

Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro

Elisa Salomão Lage, Lucas Duarte Processi, Luiz Daniel Willcox de Souza, Priscila Branquinho das Dores e Pedro Paulo de Siqueira Galoppi

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro

Elisa Salomão Lage
Lucas Duarte Processi
Luiz Daniel Willcox de Souza
Priscila Branquinho das Dores
Pedro Paulo de Siqueira Galoppi*

Resumo

Os Estados Unidos são, hoje, a região de maior avanço na exploração, no desenvolvimento e na produção de reservas não convencionais de gás, tendo a nova produção reduzido muito o preço do gás natural americano. No Brasil, as reservas não convencionais já mapeadas são consideradas significativas. Localizados em terra, seus recursos poderão desenvolver o mercado de gás no país, interiorizando, de fato, o uso de gás no território nacional. No presente artigo, são abordados diversos aspectos – políticos, institucionais, econômicos, ambientais, geográficos e tecnológicos – da experiência americana na exploração e produção de recursos não convencionais, bem como as perspectivas desse mercado. O mercado brasileiro de gás é apresentado, a fim de uma reflexão, com base no caso americano, apontando-se as perspectivas e obstáculos para o desenvolvimento da exploração de gás não convencional no país.

* Respectivamente, gerente, engenheiro, gerente, chefe do Departamento de Gás e Petróleo e Bens de Capital sob Encomenda do BNDES. Ex-administrador do Departamento de Gás e Petróleo e Bens de Capital sob Encomenda do BNDES, e *network manager* da UN PRI no Brasil.

Introdução

A descoberta, em diversas regiões, de grandes reservas de gases não convencionais¹ vem gerando a expectativa de relevantes mudanças no mercado mundial de energia. Países tradicionalmente importadores de gás natural passaram a vislumbrar possibilidades de se tornar autossuficientes ou mesmo exportadores do energético. Mudanças nas matrizes energéticas de algumas regiões também estão sendo planejadas, em razão das expectativas de maior oferta de gás a preços mais competitivos, reduzindo, em muitos casos, o uso de combustíveis mais poluentes e inibindo o desenvolvimento de energias renováveis.

O ritmo de desenvolvimento das etapas de exploração e produção dos poços de gás não convencional em cada país vai depender das características geológicas, institucionais, ambientais, tecnológicas e de mercado de cada região. Assim, vão influir de forma distinta no desenvolvimento dos recursos não convencionais de cada local: o perfil da matriz energética e a necessidade de cumprir metas de redução das emissões de gases do efeito estufa; bem como o nível de preço do gás; o custo de produção; a localização das reservas; a infraestrutura existente para escoamento, processamento e armazenamento do gás; e o grau de maturidade do mercado consumidor.

O mercado norte-americano vem sendo a região de maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de reservas não convencionais, tendo a nova produção reduzido muito o preço do gás americano. O *shale gas* (gás de folhelho)² foi o grande responsável pelo aumento da oferta de gás no país na última década, entretanto, outros recursos não convencionais, como *tight gas* e *coalbed methane*, também vêm sendo produzidos nos Estados Unidos desde 1970. Essa nova oferta não convencional já impacta o mercado americano, intensificando o uso do gás natural nacional na matriz energética e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas, para indústrias energo-intensivas ou dependentes do gás como matéria-prima.

¹ De maneira geral, gases não convencionais são aqueles produzidos a partir de rochas tradicionalmente consideradas incapazes de expelir volumes comerciais de hidrocarbonetos. As acumulações convencionais produzem gás a partir de rochas porosas e permeáveis, tais como arenitos e carbonatos. Acumulações não convencionais, por outro lado, produzem volumes de gás a partir de arenitos fechados e não permeáveis (*tight gas*), de rochas finas como folhelhos (*shale gas*), de carvão mineral (*coalbed methane*), ou de arenitos e carbonatos fechados, mas extremamente fraturados (*fractured reservoirs*) [Zalan (2012)]. Alguns autores, entre os quais Maugeri (2012), relacionam os recursos em águas ultraprofundas como recursos não convencionais em função do alto custo de exploração e produção

² No Brasil, o termo *shale gas* vem sendo traduzido como gás de xisto, porém a tradução mais correta é gás de folhelho.

No Brasil, as reservas não convencionais já mapeadas são consideradas significativas. Localizados em terra, seus novos recursos poderão desenvolver o mercado de gás natural do país, interiorizando,³ de fato, o uso de gás no território nacional. A possibilidade de preços mais baixos de gás natural no país, decorrente de uma oferta maior e mais descentralizada, já cria expectativas na indústria gás-intensiva brasileira, a exemplo do que ocorreu nos Estados Unidos, porém, deve-se ressaltar que as características dos mercados americano e brasileiro para o desenvolvimento de suas reservas são bastante distintas.

O presente estudo, tendo em vista que no momento o *shale gas* é um recurso não convencional de grande relevância, tratará principalmente desse recurso.

Oferta internacional de gás não convencional

Segundo estimativas, as principais reservas de *shale gas* estão localizadas na China, seguida dos Estados Unidos, da Argentina e do México. O Brasil figura como décimo colocado no *ranking* mundial de reservas tecnicamente recuperáveis⁴ desse gás (Tabela 1).

Tabela 1 | Estimativa das reservas mundiais de gás natural

País	Reservas de gás natural comprovadas (trilhões de m ³)	Reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis (trilhões de m ³)
Europa		
França	0,01	5,10
Alemanha	0,18	0,23
Holanda	1,39	0,48
Noruega	2,04	2,35
Reino Unido	0,25	0,57
Dinamarca	0,06	0,65

Continua

³ Considerando que a produção brasileira de gás natural ocorreu histórica e majoritariamente no mar, a malha de transporte do país se desenvolveu ao longo da costa, havendo pouca disponibilidade de gás no interior do país.

⁴ Reservas tecnicamente recuperáveis são aquelas reservas que podem ser produzidas por meio das tecnologias atuais.

Continuação

País	Reservas de gás natural comprovadas (trilhões de m³)	Reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis (trilhões de m³)
Suécia	-	1,16
Polônia	0,16	5,29
Turquia	0,01	0,42
Ucrânia	1,10	1,19
Lituânia	-	0,11
Outros	0,08	0,54
América do Norte		
Estados Unidos	7,71	24,40
Canadá	1,76	10,98
México	0,34	19,28
Ásia		
China	3,03	36,10
Índia	1,07	1,78
Paquistão	0,84	1,44
Oceania		
Austrália	3,11	11,21
África		
África do Sul	-	13,73
Líbia	1,55	8,21
Tunísia	0,07	0,51
Argélia	4,50	6,54
Marrocos	0,00	0,31
Saara Ocidental	-	0,20
Mauritânia	0,03	-
América do Sul		
Venezuela	5,06	0,31
Colômbia	0,11	0,54
Argentina	0,38	21,91
Brasil	0,37	6,40

Continua

Continuação

País	Reservas de gás natural comprovadas (trilhões de m ³)	Reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis (trilhões de m ³)
Chile	0,10	1,81
Uruguai	-	0,59
Paraguai	-	1,76
Bolívia	0,75	1,36
Total das áreas acima	36,07	187,47
Total do mundo	187,10	-

Fonte: ANP (2012).

Em relação à produção, os Estados Unidos exercem a liderança. O país iniciou a produção de *shale gas* há algumas décadas, mas, a partir da segunda metade dos anos 2000, ela começou a se expandir rapidamente, crescendo cerca de 45% a.a. entre 2005 e 2010, quando atingiu 141 bilhões de metros cúbicos (bcm). Considerando-se todos os tipos de gás não convencional, a produção somava 358 bcm em 2010 [IEA (2012)].

O aumento da produção americana no período resultou de diversos aspectos políticos, institucionais, econômicos, ambientais, geográficos e tecnológicos que viabilizaram a extração. De fato, a necessidade de aumentar o suprimento para garantir a segurança energética do país,⁵ o apoio do governo no incentivo à exploração e à produção, o elevado nível dos preços do gás na década de 2000, a localização das reservas próximas à infraestrutura de escoamento já existente, a obrigação de atingir metas de redução da emissão de gases do efeito estufa e uma combinação de avanços nas tecnologias de produção propiciaram um ambiente atrativo aos investimentos em exploração e produção não convencional no país.

O desenvolvimento da produção de *shale gas* em outras regiões vai depender de como esses países enxergam suas necessidades ambientais e de segurança energética e de como seus governos criarão políticas de incentivo à produção e coordenarão o estabelecimento da infraestrutura necessária. Além disso, o desenvolvimento e a aplicação das tecnologias de extração,

⁵ Sobre a importância da descoberta do *shale gas* para a redução da dependência americana do fornecimento de gás externo, ver Baker Institute (2011).

adaptadas às condições de cada país, também acarretarão em maior ou menor produção.

A China, por exemplo, maior detentora de reservas de *shale gas* do mundo, deverá de fato expandir sua produção, já que o país tem elevadas metas de redução de emissões de gases do efeito estufa e já investiu bilhões na aquisição de participações em empresas americanas produtoras de *shale gas* para conhecer as técnicas de produção utilizadas nos Estados Unidos.

A experiência americana: os fundamentos da “revolução do gás natural”

Segurança energética

Historicamente, a política energética americana buscou alcançar de forma sistemática três objetivos principais:

- ampliação das reservas e preservação da produção nacional de modo a viabilizar a indústria petrolífera americana,⁶ que só é viável com preços de óleo acima do custo de produção no território americano;
- garantia de acesso às reservas fora dos Estados Unidos para as empresas americanas, o que é facilitado com preços de óleo mais baixos e renda petrolífera a apropriar reduzida [Parboni (1981); Rutledge (2006); Serrano (2004); Fiori, Medeiros e Serrano (2008)]; e
- garantia do abastecimento externo.

Essa política cria, portanto, um dilema de preços para viabilizar a produção doméstica, a atuação de empresas americanas no exterior e a garantia do suprimento externo.

O esforço de diversificação das fontes de suprimento energético passa pela procura por novas fronteiras exploratórias *offshore* e não convencionais,⁷ que, em geral, têm custos mais elevados de exploração e produção e, por-

⁶ Além das empresas de grande porte, como Chevron e Conoco Philips, a estrutura da indústria petrolífera americana é composta por um conjunto muito grande de pequenas e médias empresas que detinha, no início dos anos 2000, 46% da produção total do óleo, configurando uma forte dependência dos Estados Unidos em relação a essas empresas. Também denominadas produtoras independentes, são representadas no país pela Independent Petroleum Association (Associação de Produtores Independentes) [Rutledge (2006)].

⁷ Desde a década de 1970, período em que ocorreram os dois choques do petróleo e em que a produção de óleo e gás natural americana entra em declínio, a prioridade dos Estados Unidos passa a ser o apoio ao desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias [Parboni (1981); Yergin (2011)].

tanto, requerem preços de óleo e gás também acima de determinados patamares para que sejam viáveis.

A evolução dos preços do óleo está bastante relacionada à capacidade de oferta dos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que utilizam estratégias de controle de produção e de expansão da capacidade para manipular preços e manter as margens da indústria e suas rendas petrolíferas. Historicamente, os países-membros mantiveram uma capacidade ociosa em nível capaz de acomodar as pressões de demanda, tendo a Arábia Saudita função fundamental nessa estratégia, já que desempenhava o papel de produtor de última instância (*swing producer*).

No fim da década de 1990, os preços do petróleo atingiram seus menores níveis desde os anos 1970, entretanto, esse declínio não foi planejado pelos países da Opep, mas resultante de um erro estratégico da organização. Os preços deprimidos desestimularam a produção local americana e aceleraram a dependência do país do suprimento externo.⁸

Na década de 2000, com a retomada da demanda, puxada pelos países em desenvolvimento, e a fraca expansão da produção dos países não Opep, a organização modificou sua estratégia de mercado e de investimentos. Na primeira metade da década, como já fazia, procurou estabilizar os preços reduzindo a capacidade ociosa de seus países-membros e atendeu à expansão marginal da demanda. Na segunda metade, no entanto, passou a deixar que a demanda pressionasse os preços e o equilíbrio fosse alcançado pela entrada de produtores com maior custo marginal, isto é, a preços mais elevados.

Apesar da redução de sua capacidade ociosa, os países-membros da Opep não vêm realizando investimentos significativos para ampliar sua capacidade produtiva, tornando os preços mais voláteis e sujeitos a restrições de oferta ou a aumentos inesperados da demanda. Tal fato aumenta a percepção de vulnerabilidade da oferta e o risco à segurança energética americana.

Com a percepção do risco à segurança energética, os Estados Unidos vêm buscando maior coordenação com a Opep, especialmente com a Ará-

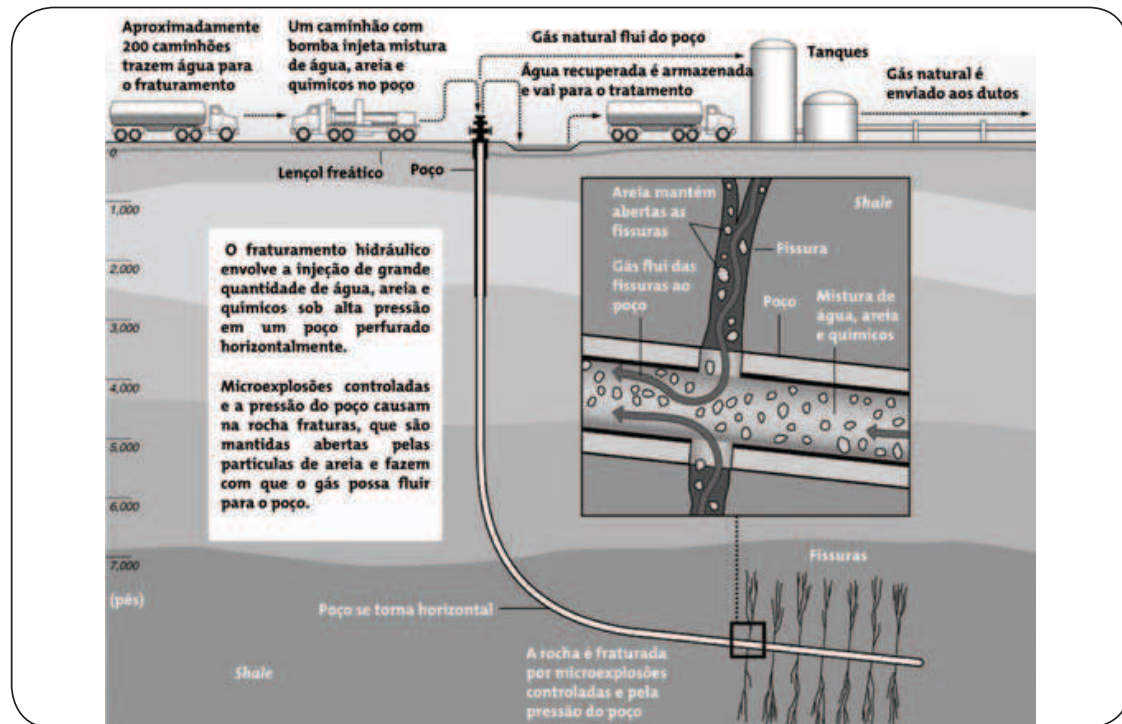
⁸ Na década de 1990, as importações de óleo atingiram patamares superiores a 50% da produção total, de acordo com Institute for Energy Research.

bia Saudita, com o objetivo de manter o nível de preços compatível com os novos custos de produção da indústria do petróleo, cada vez mais elevados.⁹

Avanços nas tecnologias de produção

O aumento na produção de *shale gas* nos Estados Unidos decorreu, entre outros motivos, dos avanços nas técnicas de exploração e produção desse recurso. Todas essas técnicas já eram utilizadas na indústria do petróleo e gás natural, todavia, os avanços em algumas tecnologias e a combinação delas para a extração do *shale gas*, em especial a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico – mostrado na Figura 1 –, foram exitosos no aumento da produção.

Figura 1 | Processo de fraturamento hidráulico



Fonte: Propublica (tradução do autor).

A extração do *shale gas* está fundamentada nas seguintes etapas: exploração sísmica 3D, preparação do terreno, perfuração vertical e horizontal, fratura hidráulica, gestão de resíduos e produção propriamente dita.

⁹ Esses custos vêm sendo crescentes nos Estados Unidos em função da busca por fontes não convencionais e da decisão de explorar óleo no Alasca [Rutledge (2003; 2006)]. Contribui também para a elevação dos custos o declínio natural de várias regiões maduras fora da Opep, como o Mar do Norte e o Golfo do México. Ademais, há uma defasagem entre o ritmo aquém do esperado do desenvolvimento de novas áreas de fronteira, como o Mar Cáspio e a Costa Oeste Africana [EPE (2008)].

