível a gás natural já é mais instável e incerta. A demanda desse segmento depende do nível dos reservatórios das hidrelétricas, que por sua vez depende do regime hidrológico. As termelétricas flexíveis a gás natural, em tese, entram em funcionamento quando o regime de chuvas é insuficiente para manter os reservatórios das hidrelétricas em um patamar de segurança mínima. As termelétricas flexíveis funcionam como se fossem um sistema de reserva (*backup*) do sistema hidrelétrico. Nesse contexto, essa demanda de gás natural é interupta ou flexível.

Também existe a demanda de gás natural para termelétrica firme ou na base. Nesse caso, a termelétrica funciona na base da curva de carga e demanda gás natural 100% do tempo, ou seja, nesse segmento a demanda por gás é firme e ininterrupta.

Após apresentar as características fundamentais da oferta e demanda de gás natural, será indicado a seguir o balanço de oferta e demanda de gás natural no Brasil ao longo dos últimos anos.

²⁹ O mercado global de GNL vem crescendo nos últimos anos, porém ainda é relativamente muito menor que o mercado de petróleo e seus demais derivados. Isso é consequência do fato de ser muito mais fácil e barato transportar petróleo e seus derivados do que o gás natural.

Gráfico 13 | Balanço de oferta e demanda de gás natural no Brasil

Fonte: Elaboração própria, com base nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

Com base nas características apresentadas anteriormente da oferta e da demanda, no Gráfico 13, a oferta foi montada levando-se em consideração o seu custo e sua característica de oferta firme ou flexível. Na base, foi colocada a oferta de gás firme e menos custosa, que é o caso do gás nacional associado, do gás boliviano e do gás nacional não associado,³⁰ e, por fim, a oferta de gás com maior custo, porém flexível, que é o GNL. Pelo lado da demanda, foi realizado um raciocínio semelhante, ou seja, na base foi colocada a demanda de gás firme – industrial, comercial, residencial, cogeração, automotivo e termelétrico firme, e, por último, a demanda flexível de gás para termelétrica flexível.

Do ponto de vista do produtor de petróleo e gás, sempre será prioritário casar uma oferta de gás firme com uma demanda de gás firme. Para um consumidor de gás firme, sempre será mais interessante ter uma fonte constante de gás firme para atender suas necessidades. Nesse tipo de situação,

³⁰ A produção do gás associado é prioritária em relação ao gás não associado, porque o primeiro é produzido com o petróleo, que possui valor maior para o produtor.

normalmente existem cláusulas³¹ que exigem consumo e oferta mínimos de gás por ambas as partes, a fim de diminuir o risco de ambos. Nesse contexto, o preço de gás natural tende a ser mais atrativo para o demandante, por ele garantir uma demanda mínima para o ofertante, o qual, por sua vez, tendo uma previsibilidade maior da demanda, consegue ofertar um gás mais barato para o mercado pelo fato de incorrer num risco menor.

Por outro lado, os novos demandantes de gás flexível termelétrico deixarão pagar pelo gás somente quando forem solicitados a despachar pelo operador do sistema elétrico, o que é incerto, seja porque é dependente do regime hidrológico, seja porque a demanda de eletricidade varia ao longo do dia e do ano. Portanto, não interessa a esse tipo de consumidor intermitente garantir uma demanda mínima de gás. Sem garantia de demanda, esses consumidores seriam os últimos a serem atendidos pelos ofertantes de gás e seriam abastecidos pela fonte de gás mais cara, o que poderia refletir no preço de venda mais alto.³² Os ofertantes sem garantia de compra iriam alocar o gás mais custoso para esse tipo de demandantes e cobriam um preço mais elevado por incorrerem em maiores riscos.³³

Em função das características particulares do mercado brasileiro de gás natural, a estratégia deveria buscar o máximo possível o casamento entre a oferta de gás firme com a demanda de gás firme, e a oferta de gás flexível com a demanda de gás flexível. Ao observar o balanço de oferta e demanda de gás, na forma que foi construído, pode-se inferir que essa estratégia está sendo perseguida, uma vez que a oferta flexível de GNL³⁴ está atendendo somente a demanda flexível termelétrica.

³¹ Cláusulas do tipo *ship-or-pay* e *take-or-pay* por parte do demandante e penalidade no caso da não entrega do gás pelo ofertante.

