

CADERNOS

 **FGV ENERGIA**

NOVEMBRO 2014 | ANO 1 | Nº 2 | ISSN 2358-5277

GÁS NATURAL





DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Felipe Castor Cordeiro de Sousa

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Rodrigo Bomfim de Andrade

Coordenação de Relação Institucional

Luiz Roberto Bezerra

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Comunicação e Marketing

Simone C. Lecques de Magalhães

Estagiária

Natália Montenegro Siqueira Coelho

CADERNOS



NOVEMBRO 2014 | ANO 1 | Nº 2 | ISSN 2358-5277

GÁS NATURAL

DIREÇÃO

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ELABORAÇÃO

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Ieda Gomes

Lavinia Hollanda

Coordenação

Lavinia Hollanda

Coordenação Técnica

Ieda Gomes

PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação

Simone C. Lecques de Magalhães

Projeto Gráfico e diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Revisão Ortográfica

Gabriela Costa

FGV

Primeiro Presidente Fundador	Luiz Simões Lopes
Presidente	Carlos Ivan Simonsen Leal
Vice-Presidentes	Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcante de Albuquerque

CONSELHO DIRETOR

Presidente	Carlos Ivan Simonsen Leal
Vice-Presidentes	Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque
Vogais	Armando Klabin, Carlos Alberto Pires de Carvalho e Albuquerque, Ernane Galvêas, José Luiz Miranda, Lindolpho de Carvalho Dias, Marcílio Marques Moreira e Roberto Paulo Cezar de Andrade
Suplentes	Antonio Monteiro de Castro Filho, Cristiano Buarque Franco Neto, Eduardo Baptista Vianna, Gilberto Duarte Prado, Jacob Palis Júnior, José Ermírio de Moraes Neto e Marcelo José Basílio de Souza Marinho.

CONSELHO CURADOR

Presidente	Carlos Alberto Lenz César Protásio
Vice-Presidente	João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos e Cia)
Vogais	Alexandre Koch Torres de Assis, Angélica Moreira da Silva (Federação Brasileira de Bancos), Ary Oswaldo Mattos Filho (EDESP/FGV), Carlos Alberto Lenz Cesar Protásio, Carlos Moacyr Gomes de Almeida, Eduardo M. Krieger, Fernando Pinheiro e Fernando Bomfiglio (Souza Cruz S/A), Heitor Chagas de Oliveira, Jaques Wagner (Estado da Bahia), João Alfredo Dias Lins (Klabin Irmãos & Cia), Leonardo André Paixão (IRB – Brasil Resseguros S.A.), Luiz Chor (Chozil Engenharia Ltda.), Marcelo Serfaty, Marcio João de Andrade Fortes, Orlando dos Santos Marques (Publicis Brasil Comunicação Ltda.), Pedro Henrique Mariani Bittencourt (Banco BBM S.A.), Raul Calfat (Votorantim Participações S.A.), Ronaldo Mendonça Vilela (Sindicato das Empresas de Seguros Privados, de Capitalização e de Resseguros no Estado do Rio de Janeiro e do Espírito Santo), Sandoval Carneiro Junior (DITV – Depto. Instituto de Tecnologia Vale) e Tarso Genro (Estado do Rio Grande do Sul).
Suplentes	Aldo Floris, José Carlos Schmidt Murta Ribeiro, Luiz Ildelfonso Simões Lopes (Brookfield Brasil Ltda.), Luiz Roberto Nascimento Silva, Manoel Fernando Thompson Motta Filho, Roberto Castello Branco (Vale S.A.), Nilson Teixeira (Banco de Investimentos Crédit Suisse S.A.), Olavo Monteiro de Carvalho (Monteiro Aranha Participações S.A.), Patrick de Larragoiti Lucas (Sul América Companhia Nacional de Seguros), Rui Barreto (Café Solúvel Brasília S.A.), Sérgio Lins Andrade (Andrade Gutierrez S.A.) e Victório Carlos de Marchi (AMBEV).

Sede Praia de Botafogo, 190, Rio de Janeiro – RJ – CEP 22250-900 ou Caixa Postal 62.591
CEP 22257-970 – Tel: (21) 3799-5498 – www.fgv.br

Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

Índice

Apresentação	5
Agradecimentos	7
Por que falar de Gás Natural?	8
Princípios do Gás Natural	12
Cadeia de Valor do Gás Natural	14
Panorama do mercado de Gás Natural	21
Brasil e mundo	
Como o Brasil está se posicionando	26
diante da atual conjuntura internacional?	
Panorama regulatório no Brasil	34

Parte 2

38	Os desafios da indústria de Gás Natural no Brasil
42	Planejamento
43	Planejamento energético integrado
44	Governança no planejamento integrado
45	Planejamento a partir de vantagens comparativas regionais
47	Sinalização de demanda âncora para o Gás Natural
48	Ampliação da oferta
49	Baixa previsibilidade da oferta <i>offshore</i>
51	Incertezas relativas ao potencial <i>onshore</i>
52	Volatilidade e nível de preços internacionais de GNL
55	Continuidade de oferta da Bolívia
57	Demanda e mercados consumidores de Gás Natural
58	Preços relativos entre o GN e seus substitutos
60	Nível de preços de GN no Brasil
61	Desenvolvimento de mercados no médio prazo
63	Ações de curto prazo e outras questões não menos importantes
63	Viabilização da troca operacional (<i>swap</i> operacional)
65	Harmonização regulatória entre regulador estadual e federal
66	Livre acesso à infraestrutura
67	Estrutura de mercado
70	Próximas etapas
75	Glossário
76	Referências

Parte 1

Perspectivas para 2020

Apresentação

Movida pela visão de inserção da Fundação Getúlio Vargas nos principais debates do setor energético, no começo de 2014 foi criada a **FGV Energia**, que inicia sua imersão no setor de Gás Natural com a elaboração deste Caderno. Diante do notável potencial de impacto do gás em diversos setores e na geopolítica tanto mundial quanto regional, percebemos as questões do Gás Natural como prioritárias na nossa agenda de discussão.