- Exploração sísmica: o interior das formações rochosas é mapeado com a utilização de ondas sonoras e reconstrução 3D, identificando-se a profundidade e a largura das rochas de xisto. Esse processo pode ser conduzido pelo ar, por computação (analisando-se dados antigos), ou pelo solo.
- Preparação do terreno: em área de aproximadamente 20.000 m², o terreno é nivelado e compactado para acomodar os equipamentos de exploração e produção. Infraestrutura de acesso ao local também deve ser provida nessa fase, para viabilizar a logística da operação, que envolve, entre outros elementos, uma grande quantidade de caminhões e maquinário pesado.
- Perfuração vertical: perfuram-se até 12 poços em direção à rocha de xisto, situada em profundidade típica de 1,2 km a 3,6 km. As paredes do poço são revestidas com camadas de aço e cimento. Destaca-se que nesse tipo de formação os recursos tendem a estar distribuídos ao longo de imensas áreas geográficas, ao contrário das fontes convencionais, cujos recursos estão distribuídos em limites espaciais bem mais restritos. Essa característica do gás de folhelho reduz significativamente seu risco exploratório [MIT (2011)]. Assim, conhecendo-se a geologia do local, a produção torna-se mais previsível.
- Perfuração horizontal: são perfuradas as seções horizontais do poço, de até 1,2 km de extensão, em diferentes direções. Sensores de gás são utilizados para garantir que o poço se restrinja à área que contém os hidrocarbonetos. Depois de trinta a quarenta dias de perfuração, pode-se completar a cabeça de poço. Essa etapa foi uma das técnicas de maior impacto na viabilização da produção de *shale gas*, juntamente com a fratura hidráulica, descrita a seguir.
- Fratura hidráulica (*fracking*): a capa de concreto da seção horizontal é perfurada com uma série de explosões controladas e a mistura de água, areia e componentes químicos é injetada sob alta pressão (5.000 psi). A areia é utilizada para manter abertas as fissuras na rocha, permitindo o fluxo do gás. Essa etapa dura, em geral, entre três e dez dias. O aluguel de equipamentos de perfuração e fratura hidráulica representa o maior item de custo na exploração do *shale gas*. Esse custo vem se reduzindo drasticamente nos últimos dez anos,

à medida que as empresas aprendem a completar a perfuração e a fratura hidráulica em tempos cada vez menores. Segundo estudo do Breakthrough Institute [Trembath *et al.* (2012)], ainda há espaço na indústria para redução de custos via redução do tempo de uso desses equipamentos alugados.

- Gestão de resíduos: a grande quantidade de água utilizada na etapa anterior é armazenada em tanques, devendo ser devidamente tratada e descartada.
- Produção: a árvore de natal é posicionada para que o gás possa fluir até a estação de compressão e, posteriormente, a infraestrutura de transporte.

Ressalte-se que o impacto ambiental das técnicas de produção de *shale gas*, especialmente da fratura hidráulica, vem sendo bastante questionado nos Estados Unidos. A possibilidade de causar tremores na terra, o grande uso de água no processo e a possibilidade de contaminação dos lençóis freáticos levam os órgãos reguladores da indústria a criar normas cada vez mais rígidas, buscando minimizar o risco de tais impactos. Com a nova regulação, os custos de produção tendem a se elevar.

Incentivos à exploração do gás não convencional

Desde os anos 1970, o Estado americano está envolvido no desenvolvimento das tecnologias de extração de *shale gas*, apoiando atividades de pesquisa e desenvolvimento, concedendo incentivos fiscais, ou atuando em parceria com a iniciativa privada para compartilhar custos em determinados projetos.

O apoio do estado americano tem um impulso geopolítico importante, já que seguindo a perspectiva de gás natural abundante, a necessidade de importação se reduz e, com isso, diminui também o poder de barganha dos países produtores de gás, principalmente Rússia, Venezuela e Irã, sobre os Estados Unidos.

Esse apoio teve alguns marcos importantes nas três últimas décadas, a partir da queda da produção americana:

- Projetos de demonstração: uma série de parcerias entre universidades e empresas privadas na Pensilvânia e na Virgínia Ocidental iniciou protótipos nos campos do Leste dos Estados Unidos (Eastern Gas Shale Projects) [Yergin (2011)].

- Perfuração horizontal: engenheiros do National Energy Technology Laboratory patentaram tecnologias de perfuração horizontal, embrião das modernas técnicas de perfuração horizontal multidirecionais utilizadas atualmente [Trembath *et al.* (2012)].
- Brocas de perfuração: a parceria entre a General Eletrics e o Department of Energy (DOE) desenvolveu brocas de perfuração de diamantes (*diamond-studded bits*), mais eficientes para a formação geológica típica do *shale gas*.
- Tecnologias de imagem: foram desenvolvidas novas tecnologias para mapear as fraturas e a distribuição irregular dos depósitos de gás, por meio da incorporação das técnicas de microssísmica desenvolvidas e aplicadas para minas de carvão.
- Incentivos fiscais: o congresso criou incentivo para a produção de gás não convencional em que se concedia US\$ 0,50 por metro cúbico de gás natural não convencional produzido (Section 29). Esse incentivo vigorou no período de 1980 a 2002, quando a Mitchell Energy extraiu gás em escala comercial do campo de Barnett.¹⁰
- Subsídios para projetos de demonstração: concessão de subsídios e parcerias para o desenvolvimento de protótipos, incluindo o primeiro caso exitoso de perfuração horizontal multidirecional no Condado de Wayne (Virgínia Ocidental) em 1986; e a primeira perfuração horizontal no campo de Barnett, executada pela Mitchell Energy em 1991.

Além dos marcos expostos, há um incentivo fiscal relevante para a indústria de óleo e gás, baseado em lei regulamentada em 1954 que autoriza os produtores a deduzirem seus gastos com exploração e desenvolvimento, denominados custos intangíveis de exploração e desenvolvimento,¹¹ da alíquota efetiva do imposto de renda¹² a recolher em cada período, em vez de capitalizá-los e reconhecê-los ao longo do tempo.

¹⁰ Nesse período, a produção de gás não convencional quadruplicou [Trembath *et al.* (2012)]. Para detalhes do referido projeto e da experiência do Barnett, ver Yergin (2011).

¹¹ Os custos intangíveis de exploração e desenvolvimento englobam os gastos necessários para os serviços geológicos, de perfuração e de preparação dos poços para a produção de óleo e gás. Nesses gastos, estão incluídos salários, combustíveis, suprimentos diversos para a exploração e produção, bem como para a construção de toda a infraestrutura de escoamento (limpeza de terreno, construção de estradas, tanques, gasodutos) [KPMG (2011)].

¹² Nos Estados Unidos, a alíquota do Imposto de Renda é de 35%.

Ainda que essa lei seja extensiva a toda a indústria de óleo e gás, a intensidade das atividades exploratórias e de desenvolvimento de *shale gas*, evidenciada pelo número de poços perfurados e pela infraestrutura associada, faz as empresas desse segmento serem bastante beneficiadas por esse incentivo.

A título de ilustração, observa-se o caso da Chesapeake Energy Corp, uma das principais empresas do setor, que apurou lucro antes do imposto de renda de US\$ 5,5 bilhões e pagou apenas US\$ 53 milhões de imposto de renda no mesmo período. Caso não houvesse esse incentivo, a empresa teria pagado cerca de US\$ 1,9 bilhão [Bloomberg (2012)].

Preços e custos de produção do shale gas

Os elevados patamares de preços alcançados nos anos 2000 viabilizaram a procura por novas fronteiras exploratórias *offshore* e não convencionais, possibilitando a exploração e a produção de *shale gas*.

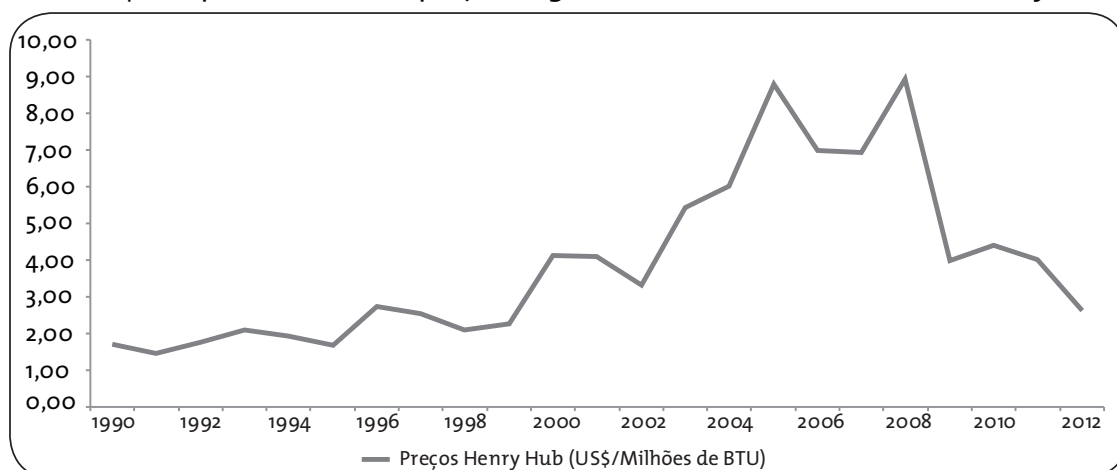
Ressalte-se que os preços dos recursos petrolíferos não são determinados apenas pela simples relação entre oferta e demanda,¹³ desempenhando os custos de produção papel fundamental em sua formação. Na realidade, os movimentos de oferta e demanda causam oscilações nos preços ao redor de certa tendência, que é determinada pela evolução dos custos.

No caso específico do gás natural, mesmo com todo o esforço para viabilizar a exploração de recursos não convencionais e o avanço tecnológico na indústria, o *boom* da produção de *shale gas* só ocorreu na década de 2000, quando os preços se elevaram, conforme gráficos 1 e 2.

Nos diversos mercados regionais, geralmente dois fatores principais fazem o preço do gás natural acompanhar o preço do óleo: o grau de substitutibilidade entre os combustíveis, uma vez que o gás natural compete com os derivados do petróleo; e o fato de ambos resultarem do mesmo processo produtivo, utilizando os mesmos equipamentos de exploração e produção. Em alguns casos, como nos mercados europeu e asiático, os contratos de longo prazo de gás natural são indexados ao óleo ou a uma cesta de óleos.

¹³ Alguns fatores determinam a demanda de óleo e gás no longo prazo: crescimento econômico, mudanças na intensidade da utilização da energia na economia e potencial de substituição de combustíveis [IGU (2011)].

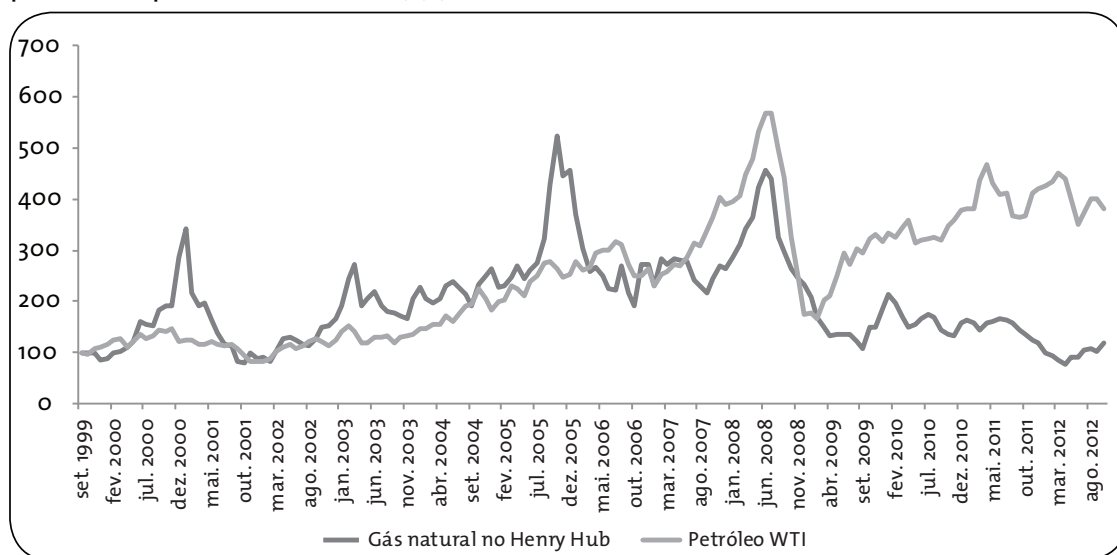
Gráfico 1 | Comportamento dos preços do gás natural nos Estados Unidos (Henry Hub)



Fonte: Reuters.

Contudo, nos últimos anos, verifica-se no mercado americano um descolamento do preço do gás em relação ao preço do óleo,¹⁴ conforme o Gráfico 2. Apesar de não haver consenso na literatura e nos debates atuais, há indícios de que este não é um movimento estrutural e de que os fatores anteriormente listados restabelecerão no longo prazo o atrelamento entre os preços do gás e do óleo nos Estados Unidos.

Gráfico 2 | Comportamento dos preços do gás natural nos Estados Unidos e do petróleo tipo WTI (base: set. 1999 = 100)



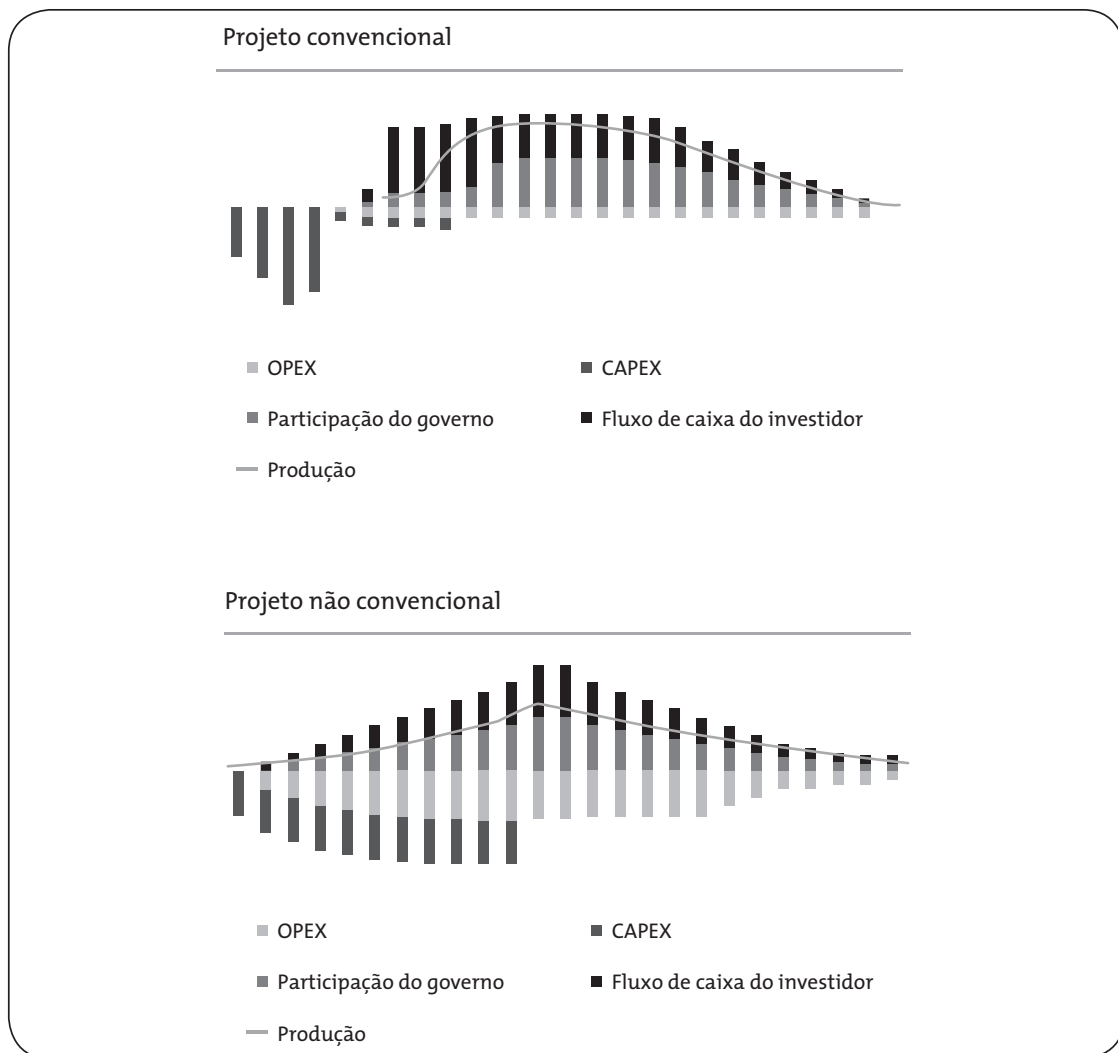
Fonte: Elaboração própria, com base em ANP (2012) e dados da Bloomberg.

¹⁴ Um dos fatores que atualmente contribuem para a manutenção do preço do gás em patamar inferior ao preço do óleo são os dispositivos contratuais que impedem as empresas independentes de restringir a oferta de gás no curto prazo. Essa questão será discutida em “Sistema propriedade dos minerais, estrutura da indústria e mecanismos de financiamento”, neste artigo.

Com relação ao custo de produção do *shale gas*, cabe ressaltar que os poços apresentam taxa de declínio muito acelerada, de 63% a 85% no primeiro ano de produção, exigindo um esforço exploratório elevado e contínuo em novos poços¹⁵ para manter ou ampliar a produção atual [MIT (2011)], comportamento bastante distinto dos projetos convencionais.

No Gráfico 3, é possível comparar, conceitualmente, os fluxos de caixa de projetos convencionais e não convencionais.

Gráfico 3 | Comparativo de fluxo de caixa de projetos convencionais e não convencionais



Fonte: Royal Dutch Shell.

Por começarem a produzir bastante rápido, os projetos de gás não convencional realizam grande parte das despesas de capital (CAPEX) durante a produção, o que permite ao operador, em função da taxa de recuperação

¹⁵ No período de 2006 a 2008, foram perfurados 33 mil poços; ao passo que, em 2011, foram perfurados vinte mil [Hughes (2011)].

dos poços já perfurados, realizar ajustes na decisão de investimento ao longo do projeto. Essas despesas de capital alongadas traduzem a necessidade contínua de perfuração para se manter a taxa de produção do projeto. Observa-se também que, apesar de exigirem CAPEX elevado, não há nesses projetos um grande comprometimento inicial de capital em comparação aos projetos convencionais.