³² A análise que está sendo feita é em relação ao custo marginal e não ao preço de venda para as novas termelétricas flexíveis. Atualmente, existem situações em que o preço de venda de gás pode ser diferente do seu custo marginal. Além disso, existem diversos preços para o gás natural no Brasil, por exemplo, o preço de gás do Programa Prioritário de Termelétrica (PPT).

³³ Atualmente, é exigido lastro a todas as termelétricas. Neste contexto, todas têm de apresentar contratos de compra de gás para atender toda sua capacidade. Normalmente, nestes contratos são exigidas cláusulas de *ship-or-pay* e *take-or-pay*, fazendo com que o gerador pague muitas vezes por um gás não consumido. Em contratos de gás flexível, ele só pagaria pelo gás consumido, porém o preço unitário desse gás tem de ser maior.

³⁴ O Brasil passou importar GNL a partir do ano de 2008, com início de operação do seu primeiro terminal de regaseificação. Antes dessa data, as termelétricas eram supridas com o gás firme. Cabe destacar que, naquela época, existia *overbooking* de gás, ou seja, não havia gás para toda demanda potencial. Se todas as termelétricas fossem solicitadas a despachar simultaneamente, como ocorre atualmente, o mercado não teria condições de ser atendido plenamente. O governo percebeu este risco em meados dos anos 2000, quando começou a exigir para qualificação dos produtores de energia termelétrica, contratos de fornecimento de combustível para atender toda capacidade da usina.

Parte da oferta de gás não associado está sendo utilizada para atender as termelétricas, o que gera uma incerteza para o produtor de gás caso o regime hidrológico se restabeleça, permitindo que os reservatórios das hidrelétricas retornem ao patamar observado passado.³⁵ Ou seja, quando os reservatórios das hidrelétricas forem recompostos, a necessidade da geração termelétrica deverá diminuir, o que poderá causar redução da produção de gás não associado, tendo-se que manter o gás estocado no reservatório por um maior período, o que afetaria a remuneração do produtor de gás natural.³⁶ Percebe-se que, no caso brasileiro, o aumento do risco hidrológico ligado ao setor elétrico está causando maiores incertezas ou aumentando os riscos no setor de gás natural, o que não existia há anos.

Além disso, o balanço também demonstra que o Brasil é importador de gás natural com custo marginal de importação alto, uma vez que o gás necessário para equilibrar o balanço de oferta e demanda é o GNL, e não o gás boliviano. Nesse contexto, atualmente, para expandir no curto prazo o mercado de gás natural, especialmente o termelétrico a gás, só poderia ser por meio de GNL, uma vez que alguns desafios relativos à oferta de gás no país só poderão ser superados no médio e longo prazo. A seguir serão discutidos os desafios e as perspectivas de médio e longo prazo para o setor.

Possibilidades de expansão da oferta de gás natural no Brasil

As possibilidades de expansão da oferta de gás natural nacional para o futuro serão decorrentes dos campos do pré-sal ou dos campos em terra em regiões remotas. Infelizmente, a produção de gás em ambas as situações não deverá ser trivial. Não tanto pelo aspecto técnico, mas principalmente pelo aspecto de sua viabilidade econômica, especialmente relacionada ao custo de transporte do gás natural.

Com a descoberta do pré-sal no Brasil, há estimativa de que o potencial de oferta de gás natural nacional poderá dobrar nos próximos 15 anos. Para que isso seja realidade, é necessário que desafios sejam superados. A produção de gás do pré-sal está longe da costa em cerca de trezentos quilômetros,

³⁵ Por outro lado, em função de alterações na hidrologia, existem cenários que indicam a necessidade cada vez maior da utilização das termelétricas na base e não apenas como um *backup* das hidrelétricas.

³⁶ Cabe mencionar que, normalmente, no sistema elétrico brasileiro as termelétricas a gás natural tendem a entrar em operação antes das termelétricas a *diesel* ou a óleo para suprir a necessidade de eletricidade do país no caso de não haver energia elétrica suficiente do parque hidrelétrico.

o que demandará investimentos vultosos em infraestrutura e gasodutos de escoamento de gás para esses campos. Além disso, o gás do pré-sal é rico em CO₂, o que demandará um custo adicional na sua separação.