Com este Caderno, posicionamos a primeira peça para uma construção sólida e bem fundada de políticas para o setor no Brasil. Procuramos consolidar as bases, repassando alguns princípios da indústria de Gás Natural e mapeando as características que essa indústria assume no país. Diante de um setor com alto grau de complexidade, entendemos que o diálogo aberto e imparcial com todos os agentes seria uma forma justa de garantir coerência de objetivos, após haver identificado onde estamos, onde queremos ir e aonde podemos chegar. Desse modo, o objetivo primário do trabalho foi levantar os grandes temas que afligem o setor de Gás Natural no Brasil e oferecer alternativas e cenários para discussão e solução das questões fundamentais.

Nesse sentido, agradecemos a todos que contribuíram com essa empreitada, com especial destaque para Ieda Gomes, que nos ajudou a viabilizar este projeto. Esperamos dar continuidade a este trabalho, contando mais uma vez com a participação dos formadores de opinião do setor para começarmos a fomentar a geração de políticas de desenvolvimento mais claras para o Gás Natural no Brasil. Com esse sentimento de inauguração de uma nova trajetória, que poderá trazer frutos promissores para o país, desejo a todos uma boa leitura e reflexões sobre o tema.

Cordialmente,

Carlos Otávio de Vasconcellos Quintela

Diretor da FGV Energia

Agradecimentos

Esse Caderno somente foi possível graças à colaboração de diversos profissionais que acompanham e atuam no setor de Gás Natural. Em nome da **FGV Energia**, agradecemos pela generosidade de todos que aceitaram compartilhar seu conhecimento e experiência profissional, acumulados durante muitos anos de trabalho e dedicação ao setor, disponibilizando seu tempo para conversas e entrevistas. Agradecemos também àqueles que, mesmo sem serem especialistas no setor, disponibilizaram seus conhecimentos econômicos e jurídicos para nossa pesquisa. Nossos sinceros agradecimentos a Aduino Pereira, Adriano Pires, Antônio Muller, Armando Guedes Coelho, Ashley Brown, Augusto Salomon, Bernardo Sicsú, Carlos Augusto Pereira, Carlos Eugênio da Costa, Cynthia Silveira, Fernando Matsumoto, Giovani Machado, Helder Queiroz Pinto Junior, Hugo Repsold, Ivan Simões, José Alcides Santoro Martins, José Cesário Cecchi, Leonardo Calabro, Luciana Nunes, Luciano Veloso, Luis Henrique Guimarães, Marcelo Menicucci, Marco Antônio Martins de Almeida, Maria D'Assunção, Mario Menel, Matheus Bodnar, Melissa Mathias, Paulo Pedrosa, Pedro Camarota, Renato Bertani, Ricardo Lamassa, Ricardo Pinto, Symone Araújo, Wagner Freire, Winston Fritsch, e outros profissionais que contribuíram para esse projeto.

Nosso agradecimento especial à valiosa contribuição de nossa estimada colaboradora e pesquisadora associada Ieda Gomes, a quem devemos não apenas pela orientação desse trabalho, mas também por sua construção e desenvolvimento. Eventuais erros e omissões, no entanto, são de nossa inteira responsabilidade.

Por fim, mas não menos importante, agradecemos às diversas contribuições de todos aqueles que trabalham diariamente conosco na **FGV Energia**. A partir das inúmeras discussões e conversas do dia a dia, repletas de questionamentos e divergências, pudemos enriquecer nosso trabalho e desenvolver uma visão mais ampla e multidisciplinar sobre o setor.

Camilo Poppe

Pesquisador **FGV Energia**

Lavinia Hollanda

Coordenadora de Pesquisa **FGV Energia**



Por que falar de Gás Natural?

“O Brasil precisa falar mais sobre Gás Natural. E, sobretudo, agir mais decisivamente.”

Sucessivos planos governamentais foram iniciados a partir da segunda metade da década de 80, quando se assinaram contratos para compra de Gás Natural da bacia de Campos para São Paulo. O Plano Nacional do Gás Natural (PLANGAS) do Ministério de Minas e Energia, lançado em 1987, não teve resultados conclusivos. Foi seguido de um segundo plano, iniciado em 1992, com o objetivo de ampliar a participação do Gás Natural de 2% para 12%, até o final da década de 90.

Em 2006, a Petrobras lançou um outro PLANGAS, o Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural, contemplando projetos em exploração e produção, processamento e transporte de Gás Natural, com o objetivo de aumentar a oferta de Gás Natural para 55 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia) até o final de 2010.

Nenhum desses planos conseguiu cumprir seus objetivos.

Existe uma grande convergência de opiniões sobre a importância da participação do Gás Natural na matriz energética brasileira, devido às suas características como combustível limpo e flexível, e sobre a necessidade de incentivar seu uso, visando melhorar a qualidade ambiental em regiões metropolitanas e garantir a competitividade da indústria brasileira. Mais recentemente, tem-se falado muito no Gás Natural na geração de eletricidade, devido ao seu papel fundamental em garantir o suprimento de energia no país, em um momento em que os reservatórios hidrelétricos das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste se encontram em nível crítico. No entanto, não existe convergência de opiniões sobre o melhor perfil de utilização do gás nesse segmento, com algumas correntes defendendo a geração na base, outras entendendo que a geração a Gás Natural deveria ser apenas em complementação das hidroelétricas.

Até 2011, o Gás Natural era consumido preponderantemente no setor industrial, que consumia cerca de 66% do gás ofertado ao mercado. Em 2013-2014, a situação se inverteu, com o setor elétrico respondendo por 47% do consumo, gerando a necessidade de importar Gás Natural Liquefeito (GNL), a preços 50% superiores aos preços do gás nacional e do gás importado da Bolívia. O GNL é importado em contratos *spot* e de curto prazo, porque as usinas termelétricas não são despachadas na base e os preços dos leilões de eletricidade não reconhecem a necessidade de remunerar plenamente os custos fixos do suprimento de gás quando as usinas não são despachadas. Caso e quando os reservatórios se recuperem, a situação poderá se inverter novamente, com usinas termelétricas operando unicamente na ponta. Há ainda que se considerar a necessidade de garantir o pagamento de capacidade para termelétricas a gás, pois os leilões de eletricidade têm privilegiado energias intermitentes, como a eólica, o que torna necessário construir *back-up* térmico adicional, já que não se permite a construção de usinas hidroelétricas com reservatórios.

O perfil cada vez mais hidrotérmico da matriz energética brasileira requer um planejamento integrado do setor de gás e do setor elétrico. Caso não sejam dados sinais econômicos para construção de termelétricas a gás, a alternativa será construir usinas a carvão e óleo combustível, mais poluentes e menos eficientes.