As despesas operacionais (OPEX) dos projetos não convencionais são mais elevadas que as dos projetos convencionais, traduzindo o elevado custo de produção dessas reservas. O projeto também tem *payback* mais longo, pois o pico de produção do campo só é alcançado depois do investimento para desenvolvimento dos vários poços do projeto.

É importante ressaltar que, individualmente, os custos de produção de cada poço vão variar de forma significativa a depender de suas taxas de recuperação e das características da produção (gás seco, condensado ou associado a óleo), entre outros fatores. Há controvérsia sobre os custos de produção do *shale gas* nos Estados Unidos, na medida em que as informações de custo não são disponibilizadas facilmente [IGU (2011)]. O número médio utilizado pela indústria como *break-even cost* se situou entre US\$ 3 e US\$ 8 por milhões de BTU¹⁶ no ano de 2010.

Assim, caso a produção consiga se manter a esse custo e com os preços atuais, o movimento recente de queda de preços parecerá estrutural; do contrário, caso a produção se reduza por inviabilidade de custos, os preços tenderão a aumentar, caracterizando um movimento cíclico.

Localização das reservas e infraestrutura

Outro aspecto que impulsionou o rápido desenvolvimento da produção do *shale gas* nos Estados Unidos foi a localização descentralizada das reservas pelo território americano, a despeito de os maiores volumes já encontrados estarem concentrados nas regiões Nordeste e Centro-Sul do país, respectivamente nas formações de Marcellus¹⁷ e Haynesville.¹⁸

A infraestrutura de transportes de gás dos Estados Unidos, quando do início da produção de *shale gas*, já se mostrava bastante abrangente e integrada,

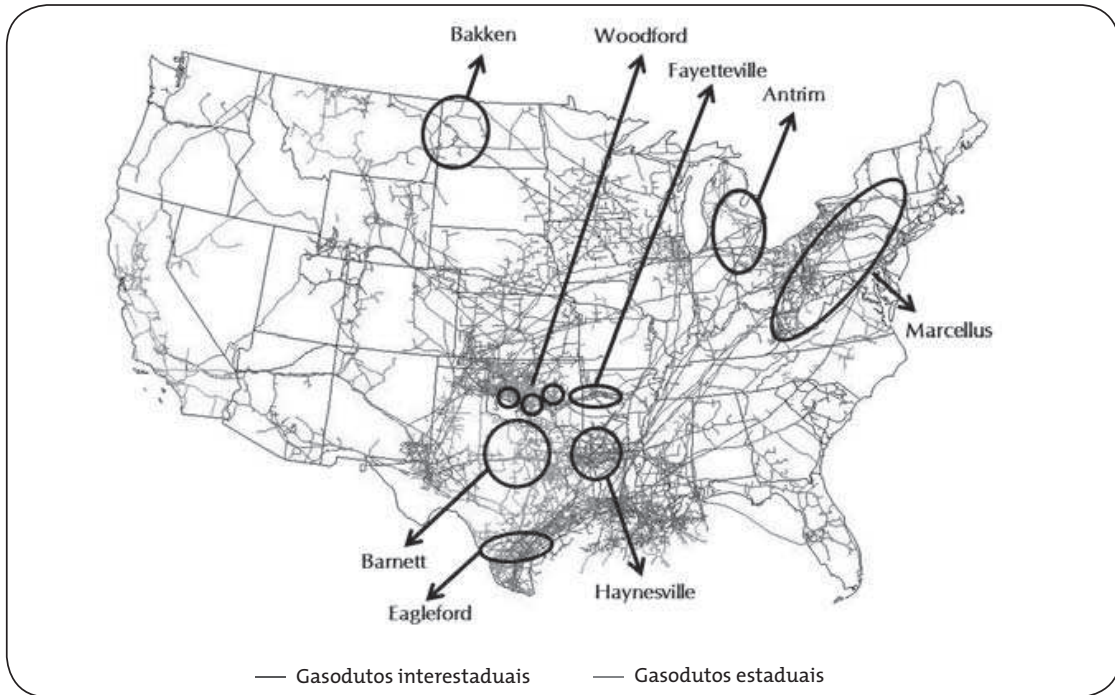
¹⁶ IEA (2012) estima que o custo em 2010 situava-se entre US\$ 3 e US\$ 7/milhões de BTU. Já MIT (2011) estima o intervalo de US\$ 4 a US\$ 8/milhões de BTU para o mesmo ano.

¹⁷ Localizada nos estados de Nova York, de Nova Jersey, da Pensilvânia, da Virgínia e de Ohio.

¹⁸ Localizada nos estados do Texas e da Louisiana.

o que favoreceu o escoamento da produção para os mercados consumidores sem que grandes investimentos fossem realizados. A Figura 2 exibe a malha de gasodutos do país e as principais áreas de exploração de *shale gas*.

Figura 2 | Mapa de gasodutos nos Estados Unidos



Fonte: ANP (2012).

Verifica-se que as principais áreas de exploração estão localizadas em regiões que dispõem de intensa malha de transporte. Ademais, deve-se notar que, nos Estados Unidos, o mercado de gás natural é liberalizado, havendo competição entre os agentes dos diferentes segmentos do mercado de gás natural e livre acesso aos gasodutos de transporte.

A descoberta do *shale gas* no território americano modificou o padrão geográfico da produção, antes concentrada no Golfo do México. Essa mudança deverá ser cada vez mais relevante à medida que a produção do campo de Marcellus for expandida. Apesar da abrangência da malha atual, essa nova configuração implicará investimentos relevantes na infraestrutura de transporte americana. De acordo com MIT (2011), considerando-se as projeções oficiais para expansão da produção e da demanda, estima-se que serão necessárias de 30 mil a 60 mil milhas adicionais de gasodutos de transporte e de rede de distribuição. Ademais, serão necessárias capacidades adicionais de estocagem de 370 bilhões de m³ a 600 bilhões de m³,

além de investimentos em capacidade de processamento de gás, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 | Investimentos esperados em infraestrutura de gás nos Estados Unidos de 2009 a 2030 (em US\$ bilhões)

Região	Transporte	Armazenamento	Escoamento	Processamento	GNL	Total	(%)
Canadá	33,0	0,4	1,2	1,0	-	35,6	17
Ártico	24,0	-	1,0	3,5	-	28,5	14
Sudoeste	27,6	1,3	4,2	7,5	0,4	41,0	20
Central	24,8	0,2	0,7	4,8	-	30,5	15
Sudeste	15,4	1,4	0,4	2,3	1,3	20,8	10
Nordeste	10,1	1,0	2,3	1,6	-	15,0	7
Meio-Oeste	12,9	0,4	0,2	-	-	13,5	6
Oeste	8,7	0,5	0,1	1,0	-	10,3	5
<i>Offshore</i>	6,3	-	7,8	-	-	14,1	7
Total	162,8	5,2	17,9	21,7	1,7	209,3	
(%)	78	2	9	10	1		

Fonte: MIT.

Assim, espera-se que os investimentos futuros em infraestrutura de escoamento tenham, além de longo tempo de maturação, custos elevados para a indústria do gás. Essas inversões podem, em longo prazo, contribuir para a elevação do custo do gás nos Estados Unidos.

Sistema propriedade dos minerais, estrutura da indústria e mecanismos de financiamento

Nos Estados Unidos, atribui-se a propriedade do hidrocarboneto ao proprietário da terra sob a qual a reserva está localizada.¹⁹ Este passa, então, a ser o responsável pela extração do gás ou, mais comumente, por ceder

¹⁹ Diversos autores apontam a propriedade privada dos *mineral rights* como um dos principais fatores que possibilitaram a “revolução do *shale gas*” no território americano. Para WSJ (2012), esse movimento não se deveu ao governo e seu planejamento, mas à combinação entre tomada de risco por parte dos proprietários e propriedade privada. Hunt (2012) enfatiza a tradição de propriedade privada e *mineral rights* na cultura americana como fator determinante. Para Williams (2012), a possibilidade de o proprietário privado lucrar com a quantidade de gás extraída sob seus domínios foi fundamental para que pudesse permitir em seu território a atividade da exploração e produção de *shale gas* e os possíveis distúrbios que dela advêm.

seu direito de extração a terceiros via *lease*.²⁰ O cedente pode ser o governo federal americano, mas também um governo estadual ou mesmo uma pessoa privada.

Em terras federais americanas, o processo de *lease* para extração de óleo e gás é regido pelo Mineral Leasing Act, de 1920. Esse documento aponta o Bureau of Land Management (BLM), divisão do Department of the Interior (DOI), como responsável por avaliar o potencial das áreas federais e organizar leilões para a concessão dos *leases*. Esses leilões são conduzidos de forma oral e saem vencedores aqueles que propuserem o maior bônus para as áreas leiloadas.²¹ Além do bônus, pago a título de aquisição do *lease*, o contrato prevê pagamento anual de aluguel (US\$ 2 por acre) e de *royalties* (12,5% do valor da produção). Em contrapartida, o vencedor recebe o direito de explorar e produzir os hidrocarbonetos contidos nas terras leiloadas, durante o período de dez anos, renovado automaticamente enquanto existir poço em produção no local.

Em âmbito estadual, verifica-se que cada um dos estados é responsável por regular de forma autônoma o *lease* mineral de terras sob sua propriedade. A maioria dos estados americanos concede os *leases* por meio de leilões competitivos, apesar de pequenas terras poderem ser concedidas de forma não competitiva para consolidar unidades de produção [Ziegenfuss e Chapman (2003)]. Os valores de aluguel e *royalties* nos contratos estaduais também podem variar entre estados, mas costumam acompanhar os valores definidos nos contratos federais.

Quando celebrado com pessoa privada, as características do *lease* são bastante variadas, sendo todas definidas entre as partes em instrumento contratual. Geralmente, a empresa exploradora, representada na figura do *landman*, realiza oferta ao proprietário apresentando-lhe um contrato-padrão, com base no qual serão negociadas as diversas cláusulas. Em razão da evidente assimetria de informação e força entre as partes negociantes, observa-

²⁰ De fato, o proprietário da terra detém tanto os *surface rights* quanto os *mineral rights* correspondentes, podendo vendê-los, alugá-los, doá-los ou dispô-los (como por herança) em separado ou em conjunto. O aluguel (*lease*) dos *mineral rights* com manutenção dos *surface rights* é hoje a forma majoritariamente utilizada na exploração de gás *onshore* americana.

²¹ A primeira tentativa de oferta de uma área é feita por meio de leilão oral, em um processo chamado de oferta competitiva. Caso não haja interessados, a área fica disponível por meio de processo não competitivo, em que o comprador pode requisitar o *lease* negociando-o diretamente com o BLM.

-se o surgimento de associações de proprietários de terra locais para troca de experiências e recomendações que os auxiliem na proteção de seus direitos.²²

Na exploração do *shale gas*, com o uso da perfuração horizontal, a área subterrânea explorada extrapola com frequência os limites da propriedade em que está localizada a cabeça do poço. Mesmo na exploração do gás convencional, em que geralmente não se utiliza esse tipo de perfuração, o gás pode se alocar em reservatórios localizados sob mais de uma propriedade. Por essas razões, alguns estados americanos têm leis que regulam a justa e proporcional divisão de *royalties* entre os proprietários.²³ Destes, alguns ainda permitem a integração forçada no acordo das propriedades cujos donos rejeitaram a proposta da empresa, desde que haja percentual mínimo de concordantes na área total explorada.²⁴ Os *royalties* proporcionais devidos são, nesses casos, enviados pela empresa periodicamente aos donos das terras, sejam estes concordantes ou não concordantes.

Da crescente exploração do *shale gas* nos Estados Unidos, resultou um deslocamento da produção de gás dentro do território americano. Antes concentrada no Oeste, onde há grande proporção de terras federais, essa produção vem migrando para o Leste e o Sul americanos, onde predominam as terras privadas, conforme se pode verificar na Figura 3.

Por essa razão, e também pela maior facilidade de as empresas estabelecerem contratos com proprietários privados em comparação aos contratos com entes governamentais, o desenvolvimento do *shale gas*, nos Estados Unidos, foi eminentemente realizado em terras privadas. Segundo Hunt (2012), mais de 96% do crescimento da produção no *shale gas* verificado nos últimos anos adveio de operações em terras de proprietários privados.

Associada à propriedade privada do solo, verifica-se na indústria americana uma estrutura peculiar. A estrutura da indústria de óleo e gás americana, além das Empresas Internacionais de Petróleo (do inglês IOC), é caracterizada

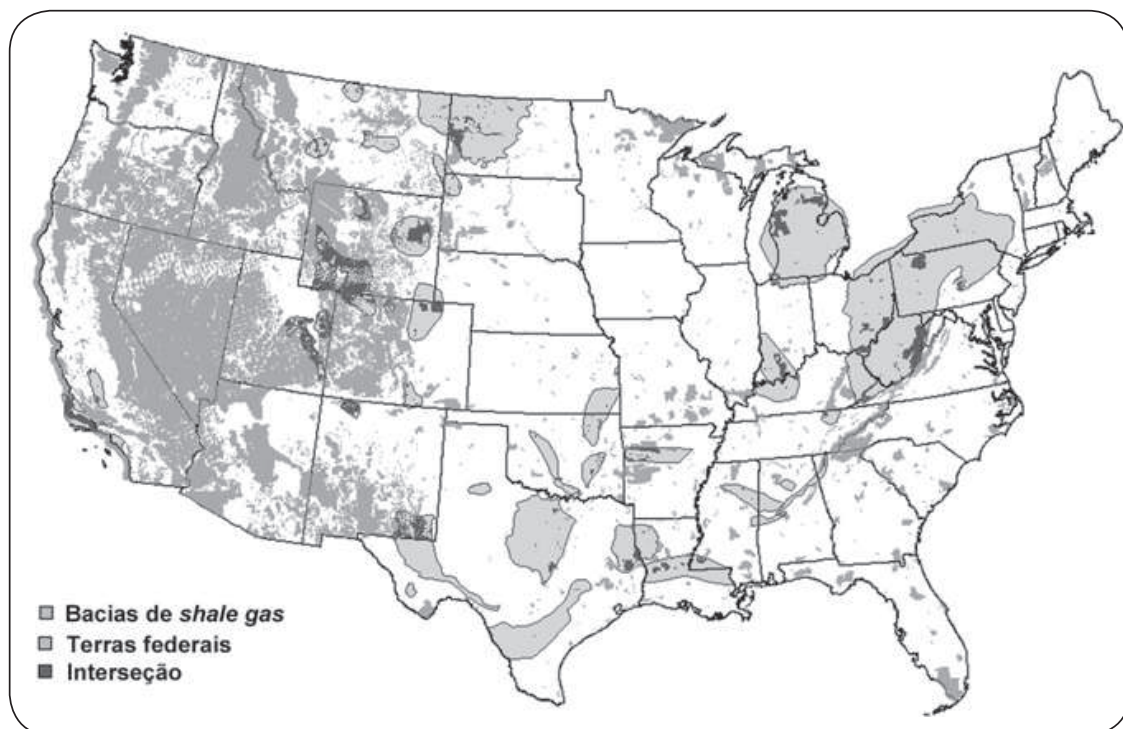
²² Alguns dos pontos mais discutidos são: *royalties* (por padrão, fixado em 12,5%); direitos de passagem e faixas de servidão; localização da infraestrutura (poço, estradas, dutos etc.); transferibilidade a terceiros dos direitos de exploração; condições para cessação do contrato; direito de uso futuro dos poços para fins de armazenagem de hidrocarbonetos e resíduos; e recuperação das terras depois das atividades.

²³ A divisão de *royalties* entre os proprietários geralmente deve se basear na geometria da reserva, sendo proposta pela empresa exploradora na obtenção da licença de perfuração emitida pelo governo estadual. Esse processo é chamado de *unitization*.

²⁴ Este processo é referido na literatura como *compulsory integration* ou *forced pooling* e é adotado por 39 estados americanos [Radow (2011)]. O percentual mínimo de proprietários concordantes é bastante variado: enquanto a Pensilvânia propõe 75% de aprovação mínima do acordo, a Virgínia permite a integração forçada com a concordância de apenas 25% dos proprietários [Campbell (2012)].

por um conjunto muito grande de pequenas e médias empresas que historicamente detêm parte relevante da produção de óleo e gás, configurando-se uma grande dependência dos Estados Unidos em relação às empresas independentes.²⁵ Em 2011, as independentes participaram com 65% da produção de gás *onshore*, e com 45% do óleo produzido em terras americanas [IHS (2011)]. Essas empresas, que variam desde pequenas a companhias abertas de grande porte, somavam à época 18.000 e atuavam em 32 estados americanos. Essas características tornam a indústria de óleo e gás, nos Estados Unidos, diferente dos demais países.

Figura 3 | Terras federais norte-americanas e reservas de *shale gas*



Fonte: US Energy Information Association (US EIA).

Quando bem-sucedida em sua campanha exploratória, a independente podia se alavancar e ampliar seu CAPEX e seu porte. Caso contrário, havia a possibilidade de vender seus ativos para as grandes independentes ou para as IOC, contribuindo para a consolidação da indústria.

²⁵ As empresas independentes são representadas pelo Independent Petroleum Association of America (IPAA). Define-se empresa independente como uma “*non-integrated company which receives nearly all of its revenues from production at the wellhead. They are exclusively in the exploration and production segment of the industry, with no marketing or refining within their operations. The tax definition published by the IRS, states that a firm is an Independent if its refining capacity is less than 75,000 barrels per day in any given day or their retail sales are less than \$5 million for the year*” [IPAA (2012)].