Tecnicamente, tanto para escoar o gás ou tratá-lo, não há nenhuma barreira tecnológica relevante a ser superada. A principal questão no que se refere ao seu escoamento será em relação ao seu custo de investimento e de operação. Por exemplo, o Pemat estimou que o custo de produção de gás natural nos campos do pré-sal pode variar entre US\$ 5,04/milhão BTU e US\$ 7,70/milhão BTU. Esse patamar de custo significa que, mesmo que exista a possibilidade de um volume de gás considerável a ser ofertado no futuro, o seu preço de mercado no Brasil deverá ser maior que o preço do gás negociado no mercado americano, porém menor que o preço do gás negociado no mercado europeu. Destaca-se que a produção do gás do pré-sal não poderá ser intermitente para não atrapalhar a produção de petróleo.³⁷ Por essa razão, a oferta desse gás terá de ser destinada a uma demanda firme, como a demanda industrial e termelétrica firme, operando na base da curva de carga do sistema elétrico.

Atualmente, o gás do pré-sal está sendo reinjetado por falta de infraestrutura, e esse volume vem aumentando. A Petrobras possui projetos de construção de novos gasodutos de escoamento para poder aproveitá-lo de forma mais eficiente, porém o prazo para realizar e implantar esses projetos deverá ser longo. Além disso, existe a dúvida se o mercado firme estaria disposto a pagar pelo seu custo, caso contrário a Petrobras poderia preferir continuar reinjetando o gás nos próprios reservatórios.

Outra alternativa complementar para expandir a oferta de gás no país seria decorrente dos campos em terra com potencial em reserva de gás natural. Todavia, o potencial de reservas de gás em terra no Brasil ainda é incerto, sendo necessário um mapeamento sísmico e geológico extenso nessa nova fronteira.

Nos campos em terra, também existe a expectativa de que no futuro ocorra a produção de gás proveniente de campos não convencionais, que exigem uma tecnologia particular para sua extração. Para se produzir gás não convencional em mercado nascente como o brasileiro, haverá a necessidade, em um primeiro momento, de importar máquinas e equipamentos

³⁷ Caso a produção fosse intermitente, o custo de produção do gás do pré-sal seria muito maior do que o estimado no Pemat.

necessários para sua extração. Também deverá se confrontar com as diversas barreiras para se obter as licenças ambientais para a produção de gás nesses tipos de campos não convencionais, em razão da necessidade de consumo vultoso de volume de água para sua produção, além do risco de contaminação de lençóis freáticos e aquíferos por produtos utilizados na extração do gás.

De fato, o risco legal e regulatório também tem sido maior no caso do gás não convencional em relação ao gás convencional. Apesar de campos de acumulações não convencionais terem sido licitados na 12ª rodada, há um grande número de ações judiciais suspendendo as atividades de exploração de gás não convencional nos diversos estados, seja porque o nível de conhecimento dos prováveis impactos da técnica de faturamento hidráulico ainda é baixo, seja porque os órgãos ambientais estaduais não estão capacitados para analisar tais projetos.

Os materiais e equipamentos empregados na exploração e produção, em sua maioria, são importados, porque ainda não há escala mínima de atividade para justificar a produção nacional de máquinas e equipamentos no Brasil. Países na América Latina, como Argentina e México, estão bem mais adiantados nesse segmento do que o Brasil. Portanto, o arcabouço regulatório no que tange ao conteúdo nacional, mais exigente na exploração e produção em terra do que em mar, parece incompatível para o caso do gás não convencional no Brasil.

Vale lembrar também que as regiões de fronteira, com o potencial de reservas de gás natural em terra, estão localizadas em lugares remotos de difícil acesso, onde não existe infraestrutura para levar os equipamentos para produção, longe do mercado consumidor, e principalmente não há gasoduto construído e instalado para escoar a produção de gás até os mercados. Nesse contexto, estudo do Pemat estimou que o custo de produção de gás natural não convencional seria de US\$ 6/milhão BTU (MME; EPE, 2014). Cabe mencionar que a produção desses campos deve ser contínua e não intermitente, sendo assim, haveria a necessidade de uma demanda firme para absorver essa produção. Caso esse gás seja destinado à demanda flexível, como as termelétricas flexíveis, seu custo unitário de produção seria maior, pois o risco e custo de oportunidade do campo parado para o investidor é maior.