A mesma falta de visibilidade de longo prazo tem afetado os investimentos para uso de Gás Natural em Veículos (GNV), que teve diversas fases de altos e baixos desde o início dos anos 90. Empresas distribuidoras de gás e de combustíveis fizeram enormes investimentos em infraestrutura de redes e postos automotivos; o número de veículos chegou a 1,7 milhão, com milhares de postos espalhados pelo país. A nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia, em 2006, gerou insegurança quanto ao suprimento de gás ao Brasil e, em consequência, a desaceleração das conversões de veículos para Gás Natural. Mais recentemente, o congelamento dos preços da gasolina vem obstaculizando a decisão econômica do consumidor em converter seu veículo para Gás Natural, a despeito de o Brasil importar quantidades crescentes de gasolina.

No setor industrial, paira a preocupação sobre a perda crescente de competitividade da indústria brasileira por falta de energia a preços competitivos e, particularmente, diante dos Estados Unidos, que passam a atrair investimentos de grandes grupos industriais devido à disponibilidade de Gás Natural abundante e barato.

Assim como vem ocorrendo com os derivados de petróleo, o Brasil vem aumentando sua dependência de Gás Natural importado. Em agosto de 2014, a oferta de gás importado atingiu em média 52 MMm³/dia, cerca de 53% do volume ofertado ao mercado, o que dificulta a decisão dos agentes do setor quanto a investimentos de longo prazo pela falta de visibilidade quanto à oferta. A suspensão das rodadas de exploração de petróleo e gás por cinco anos, além de interromper investimentos das empresas de petróleo, deverá impactar a disponibilidade de gás nacional no médio e longo prazos. Pairam ainda dúvidas sobre a capacidade da Bolívia em manter os volumes atualmente supridos ao Brasil, cerca de 30 MMm³/dia, quando o contrato de suprimento expirar em 2019, já que aquele país tem compromissos em abastecer a Argentina e o mercado local, e não tem logrado atrair investimentos substanciais em exploração e desenvolvimento.

Enquanto o Brasil decidiu interromper, em 2008, a prática consagrada de rodadas anuais de E&P, que vinham ocorrendo ininterruptamente desde 1999 – as quais, diga-se de passagem, geraram os investimentos para o desenvolvimento e produção atual do pré-sal –, os Estados Unidos incentivaram a produção independente de gás de folhelho (*shale gas*), passando de importador a exportador de Gás Natural, no curto período de 10 anos.

Em face dessa miríade de questões e desafios, o Brasil precisa falar mais sobre o Gás Natural. E, sobretudo, agir mais decisivamente.

Além das questões econômicas, as questões de saúde pública também se impõem. Segundo estudo recentemente publicado pela Universidade de São Paulo, a poluição atmosférica deverá causar a morte de até 256 mil pessoas e a internação de 1 milhão de pessoas nos próximos 16 anos, no Estado de São Paulo. O estudo calcula um gasto público estimado em mais de R\$ 1,5 bilhão relativo aos impactos na saúde da população nesse período. É de se prever que situações semelhantes se repitam em outras regiões metropolitanas brasileiras. O uso de Gás Natural, em substituição a combustíveis líquidos e sólidos, poderia contribuir para atenuar esse quadro, sobretudo se utilizado no setor de transportes e na indústria.

Os agentes do setor – produtores, distribuidores e consumidores – precisam de sinais econômicos de longo prazo quanto à oferta e preços de gás para tomarem decisões de investimento para os próximos 10-20 anos. Os investimentos em infraestrutura de Gás Natural são intensivos em capital, com longo prazo de maturação. Falta visibilidade quanto à oferta de Gás Natural, tanto importado como nacional. E falta visibilidade quanto à demanda, em função das incertezas quanto à matriz de preços e do papel do gás na geração de eletricidade.

A **FGV Energia** tomou a iniciativa de liderar o debate, visando obter propostas e alternativas construtivas para um setor de gás sustentável no Brasil. Através do questionamento crítico da sua equipe de pesquisadores e de entrevistas, realizadas ao longo de seis meses com especialistas e líderes do setor, a **FGV Energia** elaborou um quadro abrangente sobre os principais temas que vêm impactando o desenvolvimento do setor e as principais preocupações dos agentes investidores.

Existe uma quase unanimidade e convergência, entre todos os agentes ouvidos, sobre a necessidade de um planejamento integrado e participativo para o setor, e a urgência em se elaborar uma agenda prática e construtiva.

O lançamento do Caderno de Gás Natural é uma primeira etapa desse trabalho de reflexão, a qual será seguida pelo aprofundamento dos grandes temas em sessões de trabalho específicas durante o ano de 2015. Essa iniciativa da **FGV Energia** decerto contribuirá para elucidar a questão sobre por que se deve falar, e agir, sobre o Gás Natural.