Apesar de serem altamente inovativas, as independentes não costumam desenvolver suas próprias tecnologias. Em vez disso, aplicam e adaptam tecnologias já existentes desenvolvidas pelas grandes empresas de serviço do setor de óleo e gás americano, que juntas detêm o *know-how* desse setor.²⁶

Outro aspecto relevante da indústria é a variedade de fontes de financiamento disponíveis para o segmento de óleo e gás. A presença de várias instituições, fundos, investidores de *venture capital* e *private equity* é uma característica do mercado financeiro americano.

Tradicionalmente, as empresas americanas se financiam com recursos próprios. No caso das independentes, em 2009, os principais *fundings* do CAPEX eram recursos próprios (40%), dívida bancária (21%) e recursos de empresas parceiras (19%). Por esse motivo, o ritmo dos investimentos está correlacionado com os preços do gás. Durante o *boom* experimentado nos anos 2000, as empresas adquiriram *mineral leases* com base nos preços futuros do gás. A maioria desses contratos de *lease* continha cláusulas que forçavam as independentes a produzir contínua e rapidamente o gás contido nas reservas, tanto de modo explícito no instrumento contratual, quanto por meio de multas pela não exploração ou pela cessação do contrato após determinado período de inatividade (*use it or lose it*).

Depois do declínio dos preços do gás no mercado americano, as independentes observaram diminuição em seus recursos para reinvestimento. Por essa mesma razão, aliada à crise de crédito, os bancos restringiram a oferta de *funding* para essas empresas cumprirem as obrigações contratuais supracitadas. A indústria passou, então, a utilizar como forma de financiamento as operações *cash-and-carry*, adaptadas de outros segmentos da economia [The New York Times (2012)].

Por meio de operações *cash-and-carry*, as independentes recorreram a outras empresas de óleo e gás, maiores e com mais recursos disponíveis, a fim de obter o *funding* necessário para manter suas operações e não incorrer nas sanções relacionadas à ausência de produção. Assim, a empresa compradora (maior) disponibilizava um adiantamento de recursos (*cash*), além de se comprometer a carregar uma parcela dos custos operacionais da empresa vendedora (*carry*). Por outro lado, a compradora obtinha participação sobre

²⁶ Aliado a isso, observa-se que a indústria americana tem grande disponibilidade de sondas de perfuração e outros equipamentos. Por exemplo, em 2012, os Estados Unidos e o Canadá detinham 65% de todas as sondas de perfuração do mundo [Maugeri (2012)].

as receitas da vendedora e uma fração de suas reservas. Isso proporcionava à grande empresa a melhor avaliação de suas ações, pela incorporação das reservas,²⁷ enquanto proporcionava à pequena a capacidade de manter seus contratos de *lease*.

É importante saber que esses contratos de financiamento, assim como as cláusulas do *lease*, restringiam a possibilidade de a empresa exploradora interromper sua produção, mesmo em tempos de baixos preços do gás. Criou-se, por isso, um mecanismo de manutenção da baixa no preço do gás pelo excesso de oferta, que, por causa das restrições mencionadas, não pode ser ajustada com a redução da produção. Assim, observa-se que diversas empresas americanas de *shale gas* são forçadas a operar em campos economicamente inviáveis no atual cenário de preços. Essas companhias vêm obtendo uma sucessão de prejuízos em suas demonstrações financeiras²⁸ [The New York Times (2012)].

Motivação ambiental: redução das emissões

Os Estados Unidos vêm substituindo o uso do carvão pelo gás natural na geração de energia há alguns anos. No período de 2000 a 2008, por exemplo, foram adicionados cerca de 120 GW de capacidade termoelétrica a gás em ciclo combinado.

A regulação ambiental para geradores de energia elétrica, levando em conta a necessidade de reduzir a emissão de gases do efeito estufa, tende a ser mais rígida nos próximos anos, abrindo espaço para um maior uso do gás na matriz elétrica do país. Várias pesquisas realizadas pelo National Petroleum Council (NPC) estimam a retirada da capacidade instalada de térmicas a carvão variando de 12 GW a 101 GW até 2020, o que na média representa 6% do total da capacidade instalada de geração de energia dos Estados Unidos.

A despeito da redução das emissões de gás carbônico na combustão do gás natural *vis-à-vis* a do carvão, deve-se ressaltar que o processo de produção e entrega do gás natural é emissor de gás metano na atmosfera. O metano também é causador do efeito estufa, sendo até mais agressivo do

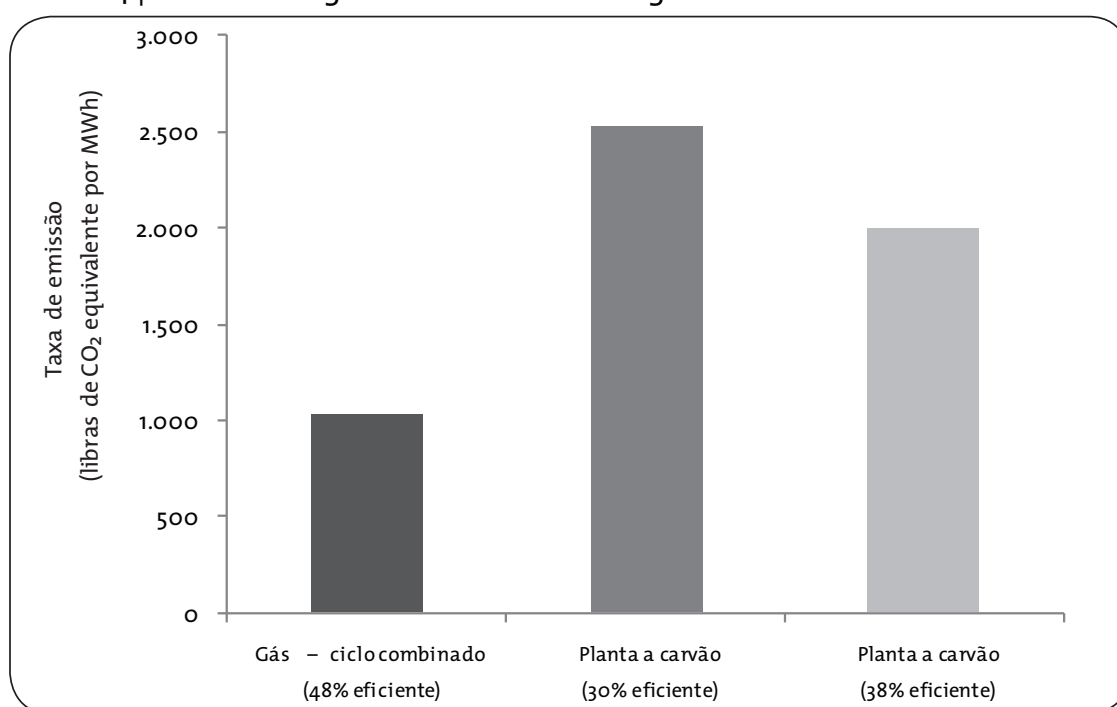
²⁷ De fato, para as IOC, a incorporação das reservas é determinante para o valor de mercado da empresa. Portanto, tais empresas necessitam continuamente de novas descobertas ou aquisições.

²⁸ Para mais detalhes, ver *The New York Times* (2012). Algumas das empresas em dificuldades citadas pelo artigo são: Exco, Plains Exploration e Chesapeake.

que o gás carbônico para o aquecimento global, portanto é vital minimizar esse tipo de emissão no processo.

Segundo estimativas da Environmental Protection Agency (EPA), no entanto, as emissões por BTU de gases do efeito estufa do ciclo de vida do gás natural, ou seja, aquelas que consideram todo o processo, desde a produção e entrega até a combustão, são cerca de 35% inferiores às emissões de carvão. Em relação à geração de energia elétrica, as emissões nas térmicas a gás são cerca de 50% a 60% inferiores às térmicas a carvão (Gráfico 4).²⁹

Gráfico 4 | Emissões de gases do efeito estufa – gás natural x carvão



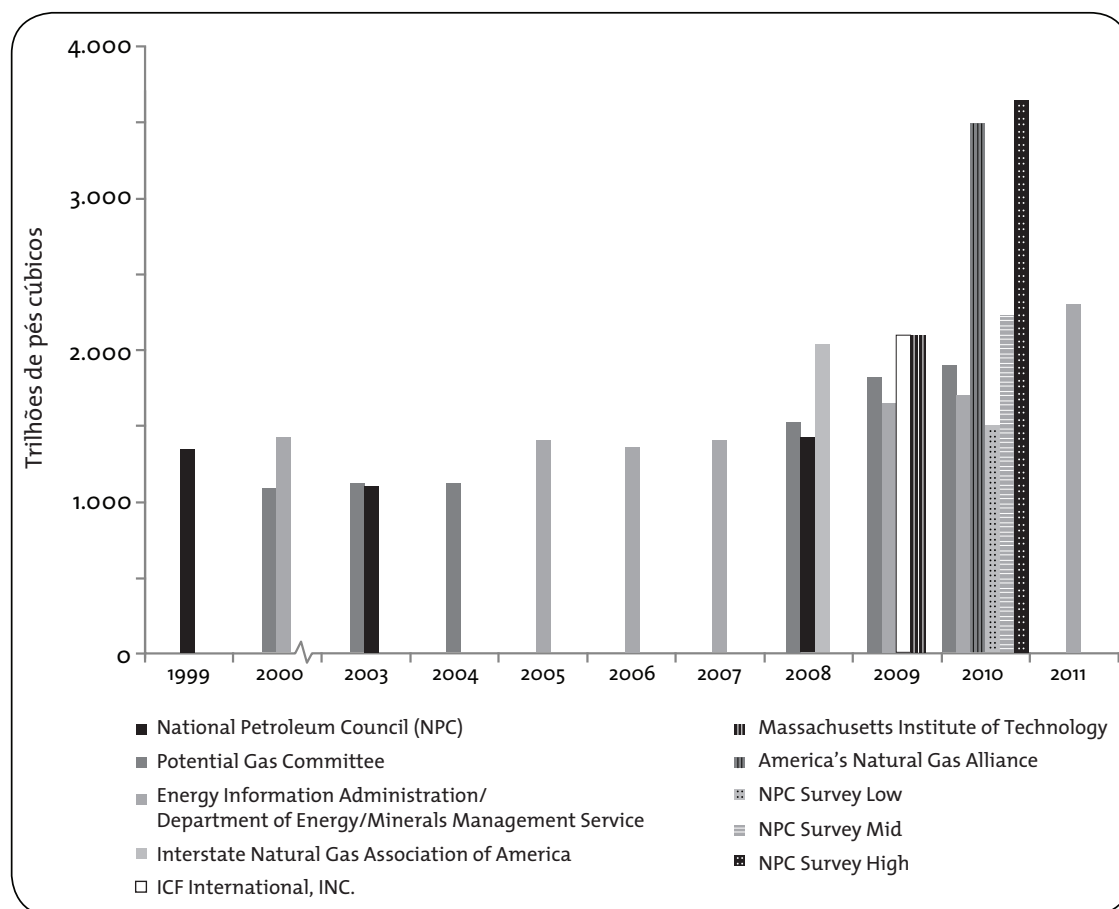
Fonte: NPC – Prudent Development.

A experiência americana: o futuro da “revolução do gás natural”

O desenvolvimento e a aplicação das novas tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico para a extração do *shale gas* levaram o país a reavaliar suas reservas de gás tecnicamente recuperáveis, o que resultou em um aumento significativo das reservas estimadas. O Gráfico 5 expõe a evolução das estimativas de reservas de gás segundo diversas instituições, compiladas pelo conselho nacional do petróleo dos Estados Unidos, o NPC.

²⁹ Essas estimativas, obtidas por meio de NPC (2011), consideram que a eficiência das antigas plantas a carvão no mundo gira em torno de 30%. As plantas mais novas foram consideradas, em média, 38% eficientes.

Gráfico 5 | Estados Unidos – estimativas de reservas de gás tecnicamente recuperáveis



Fonte: NPC – Prudent Development.

Como se verifica, o aumento nas estimativas de reservas de gás nos últimos anos, segundo a Energy Information Administration (EIA), é de 44%, passando de cerca de 1.600 tcf (45.280 bcm), em 2009, para aproximadamente 2.300 tcf (65.090 bcm), em 2011. O NPC realizou, ainda, outras estimativas, com base em pesquisas de mercado com empresas de óleo e gás e algumas consultorias, definindo três cenários distintos: pessimista, moderado e otimista. Note-se que, no cenário otimista, a estimativa de reservas é bastante superior àquela da EIA, ultrapassando 3.500 tcf (99.050 bcm).

A partir do novo mapeamento de reservas, as projeções de produção e consumo de gás natural dos Estados Unidos também foram revisitadas por diversas instituições, entre as quais a International Energy Agency (IEA). Tendo em vista que boa parte das reservas corresponde a gases não convencionais, especialmente ao *shale gas*, o cumprimento ou não de alguns

requisitos ambientais, regulatórios e reputacionais³⁰ definiram dois cenários de oferta e consumo de gás: cenário Regras de Ouro e cenário Baixo Não Convencional.

No primeiro cenário, a oferta de gás se expande acentuadamente, desempenhando o gás não convencional um papel bastante expressivo nesse movimento. Por outro lado, no cenário Baixo Não Convencional, em que essas regras gerais não são aplicadas, há grandes limitações ao desenvolvimento do gás não convencional, geradas, sobretudo, pela oposição da opinião pública e pelo arcabouço regulatório desfavorável.

Conforme indica a Tabela 3, no cenário Regras de Ouro, a produção total de gás nos Estados Unidos cresce de cerca de 610 bcm, em 2010, para 820 bcm, em 2035, em virtude, principalmente, do aumento da produção de *shale gas*, enquanto o gás natural convencional, o *coalbed methane*, e o *tight gas* permanecem com produções próximas aos níveis correntes. Como resultado, a participação da produção não convencional alcança 71% da produção total de gás natural em 2035, e o *shale gas*, individualmente, é responsável por 45% do total nesse ano.

Já no cenário Baixo Não Convencional, a produção total de gás americana atinge o pico de 660 bcm por volta de 2015, caindo para 580 bcm, em 2035, 30% menos do que no Regras de Ouro. No Baixo Não Convencional, a participação do gás não convencional no total da oferta é de apenas 47% em 2035.

Tabela 3 | Estimativa de produção de gás nos Estados Unidos por caso

	2010	Regras de ouro		Baixo não convencional		Delta
		2020	2035	2020	2035	2035
Produção (bcm)	609	726	821	637	578	242
Não convencional	358	489	580	383	274	306
(%)	59	67	71	60	47	23

Fonte: IEA (2012).

As ofertas previstas pelos dois cenários descritos terão impactos distintos nos preços do gás americano e em seu uso nos mercados doméstico e in-

³⁰ Os requisitos ambientais, regulatórios e reputacionais que definiram os dois cenários são considerados Regras de Ouro da Indústria de Gás e foram elencados no estudo *Golden Rules for a Golden Age of Gas – World Energy Outlook – Special Report on Unconventional Gas* da IEA.

ternacional. Em ambos os casos, é prevista a elevação de preços, porém no caso Regras de Ouro, de maior oferta não convencional, o percentual de aumento é moderado e o consumo de gás do país cresce cerca de 0,6% a.a. Tal crescimento na demanda é modesto para os padrões globais, mas relevante considerando que toda a demanda de energia dos Estados Unidos cresce em média 0,1% a.a. No caso Baixo Não Convencional, o aumento no preço do gás é mais acentuado, ficando cerca de 40% mais elevado do que no cenário Regras de Ouro. Com isso, o consumo de gás do país cresce até 2020, acompanhando o aumento da oferta,³¹ e a partir daí cai, chegando a 2035 com consumo quase 15% inferior ao outro cenário (Tabela 4).

Tabela 4 | Estimativa de preços de gás nos Estados Unidos por caso (em US\$ de 2010/MBTU)

	2010	Regras de ouro		Baixo não convencional	
		2020	2035	2020	2035
Estados Unidos	4,4	5,4	7,1	6,7	10

Fonte: IEA (2012).

Ainda com relação às projeções de demanda, segundo levantamento feito pelo NPC com base em diversas pesquisas de domínio público e de estudos privados de empresas de óleo e gás e de consultorias, verifica-se que, apesar de variarem muito entre si, as projeções convergem para o fato de que a maior parte da variação na demanda de gás nos Estados Unidos deverá vir do setor elétrico. Isso deriva, principalmente, de novas regulações ambientais relacionadas à emissão de gases do efeito estufa na geração de energia combinadas com a perspectiva de preços baixos do gás natural. Destaca-se que, além da já mencionada substituição das térmicas a carvão, haverá a necessidade de novas térmicas a gás para serem utilizadas como *backup* no caso de um aumento das energias renováveis na matriz energética americana.³² O Gráfico 6 aponta, de forma setorial, a estimativa de demanda de gás natural para os anos 2020 e 2030.