Observe-se que o foco, no Brasil, tem sido os campos *offshore*. Poucas empresas têm se interessado por concessões de campos *onshore*, as quais, em grande parte, são de pequeno porte. Ora, em contexto de mercado nascente, de alto risco de insucesso nas descobertas, a produção em campos de

elevada taxa de depleção, por empresas em sua maioria de pequeno porte, com dificuldades de acesso a mercados de capitais e de crédito, em contexto de riscos regulatórios e ambientais não desprezíveis, torna-se muito difícil deslançar qualquer que seja a atividade econômica, sem os devidos incentivos para remoção das barreiras à entrada.

Por fim, para que um mercado ainda não desenvolvido plenamente se torne eficiente, a expansão da oferta de gás nacional (convencional ou não convencional) para o mercado interno deveria ser orientada por um sinal de preço que justifique os pesados investimentos de expansão da malha, que são de longa maturação. Naturalmente, dadas as características regionais do setor de gás natural no Brasil, o preço de equilíbrio provavelmente deverá ser superior ao do mercado americano e inferior ao do mercado europeu e japonês. Se a política de preço de gás natural não refletir adequadamente os custos marginais de expansão, esta, por vias econômicas, poderá não ocorrer no longo prazo. Além disso, seria necessário casar essas duas ofertas de gás firme como uma demanda firme, para que o custo de produção de expansão de gás unitário não seja elevado.

Apoio do BNDES à infraestrutura de gás natural

O desenvolvimento do setor de gás natural contou maciçamente com o apoio financeiro do BNDES. Todos os principais projetos de expansão de gasodutos foram financiados pelo Banco. O apoio não se restringiu aos gasodutos de transporte, mas também a investimentos em plantas de tratamento de gás, terminal de GNL e na rede de distribuição em diversos estados brasileiros.

Exemplos de importantes projetos de infraestrutura apoiados pelo BNDES são os casos do gasoduto Brasil-Bolívia e as malhas Nordeste e Sudeste, cujas operações de crédito foram contratadas respectivamente em 1998 e 2003. Outros dois, um pouco mais recentes, são o gasoduto Sudeste-Nordeste (Gasene), crédito contratado em 2007, e o gasoduto Urucu-Manaus, contratado em 2010. Além disso, foram apoiados investimentos em expansão de empresas distribuidoras, por exemplo, Comgás, CEG, CEG-Rio.

De 1998 a 2014, o BNDES desembolsou cerca de R\$ 23,6 bilhões³⁸ para projetos no setor, sendo que 78% desse valor destinou-se a projetos de transporte de gás e 20% a projetos em distribuição de gás, como mostra o Gráfico 14A.

³⁸ Valores nominais.

Cabe destacar que os projetos de transporte são mais intensivos em capital do que os projetos de distribuição de gás, de sorte que quando se observa o número de projetos apoiados no mesmo período, vê-se uma quantidade maior de projetos de distribuição do que de transporte, conforme mostra o Gráfico 14B.

Gráfico 14 | Distribuição setorial dos desembolsos e dos projetos apoiados pelo BNDES à indústria do gás natural, entre 1998 e 2014

Gráfico 14A | Distribuição setorial dos desembolsos, no valor total de R\$ 23,6 bilhões

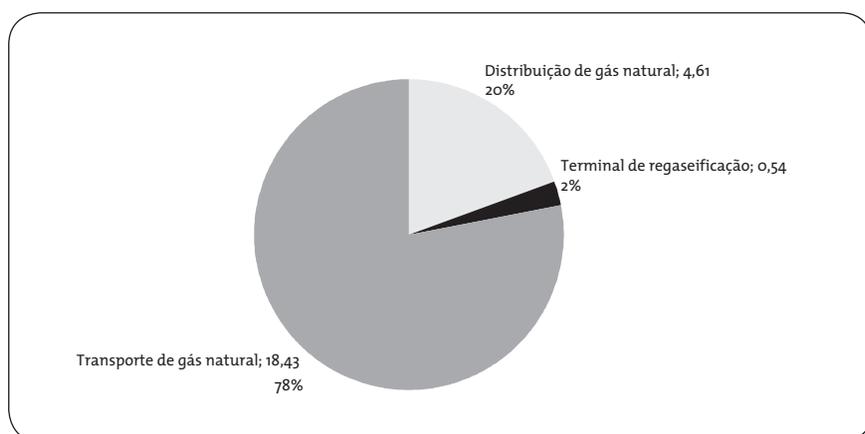
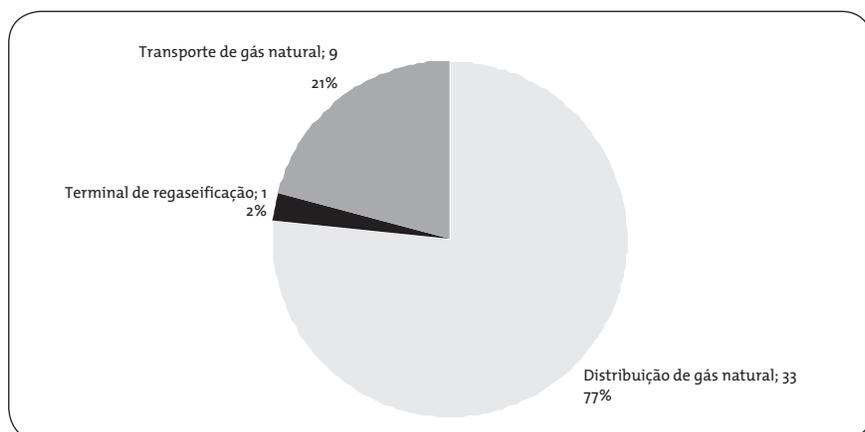