Ieda Gomes

PARTE

1





Princípios do Gás Natural



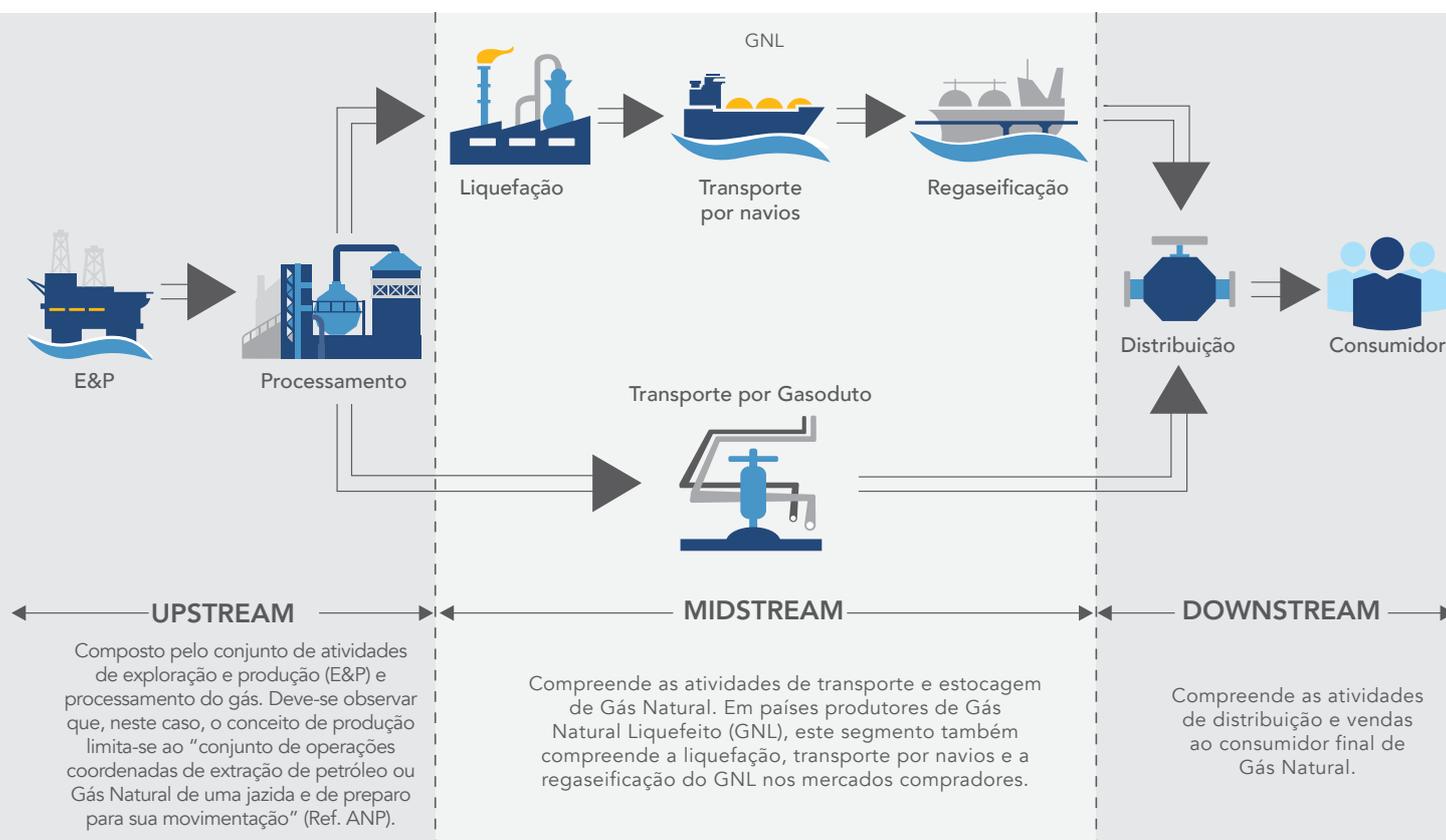
Cadeia de Valor do Gás Natural

O Gás Natural é o combustível fóssil mais limpo e eficiente. É produzido tanto em associação com o petróleo (gás associado) como de forma independente (gás não-associado). Comparado ao petróleo, o consumo comercial de Gás Natural é um fenômeno ainda recente. Apenas a partir da década de 40-50, impulsionado principalmente pelos avanços nas tecnologias de condicionamento e transporte, o Gás Natural começou a ser progressivamente incorporado à matriz energética dos países. Devido às suas propriedades físico-químicas e à contínua evolução tecnológica, o Gás Natural pode ser utilizado em diversos setores da atividade econômica: na produção de eletricidade, em processos industriais, no comércio, residências e no setor de transportes. Mas, de onde vem e como é produzido o gás que consumimos?

Conceitualmente, a cadeia de valor do Gás Natural segue uma estrutura semelhante à da cadeia do petróleo, e é igualmente dividida em três segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*.

▶ FIGURA 1

Cadeia de Valor do Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

▶ **Upstream**

A exploração é o processo de pesquisa de acumulação de hidrocarbonetos, tanto em bacias terrestres (*onshore*) como em bacias marítimas (*offshore*). Produção é o processo de extração, recuperação e processamento do Gás Natural em escala comercial. Em 2013, no Brasil, foram produzidos em média 77,2 MMm³/dia de Gás Natural, dos quais 56,6 MMm³/dia em mar e 20,6 MMm³/dia em terra¹. Em agosto de 2014, a produção total atingiu 90,9 MMm³/dia, dos quais 23,5 MMm³/dia em terra e 67,4 MMm³/dia em mar.

A fase de exploração é tipicamente caracterizada por alto grau de risco, principalmente ligado à incerteza da descoberta de uma jazida em áreas com conhecimento geológico ainda limitado e, portanto, com elevados investimentos e custos operacionais.

As etapas de mapeamento e processamento geológico e geofísico (G&G), que antecedem a perfuração de poços de exploração, contribuem para reduzir o risco e aumentar a taxa de sucesso nas buscas por novas jazidas.

1. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (Janeiro e Setembro 2014).

No entanto, o dimensionamento real do reservatório e sua análise de comercialidade só ocorrem mediante uma custosa campanha de perfuração, completação e avaliação de poços nas zonas de interesse definidas pelo grupo de G&G das empresas. O gerenciamento desse risco exploratório e dos custos operacionais da campanha até a conclusão da etapa de avaliação constitui o principal desafio enfrentado pelo segmento *upstream*.

A maior parcela do investimento global em E&P está associada à etapa de desenvolvimento e produção². A execução desta etapa fica, no entanto, condicionada à declaração de comercialidade³ das jazidas exploradas.

O desenvolvimento de novas tecnologias permitiu a extração de gás em reservatórios “não-convencionais”, tais como em folhelhos, jazidas de carvão e reservatórios de baixa permeabilidade, e também nas “áreas de fronteiras tecnológicas”, tais como águas ultraprofundas e regiões árticas. As jazidas de gás não-convencional se tornaram comercialmente produtoras na primeira década de 2000, e chegaram a representar, em 2012, 39% da produção total de gás dos EUA, graças ao uso de tecnologias como o fraturamento hidráulico e a perfuração direcional intensiva⁴.

► FIGURA 2

Fluxo de caixa de um projeto E&P



Fonte: Elaboração própria a partir da referência [1]

2. Considera-se aqui o fluxo de caixa de um projeto economicamente viável.
3. A comercialidade de um campo é avaliada durante a execução do Plano de Avaliação de Descobertas (PAD), quando o operador do bloco exploratório avalia conjuntamente as características do reservatório encontrado, seu valor de produção potencial e os custos de operação e extração na região. Chega-se então a um Relatório Final de Avaliação de descobertas (RFAD) que agrega todo o arcabouço técnico que justifica a declaração de comercialidade ou eventual devolução do bloco exploratório.
4. Relatório US Energy Information Administration, “North America leads the world in production of shale gas”, EIA (23/10/2013): <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13491>.