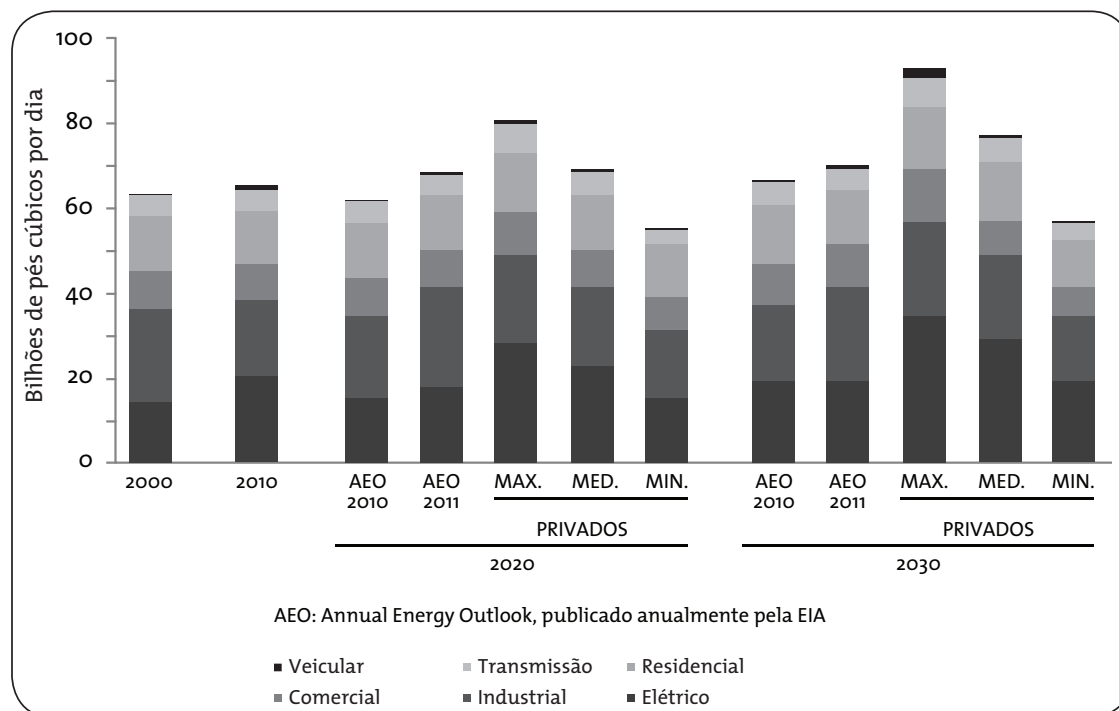
Como se observa, a demanda de gás prevista para o setor de transportes é bastante tímida, a despeito dos incentivos para a transformação da frota

³¹ O aumento da oferta ocorre até 2020 com as produções de gás natural convencional, *shale gas* e *tight gas*. A partir daí cai a oferta em decorrência do acesso às áreas remotas que não poderão ser exploradas no cenário Baixo Não Convencional.

³² Ver MIT (2011).

de veículos diesel para gás natural consubstanciada no Natural Gas Act de 2011. Ocorre que o custo de conversão dos veículos para gás natural, a necessidade de estabelecer infraestrutura para o gás natural comprimido (GNC) e o poder calorífico insuficiente do gás para veículos de grande porte vêm dificultando a transformação da frota.

Gráfico 6 | Estimativas da demanda por gás natural nos Estados Unidos



Fonte: NPC.

Com relação ao setor industrial, a maior disponibilidade de gás a preços mais baixos vem contribuindo para a revitalização de diversos setores gás-intensivos, como o de petroquímica. Segundo estudo privado da Independent Chemical Information Services (ICIS), a tendência de queda na produção de propileno norte-americana foi revertida a partir de 2009. Por exemplo, para os próximos anos são esperados novos projetos de desidrogenação de propileno que somam mais de 2,5 toneladas de capacidade e serão realizados pela Dow Chemical, Formosa Plastics e Williams. No entanto, há reduzido impacto do aumento da demanda de gás para a indústria petroquímica na demanda do setor industrial.

As novas projeções de oferta, demanda e preço transformam também as perspectivas de comércio de gás natural do país. Nas próximas décadas,

os Estados Unidos poderão figurar como influentes exportadores de gás³³ ou assistir a um aumento de suas importações, a depender do futuro da esperada “revolução não convencional”. Deve-se destacar que, em 2008, foi projetado um aumento nas importações de gás natural liquefeito (GNL) para atender ao aumento da demanda de gás do país [IEA (2012)], o que pode se tornar novamente uma perspectiva no caso Baixo Não Convencional, já que a produção doméstica de gás vai declinar até 2035. Por outro lado, na expectativa de um cenário mais favorável para a oferta de gás não convencional, vêm sendo propostos projetos para converter terminais de regaseificação em unidades de liquefação para permitir exportações de GNL.³⁴

Aspectos e impactos ambientais na exploração e produção de *shale gas*

De início, o *shale gas* nos Estados Unidos foi visto por ambientalistas como uma solução alternativa ao carvão na matriz elétrica, por registrar menores emissões de gases de efeito estufa. Em 2009, por exemplo, o país dispunha de 450 GW de capacidade de geração elétrica a gás, número superior à capacidade das plantas a carvão à época. Apesar disso, as regras de despacho vigentes davam preferência às térmicas a carvão em detrimento das plantas a gás, razão pela qual os ambientalistas americanos se engajaram na defesa da exploração do *shale gas* [GWPF (2011)].

Todavia, esse apoio foi majoritariamente retirado assim que começaram a surgir indícios de impactos ambientais advindos do crescimento das atividades dessa indústria. Essas suspeitas foram o suficiente para que se estabelecessem restrições ao fraturamento em alguns locais dos Estados Unidos³⁵ e de outros países.³⁶ Um estudo detalhado sobre os impactos ambientais da

³³ A perspectiva de exportar GNL vem causando certa apreensão e debate nos Estados Unidos sobre o possível impacto nos níveis de preços do gás. Usuários industriais gás-intensivos expressam preocupação com a perda de sua vantagem competitiva.

³⁴ O caso mais avançado desses projetos é o de Sabine Pass, na Costa Golfo dos Estados Unidos, o qual poderá exportar 22 bilhões de m³/ano ao fim de 2015.

³⁵ Algumas áreas potenciais do campo Marcellus, incluindo a bacia do rio Delaware, o estado de Nova York e as florestas estaduais da Pensilvânia [MIT (2011)].

³⁶ Na Europa, a França foi o primeiro país a banir a atividade de fraturamento em seu território. O parlamento britânico declarou ainda não haver necessidade de impor tal moratória. Alemanha e Suécia, apesar da forte oposição pública à exploração do *shale gas*, não caminham para o banimento do *fracking*. A Polônia, detentora das maiores reservas do continente, visando reduzir a dependência energética do gás russo, é o principal defensor da atividade de fraturamento na Comissão Europeia [WEC (2012)]. A Bulgária, em janeiro de 2012, também impôs moratória em seu território. Em outros continentes, a cidade de Quebec, no Canadá, e a África do Sul também tomaram tal decisão [RAE (2012)].

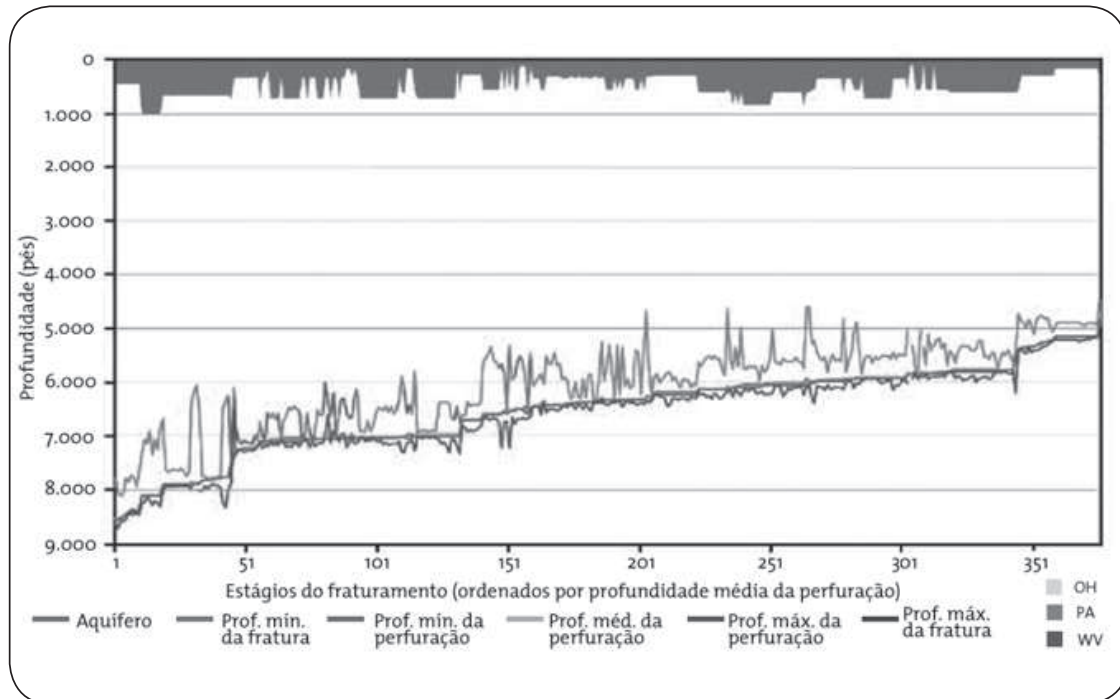
atividade de fraturamento hidráulico foi encomendado à Agência de Proteção Ambiental (EPA, em inglês) americana, porém seus resultados ainda não foram divulgados. A crítica levantada pelos ambientalistas se fundamenta em diversas preocupações, sendo frequentemente citados: a composição química do fluido de fraturamento; escapes de gás e fluido para os aquíferos; uso intensivo de água na exploração e produção; derramamentos de água de processo no solo; ocorrência de atividades sísmicas de pequena escala; e poluição sonoro-visual.

Apesar de a princípio manterem sob sigilo a composição do fluido de fraturamento utilizado em seus processos, as empresas de exploração vêm adotando postura cada vez mais transparente com relação aos aditivos químicos de suas fórmulas, em função da constante pressão dos reguladores e da opinião pública. Hoje, sabe-se que, tipicamente, esse fluido é composto por 94,62% de água e 5,24% de areia. O restante são aditivos químicos, como lubrificantes (0,05%), antimicrobianos (0,05%), ácido clorídrico (0,03%) e inibidores de depósito (0,01%) [GWPF (2011)].

Segundo estudo reportado por MIT (2011), a contaminação de lençóis freáticos com gás ou fluido de fraturamento representou quase metade dos incidentes registrados na exploração de gás *onshore* em território americano no período de 2005 a 2009, não sendo possível, até o momento, estabelecer nexos causais dos incidentes ocorridos com a atividade de fratura hidráulica. Apesar de não ser este um incidente aplicável apenas à exploração de *shale gas*, a preocupação em torno das atividades dessa indústria tomou grandes proporções na mídia e opinião pública. Segundo GWPF (2011), os processos de fratura hidráulica e produção, quando aplicadas as regras de segurança adequadas, não representam risco aos aquíferos adjacentes.

O poço é totalmente revestido por camadas de aço e cimento, triplamente reforçadas na profundidade em que interceptam fontes de água. Sabe-se que vazamentos na estrutura do poço geram perda de pressão, o que inviabiliza tanto a fratura quanto a produção do gás. Outro fator de segurança é que a zona de folhelho se separa do aquífero normalmente por algumas milhas de rocha sólida, o que impede que fraturas se estendam até a região que contém suprimento de água. Mesmo no campo de Marcellus, em que são feitas as fraturas de maior extensão do território americano, a distância entre o topo da fratura e a região aquífera é bastante expressiva, conforme ilustra o Gráfico 7.

Gráfico 7 | Distância das fraturas ao aquífero em Marcellus Shale



Fonte: MIT (2011).

O fraturamento hidráulico aplicado à exploração de *shale gas* é um processo intensivo em água. Aproximadamente 100 mil barris são utilizados por poço, o que suscita preocupação nas comunidades locais quanto à disponibilidade de água para outros fins. No entanto, esse impacto no suprimento é bastante reduzido em todos os campos explorados nos Estados Unidos. O pior cenário é encontrado em Haynesville, onde as atividades de *shale gas* respondem por apenas 0,8% da água utilizada na região. De qualquer forma, mesmo a intensidade em água do *shale gas* é questionada quando em comparação com outras fontes de energia: utiliza-se um galão de água por milhões de BTU gerados a partir desse gás, contra alguns milhares de galões no caso do etanol de milho [MIT (2011)].

Em um típico processo de fraturamento, cerca de 50 mil barris de fluido de fratura e água subterrânea são retornados para a superfície. Mais uma grande quantidade é também expelida durante a produção do gás. Algumas dessas águas até contêm sais radioativos encontrados em camadas profundas do solo local. Essa água é armazenada em piscinas reforçadas de polietileno para ser dessalinizada, descontaminada e devidamente descartada, tratamento que não difere daquele recebido pela água utilizada em outros processos industriais. Outra parte é reutilizada no mesmo poço ou em poços próxi-

mos.³⁷ A correta gestão dessa água de processo é fundamental para evitar derramamentos e infiltrações nos lençóis freáticos, durante as atividades de armazenamento, transporte e tratamento. A eficiência no tratamento e reaproveitamento é muito importante para a indústria do *shale gas*, que hoje direciona bastantes recursos para pesquisa e desenvolvimento nessa área.

Outra preocupação que, mais recentemente, vem se propagando é com a ocorrência de atividades sísmicas induzidas, de pequena escala, em regiões de exploração de *shale gas*. Segundo NRC (2012), estudo encomendado pelo congresso estadunidense a fim de examinar a escala, o escopo e as consequências de atividades sísmicas induzidas pela injeção ou retirada de fluidos no solo, o processo de fraturamento hidráulico, em si, não oferece considerável risco de terremotos induzidos. A injeção de água de processo em reservatórios no subsolo – prática que a indústria do *shale gas* compartilha com outras formas de geração de energia – provoca risco maior de indução, mas poucos casos foram documentados nas últimas décadas [NRC (2012)].

O estudo de RAE (2012), encomendado pelo parlamento britânico depois dos eventos sísmicos de Blackpool,³⁸ destaca o papel determinante das falhas preexistentes no subsolo para a ocorrência de abalos sísmicos. Essas falhas, ao serem submetidas a variações de pressão advindas da injeção de fluidos, liberariam sua energia armazenada, desencadeando o evento. Segundo esse mesmo estudo, para se mitigar o risco de atividades sísmicas induzidas, é fundamental que a indústria invista em mapeamento geológico das áreas a serem exploradas, em caracterização de suas falhas preexistentes, e em testes de injeção prévios ao fraturamento.

Por fim, sabe-se que a exploração de *shale gas* tem o potencial de romper a rotina das comunidades locais, em especial daquelas não acostumadas às operações da indústria de óleo e gás. Grandes infraestruturas de exploração e produção podem gerar imenso impacto visual, e grandes quantidades de máquinas e caminhões podem gerar altos volumes de tráfego nas estradas locais. Ambos também podem emitir níveis de ruído aos quais essas comunidades não estão acostumadas.

³⁷ A reciclagem da água para reúso envolve separação dos rejeitos por destilação, sendo um processo intensivo em energia que demanda, também, a correta gestão dos resíduos sólidos remanescentes. Por essas razões, a prática ainda não está totalmente difundida na indústria [PCI (2011)].

³⁸ Em abril e maio de 2011, ocorreram, na área de Blackpool (Reino Unido), dois abalos sísmicos de, respectivamente, 2,3 graus e 1,5 grau na escala Richter, logo depois de realização de fraturas hidráulicas na região. Relatórios independentes apontaram a existência de falhas geológicas no subsolo, e a atividade de exploração de *shale gas* foi suspensa nesse local.

Por causa do aprimoramento da tecnologia, são cada vez menores os impactos gerados para explorar e produzir esses recursos. Antigamente, a infraestrutura de exploração do poço cobria 19% da área subterrânea da qual o gás é retirado. Com o advento da perfuração multilateral, esse percentual se reduziu para apenas 1% [GWPF (2011)].

Com relação à perturbação causada pelo excesso caminhões, MIT (2011) mostra que a maior parte desse movimento de veículos se deve ao transporte de água, tanto para utilizar no fraturamento quanto para descarte dos rejeitos de processo. A indústria também vem trabalhando para minimizar esse impacto, seja aumentando a reutilização da água, seja utilizando transporte por meio de dutos. Mesmo quando não é possível minimizar o tráfego de veículos, observa-se que as operações das empresas exploradoras vêm acompanhadas de melhorias no sistema viário da região.

Em resumo, os aspectos e impactos ambientais advindos das atividades de exploração de *shale gas* são relevantes, e incidentes podem ocorrer como resultado de erros operacionais e más práticas das operadoras. Nesse contexto, uma forte regulação é importante para garantir a segurança e atendimento aos requisitos ambientais nas operações dessa indústria.

O mercado de gás natural no Brasil

O Brasil figura como décimo maior detentor de reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis do mundo conforme EIA (2011). Os primeiros mapeamentos apontam cinco bacias com perspectivas de terem recursos não convencionais, são elas: a Bacia do Parnaíba, do Parecis, do São Francisco, do Paraná e do Recôncavo.

O local em que a atividade exploratória já se iniciou e está mais avançada é a parte mineira da Bacia do São Francisco, onde foram concedidos 39 blocos exploratórios. Entre as principais empresas com área para exploração de gás não convencional nessa bacia, estão Imetame, Cemig, Orteng, DELP, Shell, Petrobras e Petra.³⁹ A parte norte da bacia, no estado da Bahia, ainda está sob avaliação da ANP. Já o investimento em atividades de desenvolvimento e produção não convencional na Bacia do São Francisco, assim como nas demais regiões, ainda não foi iniciado.

³⁹ A Petra anunciou, recentemente, ter descoberto indícios desse gás em dez dos 14 poços perfurados nessa bacia e prevê iniciar a produção de gás não convencional em 2015.