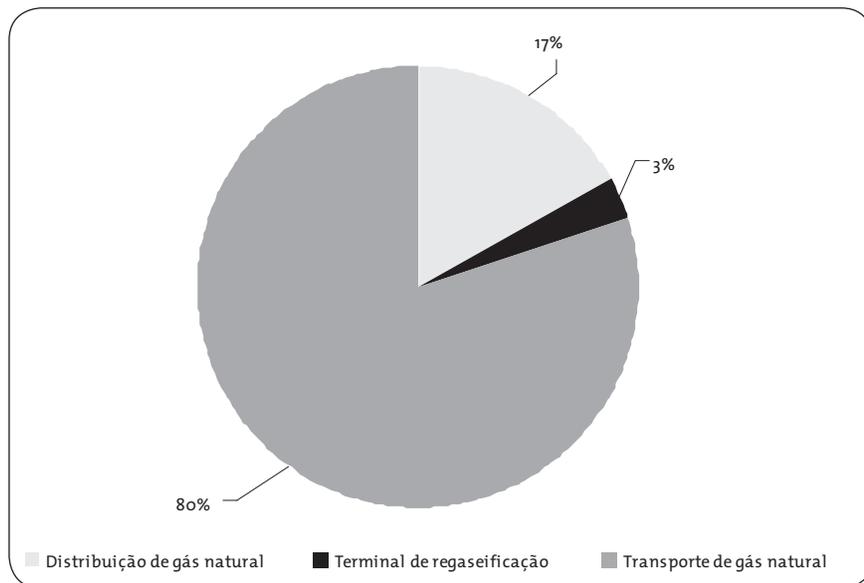
Gráfico 14B | Distribuição setorial dos 43 projetos apoiados



Fonte: Elaboração própria, com base em dados disponíveis nas edições de janeiro, de 2008 a 2015, do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME.

O Gráfico 15 mostra o perfil da atual carteira de projetos apoiados pelo BNDES para o setor de gás natural. Nele, diferentemente dos gráficos anteriores, são considerados apenas os projetos cujas operações de crédito ainda estão ativas, isto é, que ainda não foram liquidadas.

Gráfico 15 | Distribuição setorial dos financiamentos contratados atualmente pelo BNDES à indústria do gás natural, no valor total de R\$ 18,8 bilhões



Fonte: Elaboração própria.

Considerações finais: desafios para o setor de gás natural no Brasil para os próximos anos

O setor de gás natural terá que superar desafios ao longo dos próximos anos. Alguns deles serão cruciais para o seu desenvolvimento e crescimento no médio e longo prazo. Atualmente, existem muitas questões que estão na agenda do setor para serem encaminhadas, mesmo com avanços na infraestrutura instalada nos últimos 15 anos e os avanços recentes no aspecto regulatório do setor.

A Lei do Gás conseguiu resolver vários pontos que preocupavam o setor antes da sua promulgação. Se, no âmbito federal, houve avanços, na esfera estadual, em muitos estados ainda há pontos a serem aperfeiçoados. Além

disso, no que tange à política de conteúdo local, é necessário que regras sejam elaboradas de forma diferenciada para campos em terra convencional e não convencional, pois no primeiro é mais factível cumprir o conteúdo local exigido do que no segundo, uma vez que no país não há indústria com tecnologia, equipamentos ou escala mínima de produção necessários para atender a demanda de campos não convencionais.