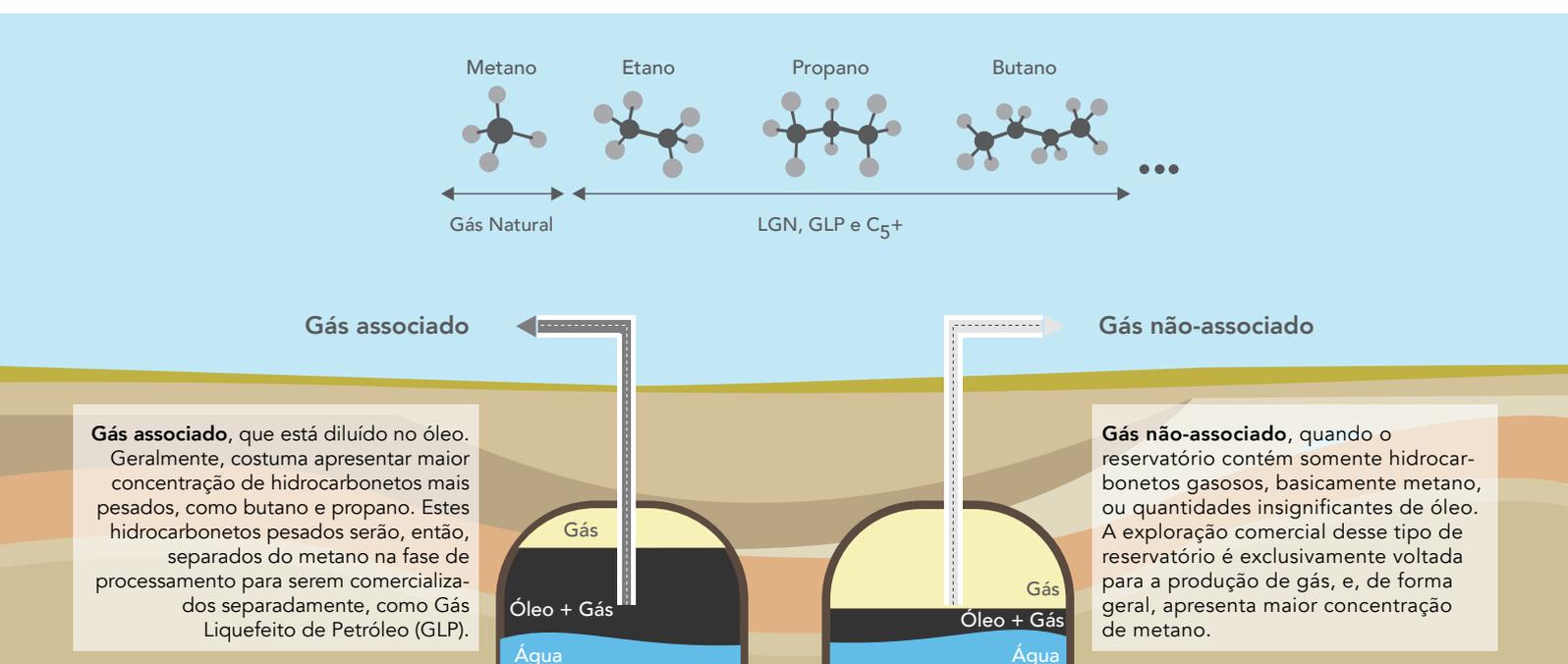
Assim como o gás não-convencional está modificando o cenário de produção de gás nos EUA, as tecnologias que viabilizaram as atividades em águas profundas vêm abrindo novas frentes para a produção de gás no pré-sal brasileiro. Em 2010, o pré-sal contribuía com somente 2,0 MMm³/dia para a produção de Gás Natural do Brasil. Já em maio de 2014, essa produção atingiu os 16,1 MMm³/dia, representando 19% da produção nacional de Gás Natural⁵, mas sua participação na oferta de gás ainda é modesta, devido às dificuldades e custos logísticos.

Uma vez produzido, o gás precisa ser processado⁶, transportado e distribuído para os consumidores finais. Na fase de processamento, o Gás Natural é condicionado para atender às especificações do sistema de transporte. Esse processamento é realizado nas chamadas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). Nelas, o gás passará por um processo de “secagem”, que consiste em separar o metano de outros elementos presentes no gás bruto (LGN, GLP, água etc.). Além da “secagem”, o tratamento nas UPGNs serve para remover impurezas e contaminantes (tais como enxofre, dióxido de carbono e metais pesados) e também para adequar o gás à regulamentação dos mercados consumidores quanto às suas propriedades físico-químicas.

Cabe neste momento fazer alguns esclarecimentos quanto à diferença entre o Gás Natural bruto, recém-extraído do reservatório, e o Gás Natural pronto para consumo.

► FIGURA 3

Como o gás natural pode ser encontrado na natureza



Fonte: Elaboração própria

5. Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural nº 27, MME (maio 2014).

6. No caso do gás produzido *offshore*, ele precisa ainda ser escoado da plataforma de produção através de gasodutos de escoamento, antes de chegar a uma UPGN no continente.

Entende-se por Gás Natural comercializável, aquele composto preponderantemente por metano, com especificação de suas demais propriedades estabelecidas pela ANP, em sua Portaria nº41, de 15 de abril de 1998. Já a composição do Gás Natural bruto varia de um reservatório a outro, e pode ser classificado em dois grupos principais: Gás associado e Gás não-associado. Em 2013, no Brasil, cerca de 67% da produção de gás era de tipo associado, e somente 33% era extraído de reservas de gás não-associado⁷.

► Midstream

A escolha da forma de movimentação do gás entre a jazida produtora e o mercado consumidor é uma questão estratégica para a indústria do Gás Natural. Historicamente, as dificuldades no transporte do gás eram tão significativas que terminavam por direcionar grande parte da produção de gás para a queima, quando se tratava de gás associado, ou de abandono do campo, quando se fazia uma descoberta de gás não-associado. Hoje, no entanto, existem formas de transporte que atendem a diversos cenários de oferta e demanda.