Na Bacia do Parnaíba, nove blocos foram concedidos, ao passo que na Bacia do Parecis seis blocos foram alvo de concessão. Na Bacia do Paraná, não há blocos concedidos, apesar de essa região contar com elevado potencial. Essas bacias são compostas de folhelhos profundos, cobertos pelas espessas camadas de basalto que caracterizam a formação. Por fim, a região do Recôncavo foi a primeira região produtora de gás no Brasil e hoje tem 1.700 poços em produção. A maior vantagem dessa região, em relação às demais mencionadas, é que ela já dispõe de instalações de processamento e transporte, além de ter refinarias e fábricas de fertilizantes instaladas. Portanto, tal região é considerada a mais promissora entre aquelas com potencial de viabilidade para a exploração de recursos não convencionais.

O possível desenvolvimento da produção do *shale gas* no Brasil traz boas perspectivas para a indústria gás-intensiva nacional. Para que essas expectativas se concretizem, porém, é preciso entender as peculiaridades do mercado brasileiro de gás natural, de modo a atuar nos principais gargalos desse setor e possibilitar seu desenvolvimento. Além dos desafios gerais do desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, há que se considerar os desafios específicos da exploração e produção de recursos não convencionais.

Tais desafios estão associados ao desenvolvimento de uma indústria de bens e serviços (cadeia produtiva), construção de infraestrutura de escoamento, disponibilidade de sondas e unidades de fraturamento de grande porte, questões ambientais, entre outros fatores.

Reservas e produção nacionais de gás natural

As reservas provadas totais de gás natural do país totalizam 459,4 bilhões de m³ e estão localizadas majoritariamente no mar. Com relação à distribuição regional, os estados do Rio de Janeiro, do Espírito Santo e de São Paulo concentram 76,9% das reservas provadas.⁴⁰ Outro fator característico das reservas provadas de gás do país é a preponderância das associadas ao petróleo.

O perfil da produção acompanha o das reservas provadas. Com relação à produção, que atingiu 24.073 milhões de m³, os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo lideram o *ranking*, seguidos do estado do Amazonas.

⁴⁰ Ver *Anuário Estatístico* da ANP (2012).

Note-se que no estado do Amazonas localizam-se os maiores campos produtores de gás natural do Brasil – Rio Urucu e Leste do Urucu.⁴¹

Assim como as reservas, a produção de gás natural é concentrada no mar. Em dezembro de 2011, 75% da produção nacional foi realizada por meio de 769 poços submarinos, enquanto 25% por 8.274 poços terrestres. Assim, verifica-se que, a despeito da maior quantidade de poços terrestres, os grandes poços produtores situam-se no mar, com exceção da Bacia do Solimões (AM). Com relação à associação do gás ao óleo, 73% da produção nacional decorre de gás associado.⁴²

De qualquer forma, a produção de gás natural vem crescendo à taxa média de 5% a.a. nos últimos dez anos, e o maior crescimento se deriva fundamentalmente da produção *offshore*. Por outro lado, ainda que em termos absolutos a produção de gás natural seja de forma preponderante associada, o crescimento maior foi verificado na produção não associada.

Há, portanto, três características marcantes das reservas e da produção brasileira de gás: trata-se de um gás concentrado nos estados do Rio de Janeiro, do Espírito Santo e de São Paulo; é essencialmente oriundo de bacias *offshore*; e está associado à produção de petróleo. O fato de ser *offshore* exige uma grande infraestrutura de escoamento até a costa. Além disso, a concentração das reservas e da produção no Sudeste, mesmo com a proximidade dos principais mercados consumidores, não dispensa a construção de uma extensa malha de gasodutos de transporte para levar o gás para as demais regiões, levando em conta as dimensões continentais do Brasil. Ademais, a segurança do sistema elétrico brasileiro está baseada na existência de usinas termoelétricas dispersas no território nacional, que, a depender do regime hídrico, são despachadas elevando a demanda de gás. Isso exige que o país disponha de malha de transporte capaz de atender a essa demanda em seu despacho máximo. Por fim, o fato de ser associado ao petróleo atribui outras peculiaridades ao gás. Além de ser utilizado no processo de produção do petróleo, dada a necessidade de manutenção da pressão dos reservatórios e como fonte de energia, requer também que as unidades de produção tenham módulos de separação, tratamento e compressão do gás extraído. Resulta daí

⁴¹ *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME*, n. 63, jun. 2012.

⁴² No estado do Rio de Janeiro, por exemplo, maior produtor nacional, aproximadamente 98% da produção de gás natural foi sob a forma associada, ou seja, como um subproduto da extração do petróleo, segundo *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012*, Tabela 2.14.

que o custo do gás no Brasil deve refletir tais peculiaridades, o que ratifica a evidência do caráter regional do mercado de gás natural.

Oferta de gás natural no Brasil

A oferta de gás natural no Brasil é composta pela produção nacional, pela importação boliviana via Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) e pela importação de GNL de outros países.

Como se verifica na Tabela 5, no período de 2008 a 2011, houve um leve crescimento da oferta total de gás, à exceção do ano 2009, em que os efeitos da crise financeira internacional provocaram uma forte queda na demanda. Note-se que a importação de gás natural, via GNL ou Gasbol, é muito mais volátil do que fornecimento via produção nacional, em grande medida associada ao óleo.

Tabela 5 | Balanço de gás natural atual

Balanço de gás natural (milhões de m³/dia)	2008	2009	2010	2011	2012*
Produção nacional	59,2	57,9	62,8	65,9	69,10
Reinjeção	10,6	11,9	12	11,1	10,10
Queima e perda	6,0	9,4	6,6	4,8	3,70
Consumo nas unidades de E&P	7,9	8,5	9,7	10,2	10,50
Consumo em transporte e armazenamento/ ajustes	2,2	2,7	2,9	2,6	3,10
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,5	3,4	3,6	3,4	3,30
Oferta de gás nacional ao mercado	29,0	22,1	28,0	33,8	38,30
Importação	30,9	22,9	34,6	28,5	30,60
Bolívia	30,5	22,2	26,9	26,9	25,70
Argentina	0,4	-	-	-	-
Gás natural liquefeito (GNL)	-	0,7	7,6	1,6	4,97
Consumo em transporte na importação	1,2	0,6	0,9	0,9	0,83
Oferta de gás importado ao mercado	29,7	22,3	33,7	27,6	29,80
Oferta total ao mercado	58,7	44,4	61,7	61,4	68,10
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,6	36,7	49,7	47,7	52,00
Consumo instalações industriais produtor	7,5	7,1	9,1	11,3	12,50
Consumo termoelétrico direto do produtor	1,6	0,7	2,8	2,5	3,50
Gás nacional/oferta total ao mercado (%)	49,4	49,7	45,4	55,1	56,70

Fonte: *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, n. 66, setembro de 2012, MME.

*Valores médios calculados até o mês de agosto de 2012.

Com relação à produção nacional, observa-se que, em decorrência de esta ser majoritariamente associada, sua produção não é flexível, não podendo ser interrompida ou reduzida sem que isso afete à produção de petróleo.

Segundo estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021), há perspectivas de que o gás natural amplie sua participação na matriz energética além dos 10,2% de 2010, em função da entrada de novos campos produtores e da ampliação da capacidade de regaseificação de gás, seja pela construção de novos terminais seja pela ampliação dos já existentes. Deve haver um forte crescimento da oferta como resultado da produção de gás nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos. O estado do Espírito Santo pode se tornar um dos principais fornecedores de gás natural para a Região Nordeste, por meio da integração das malhas de transporte do Sul e do Sudeste com o Nordeste. O aumento da oferta oriunda das bacias de Campos e Santos, por sua vez, deve ser absorvido pelo crescimento significativo da demanda dos estados da Região Sudeste. Ademais, está prevista a expansão do terminal de GNL da Baía de Guanabara.

Com relação ao Gasbol, no PDE 2021, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional, principalmente sabendo-se que esta é a única alternativa existente para os estados da Região Sul que têm limitações na oferta.⁴³ O PDE 2021 não considera a utilização de gás não convencional na expansão da oferta nacional.

A demanda por gás natural no Brasil

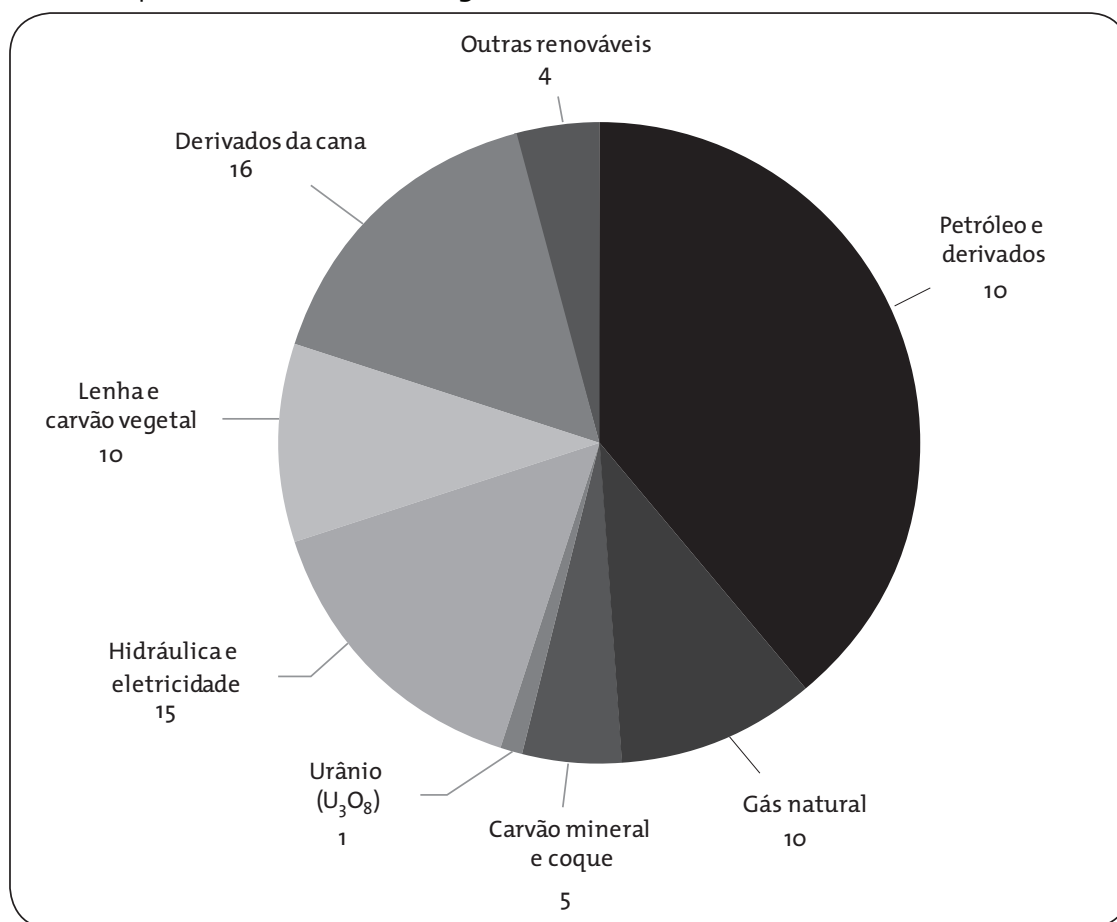
De acordo com o *Balanço Energético Nacional 2012* (ano-base 2011), o gás natural tem participação em torno de 10% da oferta interna de energia do Brasil (Gráfico 8). Em 2011, o consumo total de gás natural foi de 28,5 bilhões de m³, dos quais 10,5 bilhões de m³ referentes a gás importado, 24,1 milhões de m³ a gás nacional e 6,1 milhões de m³ a variações de estoque, perdas e ajustes.

O consumo total de gás natural cresceu à taxa média anual de 7,34% de 2002 a 2011. O forte crescimento da demanda foi influenciado, principalmente, pela competitividade do gás perante seus substitutos energéticos. Em 2011, 47% do gás natural foi utilizado na indústria,⁴⁴ 20% na geração de energia elétrica e 7% no consumo veicular.

⁴³ No PDE 2021, há indicação da necessidade de um estudo para verificação da viabilidade de utilização de plantas de GNL embarcadas ou unidades FSO de gás.

⁴⁴ Inclui o consumo energético e o não energético.

Gráfico 8 | Oferta interna de energia no Brasil, 2011 (em %)



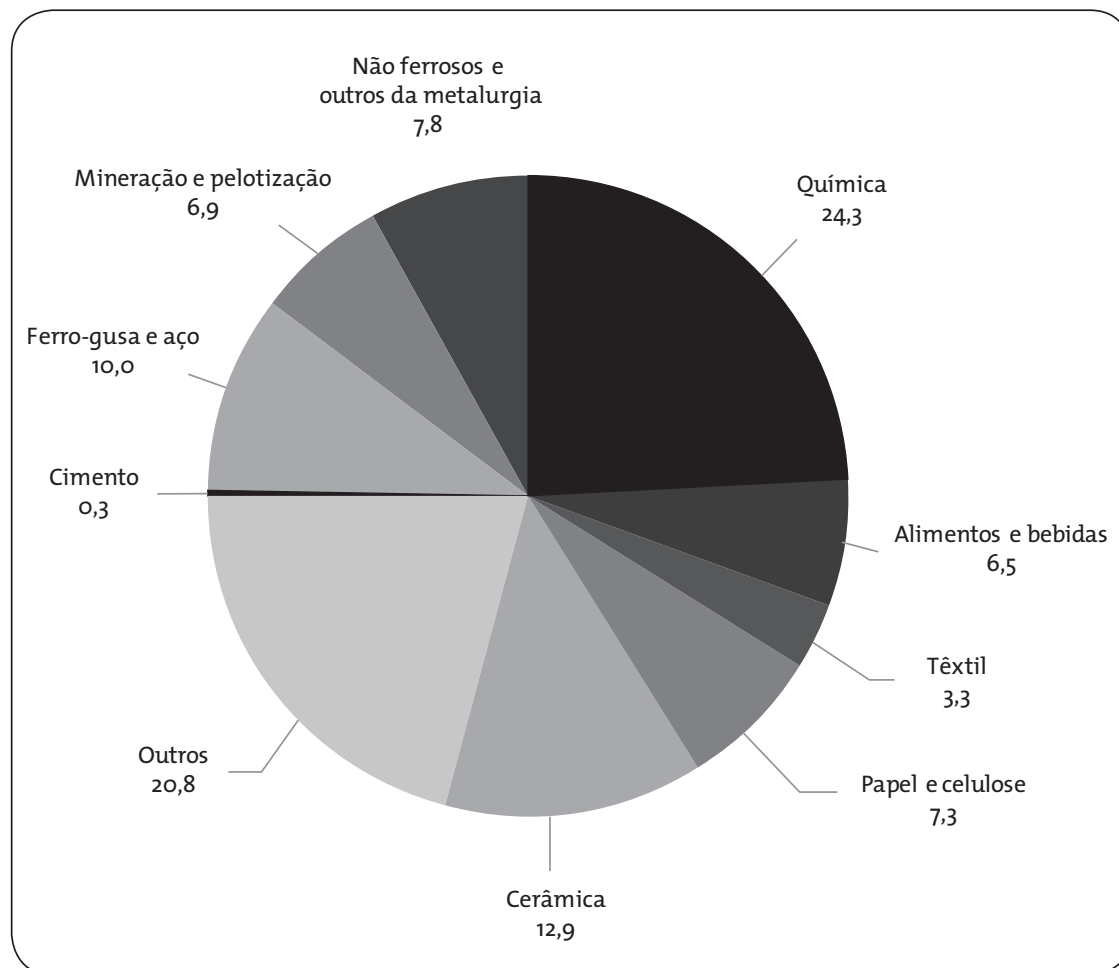
Fonte: EPE (2011).

Nesse mesmo ano, o setor industrial consumiu 13,38 bilhões de m³ de gás, apresentando um crescimento de 9,8% em relação a 2010. Destaquem-se os segmentos de química, siderurgia e cerâmica, que, como pode ser observado no Gráfico 9, têm participação significativa no consumo industrial de gás natural.

Ressalte-se que a demanda por gás do setor industrial tem como um de seus principais determinantes a taxa de crescimento econômico. Além disso, nos setores industriais em que o gás é utilizado como energético, seu consumo é bastante dependente da competitividade dos energéticos substitutos, especialmente do óleo combustível. Além desses fatores, em CNI (2010), apontam-se outros fatores relevantes, tais como: (i) a ampliação da infraestrutura de transporte e distribuição para disponibilizar o gás à indústria existente; (ii) o potencial técnico de substituição de gás na matriz energética industrial, que requer muitas vezes complexa substituição de equipamentos e depende da idade do parque industrial brasileiro e de seu ritmo de reno-

vação e; (iii) políticas industriais que promovam a implantação de polos industriais com forte consumo de gás de modo a viabilizar a implantação de infraestrutura de transporte e distribuição.

Gráfico 9 | Consumo industrial de gás natural por setor, 2011 (em %)



Fonte: EPE (2011).

O gás natural representa 11,3% da matriz energética industrial. Entre os outros energéticos utilizados pela indústria destacam-se o bagaço de cana (19%) e a eletricidade (20%), de acordo com EPE (2012a).

Conforme apontado em CNI (2010, p. 48):

o potencial técnico de substituição do gás natural [como fonte de energia] na indústria não é muito elevado no Brasil, devido a duas características específicas da matriz energética industrial brasileira: o grande uso da biomassa e o uso elevado da eletricidade, não só para processos que de fato requerem eletricidade (por exemplo motores elétricos), mas também para geração de calor.

Esta última característica é resultado da peculiaridade da matriz energética brasileira baseada em recursos hídricos, historicamente abundantes e baratos, o que limita as possibilidades de utilização do gás natural. Ainda que, em certos casos, faça sentido econômico o uso do gás natural, a substituição dos equipamentos é custosa. Portanto, a troca só faz sentido na introdução de novas plantas.