O contrato de fornecimento de gás e transporte proveniente da Bolívia expira no ano de 2019. Na ocasião, todo o investimento no Gasbol já estará amortizado. Portanto, no momento de uma renegociação do custo unitário de transporte, esse fato deve ser considerado, bem como a necessidade da redução da cláusula de *ship-or-pay* atual, que foi utilizada para viabilizar o gasoduto na época da sua construção. Ademais, atualmente existe uma dúvida se a Bolívia conseguiria manter o mesmo nível de fornecimento de gás para o Brasil, uma vez que houve poucos investimentos em campos naquele país nos últimos anos e que há possibilidade do direcionamento de parte daquele volume para a Argentina no futuro. No momento da renegociação do contrato de fornecimento de gás, poderia tentar-se reduzir o percentual da cláusula de *take-or-pay*. Dessa forma, uma parte adicional do gás proveniente da Bolívia se tornaria flexível, o que poderia ser alocado para térmicas flexíveis, aumentando, assim, a parcela da demanda firme para o gás nacional.

Um rearranjo nos contratos de fornecimento de gás poderia contribuir com a expansão da oferta termelétrica nacional, permitindo uma redefinição dos papéis das usinas térmicas firmes e térmicas flexíveis. As termelétricas flexíveis deveriam ser abastecidas somente por GNL ou parte do gás boliviano que esteja acima do *take-or-pay* e do *ship-or-pay* caso o contrato da renegociação reflita a sugestão apresentada acima.³⁹ Concomitantemente, o setor elétrico deveria levar essa possibilidade em consideração e refletir esse custo nos critérios dos leilões de energia. Por outro lado, as térmicas firmes poderiam ser abastecidas pelo gás firme nacional, seja do pós-sal, do pré-sal, ou do gás em terra. Além disso, a expansão por meio de térmicas firmes, ou seja, na base da curva de carga, viabilizaria a expansão da malha de gasodutos para outras regiões ainda não abastecidas pelo gás natural. As

³⁹ Considerando que haverá renegociação dos contratos com a Bolívia e com a TBG e GTB até 2019, o novo contrato, que deveria reduzir as exigências da cláusula de *ship-or-pay* de 100%, uma vez que esse patamar foi negociado para viabilizar o gasoduto na época da sua construção.

termelétricas na base, por terem escala, seriam uma âncora para desenvolver novos gasodutos e, conseqüentemente, novos mercados.⁴⁰ Destaca-se, entretanto, que a localização das termelétricas deve levar em conta as especificidades do setor elétrico.

Outras formas de estimular a demanda, de modo a reduzir as incertezas de investimentos dos potenciais ofertantes, dependem de políticas públicas que incentivem o consumo do gás natural como energético e que estimulem setores industriais demandantes do gás como matéria-prima. Incentivos regulatórios e fiscais para a implantação de indústrias âncoras próximas a potenciais fontes de gás podem viabilizar a produção de novas fontes. Em um contexto em que o Brasil é um importador de uma quantidade significativa de gás natural, o desenvolvimento de oferta interna pode ser de interesse estratégico para o país.

O pré-sal tem potencial de fornecer volume de gás considerável para mercado, porém isso só se tornaria verdade no longo prazo. Embora a produção do pré-sal venha aumentando, o seu gás tem sido majoritariamente reinjetado por falta de gasoduto de escoamento, e atualmente não há previsão confiável de quando essa infraestrutura estará instalada. Muitos investimentos em escoamento têm sido viabilizados em decorrência da restrição de queima imposta pela ANP e para maximizar a produção de óleo, no caso de gás associado. Dados os elevados investimentos e a necessidade de escala para viabilizá-los, em circunstâncias de maior abertura do mercado de exploração e produção e de restrição de recursos para que uma ou poucas empresas arquem com todos os investimentos para a produção do gás, faz-se necessário pensar modelos regulatórios que ponderem os ganhos e perdas de um modelo de livre acesso e/ou abertura a terceiros dos investimentos de escoamentos, assim como ocorre no caso dos gasodutos. Dependendo do cenário, a viabilidade dessa oferta de gás potencial poderia até substituir o gás boliviano e reverter o fluxo do Gasbol no longo prazo. Cabe mencionar que dificilmente o gás do pré-sal terá um custo menor do que o preço de gás praticado no mercado americano, porém existe a expectativa que o seu custo seja menor do que o do preço de gás no mercado europeu, japonês e do GNL.