O Gás Natural Liquefeito (GNL), por exemplo, pode ser transportado por longas distâncias e está geralmente associado ao transporte marítimo por navios metaneiros. No entanto, o custo de liquefação do Gás Natural é elevado: estima-se cerca de US\$ 1200-1400/tonelada⁸ para projetos construídos no período 2011-2015, o que pode tornar o produto menos competitivo em alguns mercados.

Outra modalidade usada para o transporte de Gás Natural é o gasoduto em alta pressão⁹. No entanto, assim como os oleodutos que transportam óleo bruto e outros derivados, os gasodutos que transportam o Gás Natural exigem um elevado investimento para sua instalação. Além disso, seu dimensionamento e traçado devem levar em conta o atendimento simultâneo ao escoamento ininterrupto da produção e à demanda do mercado consumidor.

Essa necessidade de interação com o segmento *upstream* e *downstream*, associada ao elevado investimento inicial para sua instalação, faz da viabilização da rede dutoviária um verdadeiro desafio para a indústria de gás. No entanto, uma vez efetuada a instalação de uma rede mínima, os dutos permitem que seu operador obtenha forte economia de escala ao conseguir escoar grandes volumes de gás a um custo operacional relativamente baixo, ao mesmo tempo em que a necessidade de investimentos em novas instalações vai se tornando cada vez menor com a expansão da rede.

Uma alternativa viável em alguns casos é usar o gás para a geração elétrica próxima às zonas produtoras de Gás Natural e transportar a energia sob a

7. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (janeiro 2014)

8. Songhurst, Brian, LNG Plant Cost Escalation, The Oxford Institute for Energy Studies (Fevereiro 2014)

9. Usualmente entre 60 e 100 bar (http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Natural%20Gás%20Unlocking%20the%20Low%20Carbon%20Future.pdf).

forma de eletricidade (“*gas to wire*”). Esta é uma solução que tem se mostrado especialmente eficiente em casos intermediários de volumes produzidos e distância percorrida até o mercado consumidor.

No Brasil, a rede dutoviária tem extensão relativamente reduzida quando comparada com outros países de área semelhante, contando com apenas 9.244 km de dutos, concentrados principalmente na região SE/CO¹⁰. Para fins de comparação, os Estados Unidos contam com cerca de 550.000 km de gasodutos, que cobrem praticamente todo o território americano, enquanto que a Argentina conta com 15.437 km, quase o dobro do Brasil. A incipiente infraestrutura de transporte é um dos fatores que dificultam o desenvolvimento do setor de Gás Natural no Brasil.

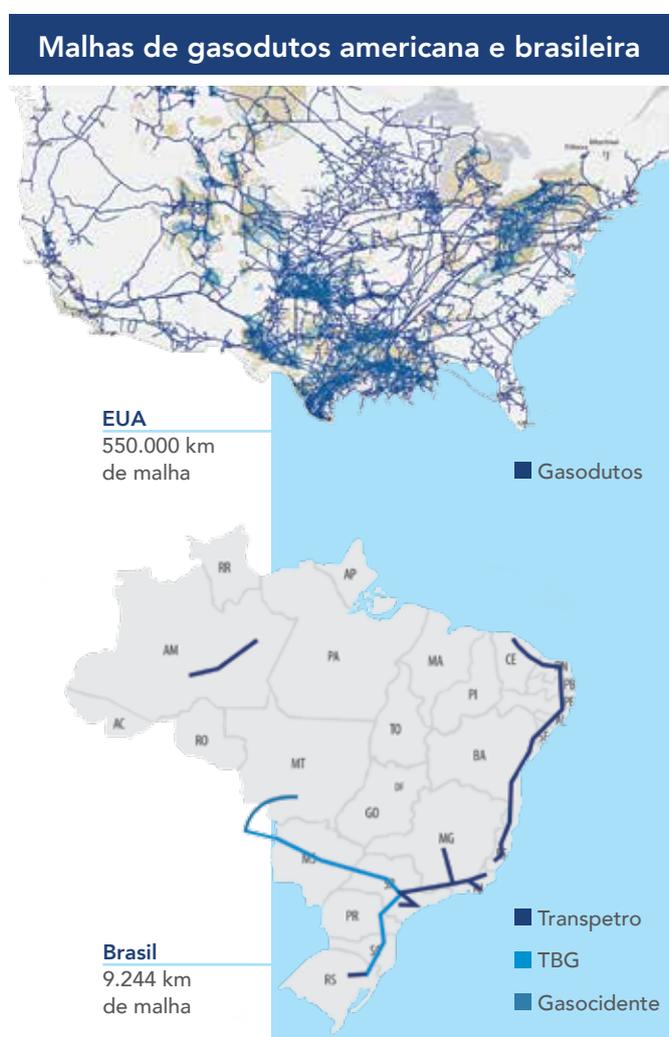
► FIGURA 4

► Downstream

Após a etapa de transporte, inicia-se o processo de distribuição, a partir do recebimento do gás nos chamados *citygates*, que são instalações de redução e controle de pressão, medição e odorização do Gás Natural.

A partir dos *citygates*, o Gás Natural é direcionado através de tubulações aos diversos segmentos do mercado: industrial, comercial, residencial e geração de eletricidade. O Gás Natural pode também ser utilizado em veículos, após sua compressão a 200-250 bar, em postos automotivos, e armazenado em cilindros de alta pressão. O Gás Natural comprimido a pressões superiores a 200 bar (GNC) pode ser ainda transportado em caminhões com feixes de cilindro em alta pressão para entrega a consumidores localizados em regiões afastadas das redes de distribuição.

Em países que dispõem de terminais convencionais de regaseificação de GNL também é possível instalar estações de carregamento de caminhões metaneiros “*truck LNG*”. O GNL é, então, transportado



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA e da GasNet

10. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (janeiro/2014)

por rodovia para regiões que não possuem infraestrutura de transporte e distribuição de Gás Natural, sendo depois regaseificado nas instalações dos usuários finais.

O distribuidor é o agente responsável pela operação das redes de distribuição de gás e entrega do gás ao consumidor final. As redes de distribuição de Gás Natural apresentam características de monopólio natural, sendo, de modo geral, reguladas. No Brasil, a regulação da distribuição cabe à esfera estadual¹¹ e o serviço de distribuição de Gás Natural é operado por empresas – estatais e privadas – em regime de concessão geográfica exclusiva.