Com relação às demais fontes, ainda de acordo com CNI (2010), é muito pouco provável que o gás natural substitua a biomassa.⁴⁵ O bagaço de cana, por exemplo, tem custo baixo, por se tratar de subproduto da própria indústria. Os demais combustíveis e os produtos mais pesados do petróleo, por sua vez, dificilmente poderão ser substituídos. O carvão mineral utilizado na indústria é o carvão metalúrgico, insumo insubstituível na siderurgia. Os produtos derivados do petróleo mais pesados (sobretudo o coque) são, em geral, mais baratos e são utilizados por indústrias que não obtêm vantagem econômica ao adotar o uso de combustíveis mais limpos.

Por esses motivos, o potencial de substituição do gás concentra-se no GLP, no diesel e, em especial, no óleo combustível. Ainda que não houvesse as restrições já mencionadas e que todos esses combustíveis pudessem ser integralmente substituídos pelo gás natural, o consumo de gás resultante dessa substituição seria de 16 milhões de m³/dia, conforme CNI (2010). Dessa forma, esse mesmo estudo conclui que o potencial de substituição existente permanecerá pouco relevante, a menos que haja uma recuperação sustentável dos investimentos e da atividade econômica, e particularmente, se houver políticas de promoção à implantação de grandes polos industriais que viabilizem a construção e interiorização da malha de transporte e distribuição.

Além de seu uso como fonte de energia, o gás é utilizado como matéria-prima da indústria química em diversos processos. Em alguns deles, como na produção de ureia, amônia e metanol, não é possível empregar matérias-primas substitutas ao gás natural. Algumas das cadeias das quais o gás natural faz parte têm atributos diferenciados com relação à matriz industrial brasileira. O metanol, por exemplo, integra a cadeia florestal-madeira-móveis e a de biocombustíveis, priorizadas pela estratégia brasileira; e a amônia e a ureia são indispensáveis aos fertilizantes, que abastecem a agricultura brasileira e incrementam sua produtividade. Esses três produtos (amônia, meta-

⁴⁵ Incluindo bagaço de cana, lenha e carvão mineral.

nol e ureia) representam importações anuais de US\$ 1 bilhão, que poderiam ser substituídas por produção doméstica se a disponibilidade de matéria-prima sinalizasse a viabilidade dos investimentos [Abiquim (2012)]. Já os produtos da indústria química que têm matérias-primas alternativas ao gás natural, como as resinas termoplásticas (cujo principal insumo alternativo é a nafta), podem se valer, em um cenário de baixos preços, da possibilidade de utilizar gás natural para incrementar sua competitividade.⁴⁶

Com relação ao consumo de gás na geração de energia elétrica, deve-se ressaltar que a matriz elétrica brasileira é predominantemente baseada em recursos renováveis, com destaque para a fonte hidráulica. Para assegurar a estabilidade da oferta utiliza-se, de forma complementar, a geração por fontes renováveis ou não. Note-se que as fontes renováveis, como biomassa e eólica, não são tão estáveis quanto a geração por fontes não renováveis, como o gás natural, tendo em vista a sazonalidade a que estão sujeitas.

O gás natural corresponde a 4,4% da oferta interna de energia elétrica (Gráfico 10). Apesar do número relativamente baixo, o gás desempenha função essencial para a oferta, sendo o maior responsável por garantir a estabilidade do sistema em picos de demanda ou em períodos em que o regime hidrológico não é favorável, assumindo, assim, a função de *backup* do sistema.

O segmento termoelétrico é, tradicionalmente, o segundo maior consumidor de gás natural, ainda que apresente grande variação pelo fato de sua produção ser complementar à geração hídrica e, portanto, sazonal.

Hoje, o parque térmico a gás natural conta com capacidade de geração de 9.326 MW,⁴⁷ o que, segundo estimativas, gera uma demanda potencial de gás natural de 55 milhões de m³/dia, muito acima da demanda do segmento industrial. Destaque-se, todavia, que o despacho médio anual das térmicas a gás vem permanecendo historicamente abaixo dos 35%.⁴⁸ Em virtude do papel que as usinas termoelétricas desempenham para a manutenção da segurança do sistema elétrico brasileiro, toda a infraestrutura de produção, escoamento, processamento e transporte é dimensionada para atender aos picos de geração térmica. Da mesma maneira, os proje-

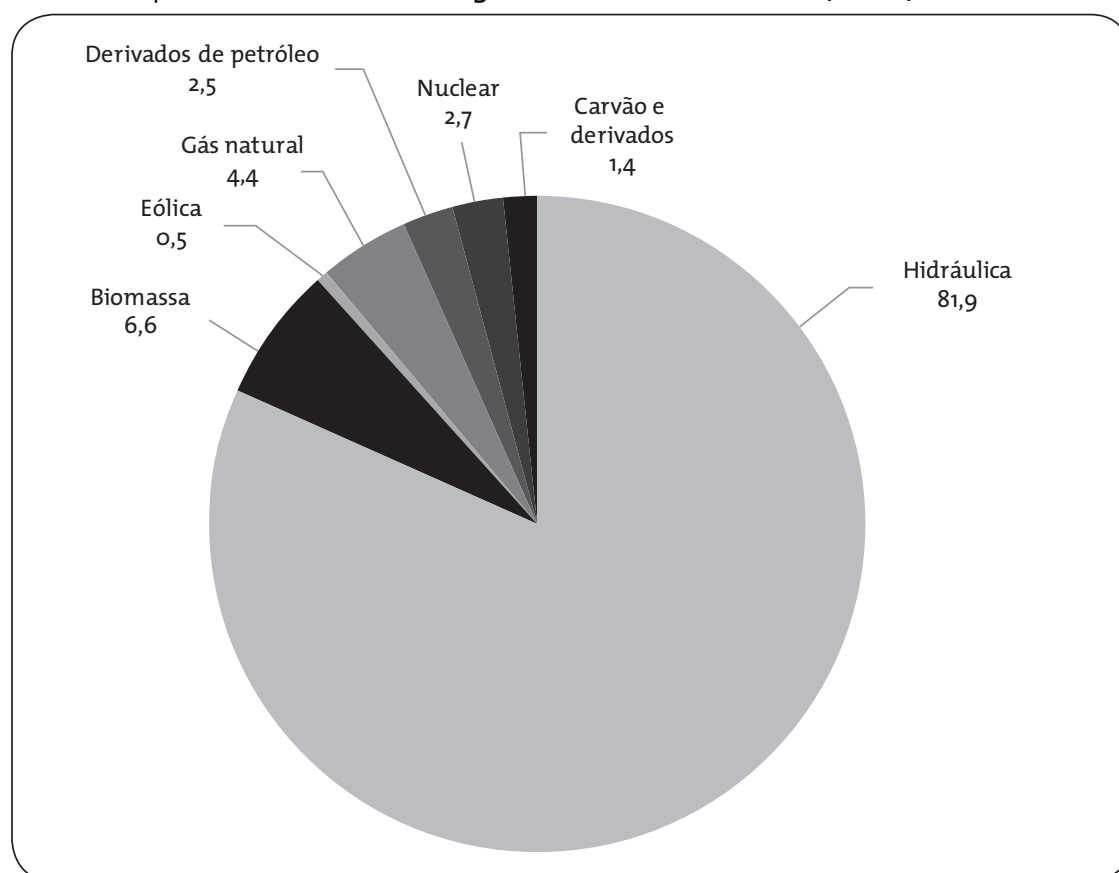
⁴⁶ Nos Estados Unidos, por exemplo, observa-se um aumento na participação relativa do gás natural como matéria-prima para o propileno, em detrimento da nafta. Segundo estudo privado do IHS, a participação do gás nessa indústria aumentou mais de dez pontos percentuais desde 2009, alcançando um valor superior a 50% ao fim de 2011.

⁴⁷ *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, n. 63, jun. 2012, MME.

⁴⁸ CNI (2010).

tos para a ampliação da oferta de GNL (construção do terminal de GNL na Bahia e ampliação da capacidade do terminal da Baía de Guanabara) também se destinam a propiciar maior flexibilidade de atendimento ao mercado termoeletrico local, e assim garantir o suprimento de gás natural para manutenção da segurança do sistema elétrico, e a otimizar a utilização do gás nacional produzido e importado por meio do Gasbol para atendimento ao mercado das distribuidoras, que têm contratos firmes e demandas mais estáveis.

Gráfico 10 | Oferta interna de energia elétrica no Brasil, 2011 (em %)



Fonte: EPE (2011).

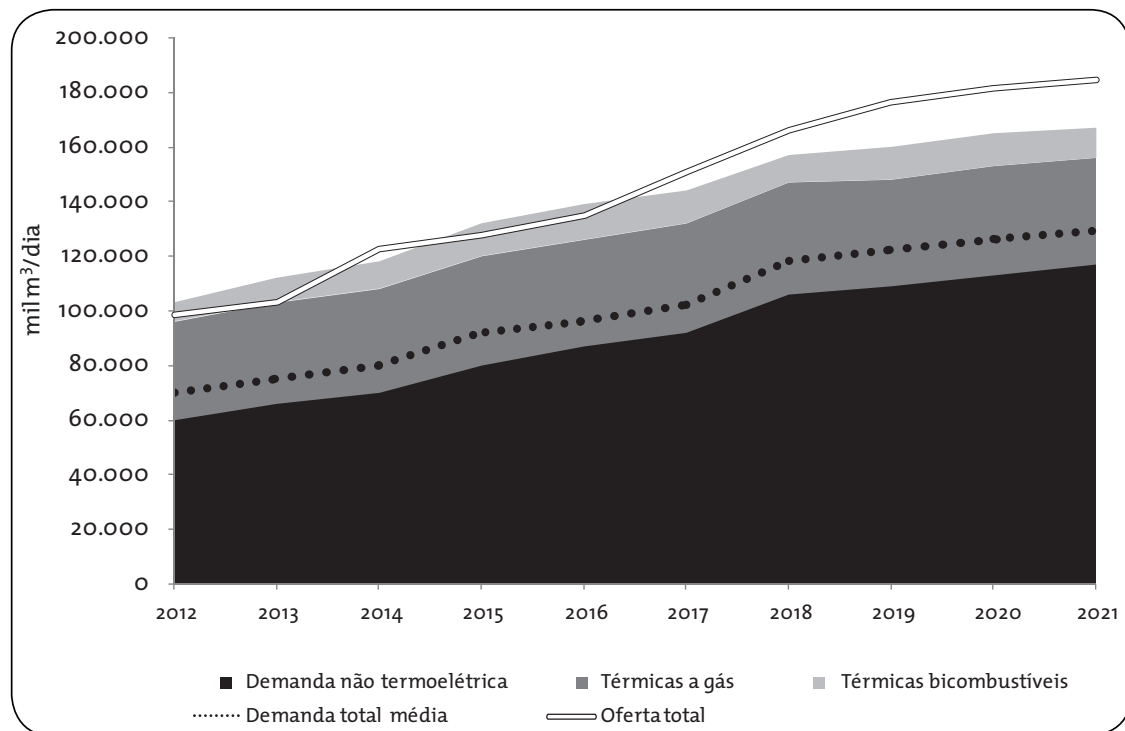
Balanço do gás natural no Brasil

Em seu Plano de Expansão de Energia, EPE (2012b) traçou o cruzamento entre oferta e demanda de gás natural previstas até 2021. O Gráfico 11 representa as projeções para a malha integrada, composta pelas regiões Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A Região Norte, por não estar interligada às demais, foi analisada em separado.

Quando cruzadas as projeções de oferta e demanda da malha integrada, verifica-se que há excesso de oferta total no mercado em 2014 e a partir de 2016. É importante esclarecer que esse cenário leva em conta o despacho máximo das termoeletricas, tanto as unidades a gás quanto as bicomcombustíveis. Nesse cenário, é necessário que as térmicas bicomcombustíveis operem com combustível alternativo, a não ser que haja antecipação de aumentos da produção e/ou da importação de GNL adicional para atender à demanda excedente.

Para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, o estudo projeta elevação da oferta em razão do aumento da produção nessas regiões, além de expansão na capacidade do terminal de GNL da Baía de Guanabara. Para a Região Nordeste, recentemente ligada às demais por meio do Gasene, projeta-se queda na oferta regional líquida, que poderá ser suprida por GNL ou pelo excedente de alguma das outras regiões. Essa queda ocorrerá por causa do declínio natural dos campos nordestinos, associado a um aumento da demanda no segmento não termoeletrico.

Gráfico 11 | Balanço de gás natural no Brasil – malha integrada



Fonte: EPE (2012b).

Portanto, independentemente da dinâmica das regiões, o estudo da EPE não vislumbra a existência de superávits estruturais de gás natural em suas projeções.

Observe-se, também, que o sistema de transporte, com exceção do trecho norte do Gasbol, entre Corumbá (MS) e Paulínia (SP), e do sistema isolado do estado do Amazonas, foi todo construído no leste do país. Haja vista que a produção do gás ocorre majoritariamente na plataforma continental e que os maiores mercados consumidores estão próximos da costa, o traçado do sistema de escoamento e transporte reflete essas características. Portanto, qualquer tentativa para interiorizar o uso do gás natural demandará pesados investimentos em infraestrutura.

A concentração das capacidades de escoamento e de transporte ocorre também com a capacidade de processamento de gás natural. Atualmente, a capacidade de processamento de gás natural no Brasil é de 96.696 mil m³/dia.⁵⁰ Com exceção dos estados da Bahia e do Amazonas, que produzem considerável quantidade de gás natural e demandam capacidade de processamento, a quase totalidade das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) está localizada nos estados do Espírito Santo, do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Hoje, tendo em vista as perspectivas de aumento de demanda de gás oriundo, principalmente, da demanda termoelétrica, das unidades de fertilizantes da Petrobras e das refinarias (seja das novas, como a RNEST e Comperj, ou resultantes do processo de modernização do parque atual), é indispensável a expansão da malha de transporte e da capacidade de processamento.⁵¹ No entanto, no PDE 2021 só se consideraram os projetos aprovados ou em implantação, isto é, aqueles projetos definidos no Plano de Aceleração do Crescimento, que representam, porém, ampliações marginais. Dessa forma, o novo ciclo de investimentos para a malha de transporte e para a capacidade de processamento só ocorrerá a partir da definição do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat) e das licitações que se seguirão, como será descrito a seguir.

Desde 2009, com a promulgação da Lei do Gás (Lei 11.909/09), a construção ou a ampliação de gasodutos de transporte, com algumas exceções, passaram a estar sujeitas ao regime de concessão e a ser objeto de planeja-

⁵⁰ *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012*, Tabela 2.30.

⁵¹ No 2º Ciclo de Investimentos da Petrobras (2006-2012), concluiu-se a implantação da malha integrada de transporte de gás. No 3º Ciclo de Investimentos (2012-2016), é prevista a construção de uma UPGN em Cabiúnas, de novas estações de compressão e de pontos de entregas.

mento centralizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).⁵² O objetivo central do MME com a mudança é tornar mais competitivo o mercado de transporte, levando à ampliação dos investimentos em infraestrutura.

O resultado do processo de planejamento será o Pemat, por meio do qual serão avaliadas a infraestrutura existente e a necessidade de expansão, com o propósito de atender aos mercados identificados. No Pemat estarão identificadas ainda todas as construções e ampliações previstas para um horizonte de dez anos, e com base nisso, define-se o processo de licitação.

Há algumas dificuldades para execução desse planejamento pelo lado da previsão da demanda (em função essencialmente das dificuldades relacionadas ao comportamento dos preços dos energéticos substitutos), mas principalmente pelo lado da disponibilidade da oferta. Tais dificuldades se relacionam às incertezas sobre o volume de gás natural do pré-sal e sobre as quantidades de gás que serão reinjetadas para a produção de óleo, à confirmação dos potenciais em bacias terrestres, tais como a Bacia do São Francisco (não convencional), a Bacia do Parnaíba (convencional e não convencional) e a Bacia do Paraná (não convencional), além de ao baixo conhecimento das reservas de recursos não convencionais.

Destaca-se que, no balanço de oferta e demanda de gás natural do PDE 2021, não há excedentes estruturais disponíveis e os investimentos em ampliação da infraestrutura de transporte são residuais até 2016.

Preços do gás natural no Brasil

O preço ao consumidor final resulta da soma dos custos de produção (ou preço da “molécula”), de transporte e de distribuição, adicionados aos impostos, conforme equação:

$$\text{Preço do gás natural} = \text{preço da “molécula”} + \text{tarifa de transporte} + \\ \text{margem do distribuidor} + \text{impostos}$$

Esse preço deve ser tal que remunere: os custos de exploração e de produção, o transportador pelo custo de transporte e o distribuidor pelos custos da distribuição e comercialização.

⁵² Além disso, essa lei estabeleceu como mecanismo de escolha do concessionário as chamadas públicas, cujos editais têm anexados a si os termos de compromisso assinados pelos carregadores.

Entre os custos relevantes de exploração e produção, estão as participações governamentais estabelecidas pela Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo). Essa lei prevê pagamento de bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção da área (chamado de aluguel), *royalties* e participações especiais (incidentes em campos de elevada produtividade).^{53, 54}

À exceção do GNL, o mercado brasileiro é abastecido pelo gás boliviano e nacional. Via de regra, as distribuidoras compram o gás nacional da Petrobras por meio de contratos firmes, firmes-flexíveis e leilões de venda de gás no curto prazo.

Os leilões de vendas semanais são, na verdade, contratos de curto prazo que servem para as distribuidoras ajustarem seus balanços de oferta e demanda de gás natural ao mesmo tempo em que reduzem seus custos de aquisição, já que substituem o gás mais caro dos contratos firmes. Pelo histórico dos últimos anos, é possível notar que esses contratos têm vigência trimestral e são renovados de acordo com o balanço de oferta e demanda esperado para o próximo trimestre.