⁴⁰ Além disso, as termelétricas firmes aumentam o nível de confiabilidade do sistema elétrico, porém elas possuem um custo maior do que as hidrelétricas e emitem CO₂.

O maior desafio será viabilizar a oferta de gás por meio do gás não convencional, uma vez que há uma série de barreiras a serem superadas. As áreas com potencial nesse segmento se encontram em áreas remotas, de difícil acesso e longe do mercado de consumo. Além disso, ainda há outras necessidades a serem ultrapassadas por exemplo: mapear adequadamente o seu potencial geológico, obter licenças ambientais para sua exploração e produção, cumprir com conteúdo local, construir e implementar novos gasodutos ligando as possíveis regiões produtoras com o mercado consumidor.

Ou seja, além dos riscos decorrentes de incertezas do lado da demanda, a oferta também apresenta uma série de desafios do ponto de vista regulatório, tecnológico, ambiental e de capital, uma vez que os investimentos são vultosos. Nesse sentido, torna-se ainda mais relevante se ter ou não uma política clara de incentivos à produção de gás natural do país. Também se deve estabelecer prioridade para as fontes de gás que se desejam estimular, considerando custo, conhecimento tecnológico e arcabouço regulatório.⁴¹

O mercado de gás industrial, cogeração, residencial e automotivo deverá continuar se expandindo em média a uma taxa de crescimento estável como em outros anos. Somente o avanço da malha de gasodutos e investimentos nas distribuidoras, bem como o aumento da oferta de gás, possibilitará um crescimento mais expressivo desse mercado. Entretanto, no curto prazo, o único meio de aumentar a oferta de gás é por meio de GNL, que possui um custo excessivamente elevado para esse tipo de mercado. O ideal é que esse tipo de demanda seja abastecida por uma fonte de gás firme com custos mais atrativos. Como já mencionado, dificilmente o preço do gás para esse mercado será tão atrativo para o consumidor como o mercado americano, onde a infraestrutura está bem estabelecida e a economia de rede bem avançada.

A formação de preço de gás no mercado brasileiro deverá refletir suas particularidades regionais de fontes de oferta e tipo de demanda. Além disso, deverá refletir todo o custo de expansão de infraestrutura necessária para ampliar esse mercado e aumentar a possibilidade de fornecimento de gás

⁴¹ O desenvolvimento do gás não convencional nos EUA foi decorrente de uma política de incentivos ao longo de décadas, tendo em vista a necessidade de se garantir a segurança energética do país. Os investimentos também foram favorecidos pelo quadro regulatório do país, que estimulou a produção independente de pequenos produtores. Incentivos fiscais foram igualmente cruciais: entre 1998 e 2002, antes da primeira extração comercial de gás, o congresso americano concedia subsídio de US\$ 0,50/m³ de gás natural não convencional produzido. Concessão de subsídios para o desenvolvimento de protótipos, assim como parcerias entre empresas privadas, universidade e governo (Department of Energy) foram fundamentais para a capacitação tecnológica para esse tipo de exploração.

em regiões mais distantes do atual mercado consumidor. Cabe mencionar que não se deve negligenciar o fato de que o gás natural compete com outros energéticos, como óleo combustível, diesel, gasolina e GLP. Portanto, a formação de seu preço também deverá levar em conta a competição entre os demais energéticos.

Por fim, o setor de gás natural no Brasil expandiu-se nos últimos 17 anos a partir da construção do gasoduto Brasil-Bolívia, porém esse setor não pode ser considerado maduro como nos EUA ou em países da Europa. Muitos investimentos foram realizados, melhorias regulatórias foram introduzidas e um novo marco legal foi estabelecido recentemente. Por outro lado, ainda há muitos avanços a serem realizados e muitos desafios a serem superados. Caso a maior parte daqueles desafios seja superada nos próximos anos, é muito provável que, em seguida, o setor inicie um novo ciclo de investimento e de expansão, que deverá ser tão duradouro quanto o ciclo passado.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2007.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2008.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2009.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2010.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2011.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2012.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2013a.