Dessa forma, mapeamos a cadeia de valor do Gás Natural, desde sua produção até a distribuição e entrega ao consumidor final. Nas próximas seções, levantaremos algumas características dessa indústria no Brasil, seu modo de atuação, principais agentes e estrutura regulatória, para depois aprofundarmos nossa análise sobre os grandes temas que afligem o setor de gás brasileiro hoje.

11. Até o citygate, a regulação é federal no Brasil.



Panorama do mercado de Gás Natural – Brasil e mundo

Nas próximas décadas, as projeções para o mercado mundial de Gás Natural são bastante positivas. Até o horizonte de 2040, o consumo de gás deve aumentar modestamente nos países membros da OECD, e de forma ainda mais acelerada em países não membros da OECD, particularmente na China e no Oriente Médio. O consumo da China deve crescer de 297 MMm³/dia, em 2010, para 1350 MMm³/dia, em 2040, com grande parte desse crescimento ocorrendo entre 2010-2020¹². Nesse mesmo horizonte, a participação do gás na matriz energética mundial apresenta trajetória ascendente, contrária à tendência de outras fontes fósseis, como óleo e carvão [Gráfico 2].

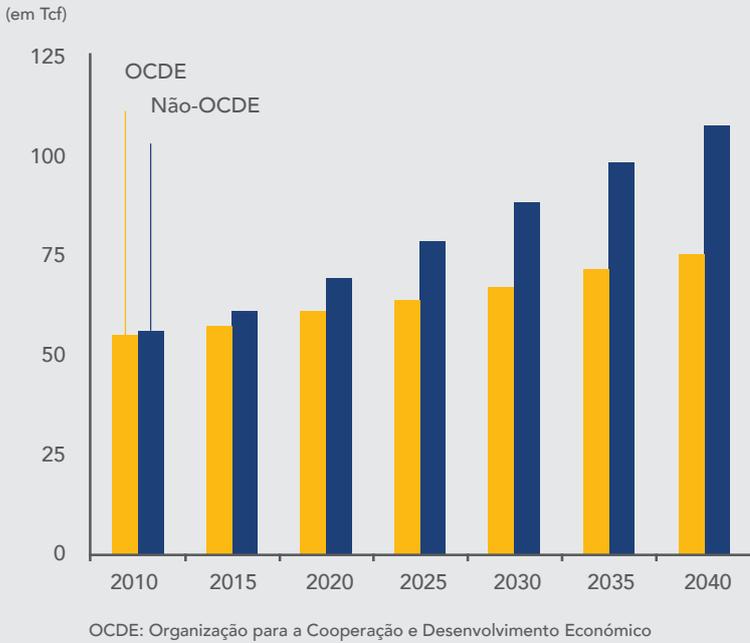
O horizonte geopolítico do gás sofreu importantes transformações nos últimos anos e ainda está se desenhando. Com a revolução do gás não-convencional nos EUA, a expectativa é de aumento contínuo em sua produção, com previsão de exportação de GNL a partir de 2016¹³. Na Europa, a recente tensão política entre Rússia e Ucrânia trouxe mais uma vez à tona questões ligadas à segurança

12. International Energy Outlook, EIA (2013)

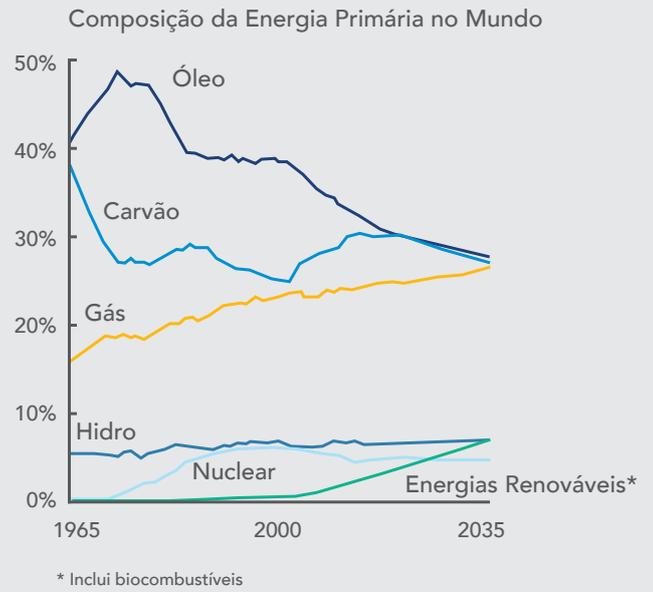
13. EIA Annual Energy Outlook, EIA (2014)