Com relação aos contratos firmes, é necessário fazer a distinção entre o gás nacional e o gás boliviano. Este último atende às áreas de concessão do estado de São Paulo e os estados da Região Sul, principalmente; e o nacional, além de atender a parte da aérea de concessão da Comgas no estado de São Paulo, atende ao restante do Brasil. O Quadro 1 resume ambos os contratos.

Quadro 1 | Contratos firmes nacional e boliviano de gás

Modalidade dos contratos	Firme boliviano	Firme nacional
Preço	Insumo: reajuste pela variação trimestral de uma cesta de óleos + Transporte: reajuste anual pelo Consumer Price Index (americano) + Variação cambial	Parcela variável: reajuste trimestral pela variação de uma cesta de óleos + Parcela fixa: reajuste anual pelo IGP-M

Fonte: Elaboração própria.

⁵³ Além disso, essa lei estabelece compensação financeira a ser provida ao proprietário da terra, no valor de 1% da produção bruta.

⁵⁴ No caso americano, conforme discutido neste artigo, incidem sobre a produção as mesmas participações. A diferença, contudo, é que, nas terras privadas, essas participações são todas pagas ao proprietário da terra.

Expõe-se que os reajustes dos contratos de fornecimento são atrelados a uma cesta de óleos. Além disso, em ambos os casos (gás boliviano e nacional), ocorre reajuste pela inflação (americana e brasileira, respectivamente). Sobre o preço do gás boliviano incide, ainda, a variação cambial. Assim, o preço do gás natural no Brasil acompanha, mesmo que com certa defasagem, a evolução da cotação do petróleo.

Em estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), publicado em dezembro de 2011 [Firjan (2011)], é mostrada uma simulação da composição da tarifa de gás natural no Brasil. O preço da molécula representa cerca de 43% do preço total, enquanto a margem de transporte 16%, a margem de distribuição 20% e os impostos 21%.

Há uma perspectiva, em [EPE (2012b)], de que no longo prazo o mercado de gás se torne mais competitivo, com a divulgação do Pemat e das licitações dos novos gasodutos. No entanto, ainda que seja estabelecido livremente em um mercado *spot*, o preço do gás continuará, no longo prazo, atrelado ao preço dos derivados substitutos para a geração elétrica e para o setor industrial.

A Tabela 6, a título de ilustração, compara o preço do gás no Brasil e em outros países em dezembro de 2012.

Tabela 6 | Preços de gás no Brasil e no exterior

Brasil*	Contratos	Preço (US\$/milhões de BTU)
Nordeste	Gás nacional	12,6407
Sudeste	Gás nacional	12,4068
Centro-Oeste	Gás importado	11,7702
Sudeste	Gás importado	10,4592
Sul	Gás importado	10,4584
Alemanha	Gás russo na fronteira	11,23
Reino Unido	National Balance Point (NBP)	8,86
Estados Unidos	Henry Hub	3,42

Fonte: *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, n. 69, dez. 2012, MME.

* Preços Petrobras para distribuidora sem desconto (isento de tributos e encargos).

O Brasil e o gás não convencional: pontos para reflexão

O baixo preço do gás natural nos Estados Unidos, decorrente do aumento da oferta de *shale gas*, vem causando perspectivas positivas para o país.

A possibilidade de tornar-se independente energeticamente, de aumentar a competitividade de suas indústrias, de elevar o nível de empregos e, ainda, de reduzir a emissão de gases do efeito estufa vem trazendo uma euforia ao mercado americano e a outros países detentores de reservas de *shale gas*, como o Brasil.

Cumprir notar, entretanto, que os mercados americano e brasileiro são bastante distintos, abarcando peculiaridades que devem ser observadas para se avaliarem reais possibilidades e impactos da produção desse gás não convencional no Brasil.

O aumento da oferta de *shale gas* nos Estados Unidos esteve ancorado em significativo apoio governamental, mediante incentivos fiscais e parcerias para pesquisa e desenvolvimento tecnológico que possibilitaram grande avanço nas atividades de exploração e produção. Ademais, a oferta foi viabilizada por um forte mercado consumidor e por uma infraestrutura preexistente de transporte, processamento, armazenamento e distribuição bastante densa, abrangente e integrada. A localização das reservas de *shale gas*, distribuídas por boa parte do território americano, também reforça a facilitação do transporte e da distribuição ao mercado.

No Brasil, a localização das reservas de gás não convencional parece estar mais concentrada nos estados de Mato Grosso, Minas Gerais, Paraná e Bahia, onde, atualmente, a disponibilidade de gasodutos e a capacidade de processamento e de distribuição são nulas ou baixas, excluindo-se a região do recôncavo baiano. O mercado brasileiro ainda é pequeno quando comparado aos mercados dos países desenvolvidos da Europa e aos Estados Unidos, sobretudo por causa da menor demanda residencial (em função de características climáticas) e do papel das termoeletricas na oferta de eletricidade (apenas complementar à fonte hídrica).

O mercado de gás no Brasil abrange ainda outra peculiaridade, que é o fato de a Petrobras ser a supridora quase exclusiva de gás e detentora dos ativos de transporte. Para a Petrobras, há três objetivos principais definidos no Plano de Negócios 2012-2016 (PN 2012-2016) para Gás e Energia: maior flexibilidade da oferta de gás com a construção e ampliação de terminais de GNL; garantia da segurança energética por meio de usinas termoeletricas (UTE); e implantação das fábricas de fertilizantes, em razão da expansão da fronteira agrícola brasileira e do elevado déficit comercial do setor. Assim, considerando que a principal prioridade da Petrobras é a exploração e a pro-

dução de óleo, seria relevante o estímulo à diversificação das fontes de suprimento de gás, em especial *onshore* (convencional ou não convencional).⁵⁵

Nesse aspecto, faz-se necessário indicar alguns pontos importantes para o desenvolvimento da exploração do gás *onshore* e do desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil.

Com relação à carência de infraestrutura de transporte, para que se viabilize sua ampliação e, por conseguinte, a monetização das reservas, é preciso que se estruturam polos industriais demandantes de gás. Ou seja, é necessário que haja concentração da demanda em polos, preferencialmente distribuídos pelo país. Vale destacar que, com a nova Lei do Gás, haverá estímulo para que outros atores construam gasodutos de transporte e comercializem o gás.

O *boom* norte-americano, ocorrido na última década, foi resultado de um esforço contínuo de pesquisa iniciado nos anos 1970. Ainda que grande parte do processo de exploração e produção do gás não convencional ainda seja empírico, é preciso destacar a necessidade do desenvolvimento de tecnologias de exploração e produção no Brasil, em virtude das peculiaridades das bacias sedimentares do país e da baixa disponibilidade de estudos sísmicos.

Além dessas tecnologias, o fato de as formações não convencionais terem características geológicas distintas das convencionais sugere a necessidade de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em tecnologias para avaliação do potencial das bacias sedimentares mais promissoras em gás *onshore*, bem como o comportamento da produção nesses locais.⁵⁶ As avaliações disponíveis atualmente são escassas e carecem de precisão. Esse movimento deve ser o primeiro passo para definirem-se os blocos não convencionais a serem licitados.

Outro fator importante é a disponibilidade de sondas de perfuração e unidades de fraturamento hidráulico de grande porte para gás não convencional. Hoje, os esforços estão voltados para a estruturação da cadeia *offshore*. Portanto, faz-se necessário avaliar suas possíveis sinergias com a cadeia dos recursos não convencionais. Também é relevante discutir a definição de cláusulas de conteúdo local adequadas ao estágio da atividade

⁵⁵ Em relação a isso, a Petrobras comunicou fato relevante, em 11.1.2013, informando a criação do programa *onshore* de gás natural voltado para exploração, produção e monetização de gás natural, convencional e não convencional, das bacias sedimentares terrestres, para seu aproveitamento em geração termoelétrica e produção de fertilizantes nitrogenados para atendimento do agronegócio brasileiro.

⁵⁶ Mesmo nos Estados Unidos, onde essas tecnologias se encontram mais desenvolvidas, grande parte dos estudos aponta a necessidade de grandes investimentos em P&D nessa área [MIT (2011)].

no Brasil, visando tanto à viabilidade da produção quanto à consolidação de uma cadeia de fornecedores no Brasil.

É preciso que se avalie, outrossim, a pertinência de se organizarem leilões específicos para campos de gás não convencional, em função de suas características peculiares.⁵⁷ Como já foi discutido, requisitos de conteúdo local, que constam do edital de licitação, podem ser diferentes, para esses campos, dos estabelecidos para os campos convencionais. Além disso, por terem taxa de declínio mais acentuada e início de produção mais rápido, os campos não convencionais podem requerer também prazos de concessão mais curtos. Ademais, considerando-se a acelerada taxa de declínio da produção, há a necessidade de que sejam realizados leilões regulares que permitam a manutenção da produção de gás não convencional.

No que tange às questões ambientais, é preciso que os órgãos competentes estejam plenamente capacitados para receber as demandas referentes às operações de gás não convencional. Em razão das diferenças de escala para as operações convencionais e dos possíveis impactos da atividade de fraturamento hidráulico, uma regulação específica pode ser requerida nesse âmbito.

Por fim, a perspectiva da produção de consideráveis volumes de gás não convencional no Brasil se apresenta como uma oportunidade para a indústria brasileira. A entrada de novos *players* e o aumento da oferta de gás nacional, não convencional ou convencional, assim como a ampliação e o acesso à infraestrutura de transporte, conforme regulado pela Lei do Gás, são condições importantes para que se possa viabilizar uma redução do preço do gás natural no mercado nacional e, dessa maneira, contribuir para a recuperação da competitividade dos setores que utilizam gás como matéria-prima, caso da indústria química e dos setores energo-intensivos.

Referências

ABIQUIM – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA. *Elementos para adoção de uma política voltada para o aproveitamento do gás natural como matéria-prima e para o desenvolvimento dos segmentos industriais vinculados à sua cadeia*. Nota técnica. São Paulo, 9 abr. 2012. Enviado por correio eletrônico.

⁵⁷ O ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, anunciou, em 10 de janeiro de 2013, que o governo planeja realizar, até o mês de dezembro, uma rodada de licitações de blocos exploratórios de gás não convencional.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=59757>>. Acesso em: 3 out. 2012.

BAKER INSTITUTE. Shale Gas and U.S. National Security. *Baker Institute Policy Report*, n. 49. Houston, Texas, out. 2011.

BLOOMBERG. *Chesapeake's 1% Tax Rate Shows Cost of Drilling Subsidy*. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2012-07-02/chesapeake-s-1-tax-rate-shows-cost-of-drilling-subsidy.html>>. Londres, 2012. Acesso em: 19 dez. 2012.

CAMPBELL, P. *Plundering private property rights: Resource-rich landowners face a daunting future*. Disponível em: <<http://appvoices.org/2012/06/11/plundering-private-property-rights/>>. Acesso em: 1º nov. 2012.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. *A indústria e o Brasil – gás natural uma proposta de política para o Brasil*. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.cni.org.br/portal/data/pages/FF808081314EB36201314F83631F68B2.htm>>. Acesso em: 27 out. 2012.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Washington DC: US Department of Energy, 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2012.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Contexto Mundial e Preço do Petróleo: uma visão de longo prazo*. Rio de Janeiro, 2008.

_____. *Balanço Energético Nacional 2012: Ano-Base 2011*. Brasília, MME/EPE, 2012a.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021)*. Brasília, MME/EPE, 2012b.

GWPF – THE GLOBAL WARMING POLICY FOUNDATION. *The Shale Gas Shock*. London: GWPF, 2011. Disponível em: <<http://www.thegwpcf.org/wp-content/uploads/2012/09/Ridley-ShaleShock.pdf>>. Acesso em: 25 mai. 2012.

ESTADOS UNIDOS. Department Of Energy (DOE). *Shale Gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges*. Washington DC: US Department of Energy, mar. 2011. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2012.

FIORI, J. L.; MEDEIROS, C.; SERRANO, F. *O Mito do Colapso do Poder Americano*. Rio de Janeiro: Record, 2008.

FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro: Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil? Rio de Janeiro: Firjan, dez. 2011.

HUGHES, D. *Will Natural Gas Fuel America in the 21st Century?* Califórnia: Post Carbon Institute, mai. 2011. Disponível em: <<http://www.postcarbon.org/reports/PCI-report-nat-gas-future.pdf>>. Acesso em: 26 set. 2012.

HUNT, G. *Shale growth in other nations: how realistic is it?* The Energy Collective, 2012. Disponível em: <<http://theenergycollective.com/gary-l-hunt/105071/shale-growth-other-nations-how-realistic-it>>. Acesso em: 1º nov. 2012.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, 2012. Disponível em: <<http://www.thegwpcf.org/wp-content/uploads/2012/09/Ridley-ShaleShock.pdf>>. Acesso em: 29 mai. 2012.

IGU – INTERNATIONAL GAS UNION. *Wholesale Gas Price Formation: A Global Review of Drivers and Regional Trends*, 2011. Disponível em: <<http://www.igu.org/igu-publications/IGU%20Gas%20Price%20Report%20June%202011.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2012.

IHS. *The Economic Contribution of the Onshore Independent Oil and Natural Gas Producers to the U.S. Economy*, 2011. Disponível em: <<http://www.ipaa.org/wp-content/uploads/downloads/2012/03/IHSFinalReport.pdf>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

IPAA – INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA. *Economic Reports*, 2012. Disponível em: <<http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/economic-reports/>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

KPMG GLOBAL ENERGY INSTITUTE. *Shale Gas: A Global Perspective*. Canadá, dez. 2011. Disponível em: <<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/shale-gas-global-perspective.pdf>>. Acesso em: 25 mai. 2012.

MAUGERI, L. *OIL: The Next Revolution. The Unprecedented Upsurge of Oil Production Capacity and What It Means for the World*. Harvard Kennedy School. Boston, MA, 2012. Disponível em: <<http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Oil-%20The%20Next%20Revolution.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2012.

MIT – MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study*. Boston, 2011. Disponível em: <http://mitei.mit.edu/system/files/NaturalGas_Report.pdf>. Acesso em: 20 set. 2012.

NPC – NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. *Prudent Development: Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources*. Executive Summary, 2011, 68p. Disponível em: <<http://www.npc.org/NARD-ExecSummVol.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2012.

NRC – NATIONAL RESEARCH COUNCIL. *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. Washington (DC), 2012. Disponível em: <http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=13355>. Acesso em: 26 out. 2012.

PARBONI, R. *The Dollar and its rivals*. Londres: NLB and Verso Editions, 1981.

RADOW, E. *Homeowners and gas drilling leases: boon or bust? New York: New York State Bar Association*, 2011. Disponível em: <<http://www.nysba.org/AM/Template.cfm?Section=home&template=/CM/ContentDisplay.cfm&ContentID=44613>>. Acesso em: 1º nov. 2012.

RAE – ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. *Shale Gas Extraction in UK: a Review of Hydraulic Fracturing*. Londres, 2012. Disponível em: <http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf>. Acesso em: 26 out. 2012.

RUTLEDGE, I. Profitability and supply price in the US domestic oil industry: implications for the political economy of oil in the twenty-first century. 2003. *Cambridge Journal of Economics*, n. 27(1), p. 1-23.

_____. *Addicted to oil: America's relentless drive for energy security*. Londres: I.B. Tauris, 2006.

SERRANO, F. Relações de Poder e Política Macroeconômica Americana: de Bretton Woods ao Padrão Dólar Flexível. In: FIORI, J. (Org.). *O Poder Americano*. Petrópolis: Ed. Vozes, 2004.

THE NEW YORK TIMES. *After the Boom In Natural Gas*. *The New York Times journal*, New York edition, New York, 21 out. 2012. Page BU1. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/2012/10/21/business/energy-environment/in-a-natural-gas-glut-big-winners-and-losers.html>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

TREMBATH, A. *et al. Where the Shale Gas Revolution Came From: Government's Role in the Development of Hydraulic Fracturing in Shale*. Breakthrough Institute Energy & Climate Program, 2012. Disponível em: <http://thebreakthrough.org/blog/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From.pdf>. Acesso em: 18 out. 2012.

WSJ – WALL STREET JOURNAL. The shale gas secret: why has drilling boomed in America, while it struggles in Europe? *The Wall Street Journal*, US Edition, 14 jul. 2012, p. A12.

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. *Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's New*. Londres, 2012. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/documents/shalegasupdatejan2012.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2012.

WILLIAMS, C. *US gas bonanza from fracking slow to spread globally*. *Los Angeles Times*, Los Angeles, 24 out. 2012. Disponível em: <http://latimesblogs.latimes.com/world_now/2012/10/us-boon-from-shale-gas-fracking-holds-little-global-promise.html>. Acesso em: 1º nov. 2012.

YERGIN, D. *The Quest: Energy, Security and the Remaking of the Modern World*. New York: Penguin Press, 2011.

ZALAN, P. V. *O Potencial Petrolífero Brasileiro Além do Pré-Sal*. Portal Geofísica Brasil, set. 2012. Disponível em: <<http://www.geofisicabrasil.com/artigos/41-opiniao/4274-o-potencial-petrolifero-brasileiro-alem-do-pre-sal.html>>. Acesso em: 10 out. 2012.

ZIEGENFUSS, K.; CHAPMAN, D. *Leasing of natural gas drilling rights on public and private land in New York*. Cornell University. Ithaca, New York, 2003. Disponível em: <http://dyson.cornell.edu/outreach/extensionpdf/2003/Cornell_AEM_eb0315.pdf>. Acesso em: 1º nov. 2012.