_____. *Edital de licitação para a outorga do contrato de partilha de produção: disposições aplicáveis às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, primeira licitação de partilha de produção*. Rio de Janeiro, 2013b.

_____. *Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: décima primeira rodada de licitações*. Rio de Janeiro, 2013c.

_____. *Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: décima segunda rodada de licitações*. Rio de Janeiro, 2013d.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*. Rio de Janeiro, 2014a.

_____. *Campo de Peroá*. [S.l.], 2014b.

BANCO MUNDIAL – BM. *Commodity forecast price data*. Washington, 2014.

BERMAN, A. E. Oil-prone shale plays: the illusion of energy independence. In: ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL & GAS USA 2012 CONFERENCE, 2012 Austin. *Proceedings...* Washington: Aspo, 2012. Disponível em: <<http://tv.peak-oil.org/2012-austin>>. Acesso em: 14 abr. 2015.

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO e produção de petróleo e gás natural, n. 34, Brasília: MME, dez. 2014.

_____, n. 35, Brasília: MME, jan. 2015.

BOLETIM MENSAL de acompanhamento da indústria de gás natural, n. 10, Brasília: MME, jan. 2008.

_____, n. 22, Brasília: MME, jan. 2009.

_____, n. 34, Brasília: MME, jan. 2010.

_____, n. 46, Brasília: MME, jan. 2011.

_____, n. 58, Brasília: MME, jan. 2012.

_____, n. 70, Brasília: MME, jan. 2013.

_____, n. 82, Brasília: MME, jan. 2014.

_____, n. 94, Brasília: MME, jan. 2015.

BOLETÍN ESTADÍSTICO Gestión 2011. La Paz: YPFB, fev. 2012.

_____. Gestión 2012. La Paz: YPFB, mar. 2013.

_____. Gestión 2014. La Paz: YPFB, mar. 2015.

_____. Enero-Marzo 2013. La Paz: YPFB, maio 2013a.

_____. Enero-Junio 2013. La Paz: YPFB, ago. 2013b.

_____. Enero-Junio 2014. La Paz: YPFB, ago. 2014a.

_____. Enero-Setiembre 2014. La Paz: YPFB, nov. 2014b.

BRITISH PETROLEUM – BP. *Statistical review of world energy*. Londres, 2014.

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT – EIU. *Economic and commodity forecast*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://knoema.com/EIUEF2014Oct/eiu-economic-and-commodity-forecast-october-2014>>. Acesso em: 15 dez. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Anuário estatístico de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2011.

_____. *Anuário estatístico de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2012a.

_____. *Zoneamento nacional de óleo e gás*. Rio de Janeiro, 2012b.

_____. *Anuário estatístico de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2013.

_____. *Anuário estatístico de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2014.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL – FMI.

Commodity price forecasts. Washington, 2014. Disponível em:

<<http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>>.

Acesso em: 30 jan. 2014.

HENRY Hub. Wikipédia. Incluído em: 12 set. 2014. Disponível em:

<https://en.wikipedia.org/wiki/Henry_Hub>. Acesso em: 14 abr. 2015.

HOLDITCH, S.A. Tight gas sands. *Journal of Petroleum Technology, Distinguished Author Series*, Richardson, n. 6, p. 86-94, jun. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Oil&Gas security:*

emergency response of IEA countries. Paris, 2012. Disponível em:

<<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/germanyoss.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Pemat 2022: plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário para o ciclo 2013-2022*. Brasília, 2014.

NATIONAL BALANCING POINT – NBP. Wikipédia.

Incluído em: 3 fev. 2015. Disponível em:

<[https://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_\(UK\)](https://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_(UK))>.

Acesso em: 14 abr. 2015.

PLATONOW, V. Consumo de gás natural em carros cai 3% no ano, diz Abegás. *EBC Agência Brasil*, Rio de Janeiro, seção Economia, 28 out. 2010.

Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-10/consumo-de-gnv-cai-3-no-acumulado-do-ano-diz-abegas>>.

Acesso em: 8 maio 2015.

_____. *Natural gas*. Washington, 2015a. Disponível em:

<<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/mgwghhdD.htm>>. Acesso em: 15 dez. 2014.

_____. *U.S. shale production*. Washington, 2015b. Disponível em:

<http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm>.

Acesso em: 30 abr. 2015.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA.

International. Washington, 2014. Revisto em 2 jul. 2014. Disponível em:

<<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=UK>>. Acesso em: 14 abr. 2015.