▶ GRÁFICO 2

Consumo Mundial de Gás Natural



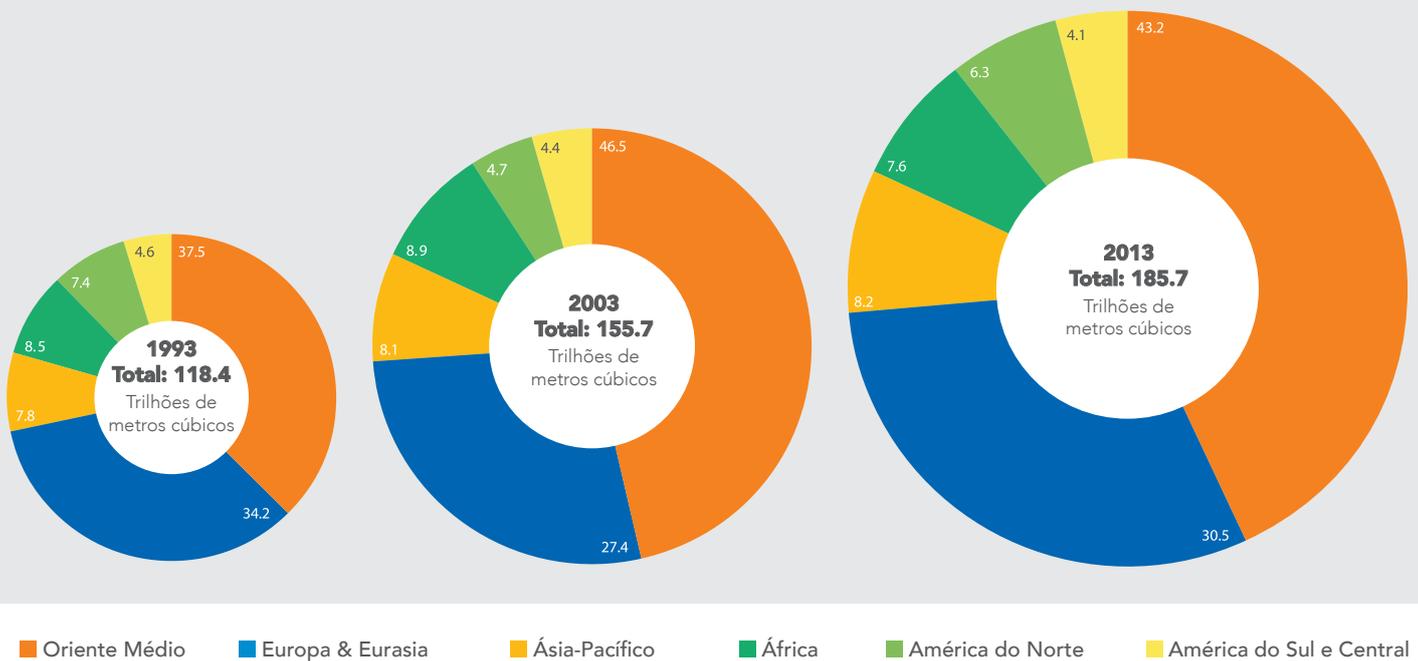
Fonte: EIA



Fonte: BP Outlook 2035

▶ GRÁFICO 3

Distribuição de reservas provadas em 1993, 2003 e 2013



Fonte: Adaptado do BP Statistical review 2014

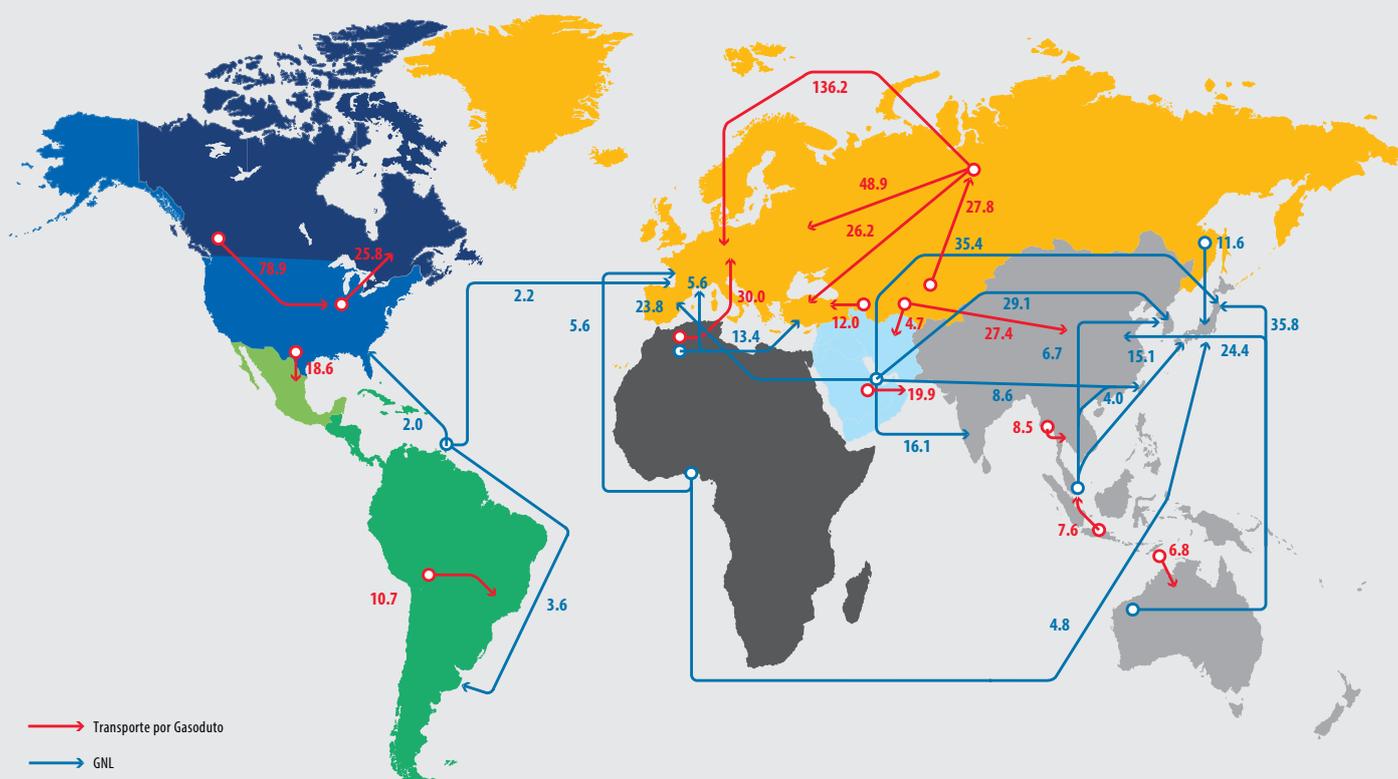
de suprimento e à importância do gás russo para os países europeus. No caso da China, estima-se que o país detenha grande parte do potencial mundial em bacias não-convencionais, particularmente de gás de folhelho, com recursos tecnicamente recuperáveis de 31,6 Trilhões de m³ (Tm³)¹⁴. No entanto, com uma indústria de gás ainda pouco desenvolvida, há dúvidas sobre sua capacidade de explorar esse potencial nos próximos anos. Na América Latina, Bolívia e Argentina têm reservas de gás da ordem de 0,314 Tm³ cada, mas o baixo investimento atual em exploração sinaliza um panorama de baixa produção de gás no curto prazo.

Outros países como Canadá, México, Austrália, Índia, Turcomenistão e Moçambique estão buscando desenvolver seus potenciais e definir qual será sua participação na geopolítica mundial do gás. De todo modo, os próximos 20-30 anos mostram uma perspectiva de aumento na oferta mundial de Gás Natural, em um cenário em que a China e os Estados Unidos terão um papel chave como produtor e também como consumidor.

► FIGURA 5

Principais fluxos comerciais de GN em 2013

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



- Estados Unidos
- Canadá
- México
- Am. Central e do Sul
- Europa & Eurásia
- Oriente Médio
- Africa
- Ásia-Pacífico

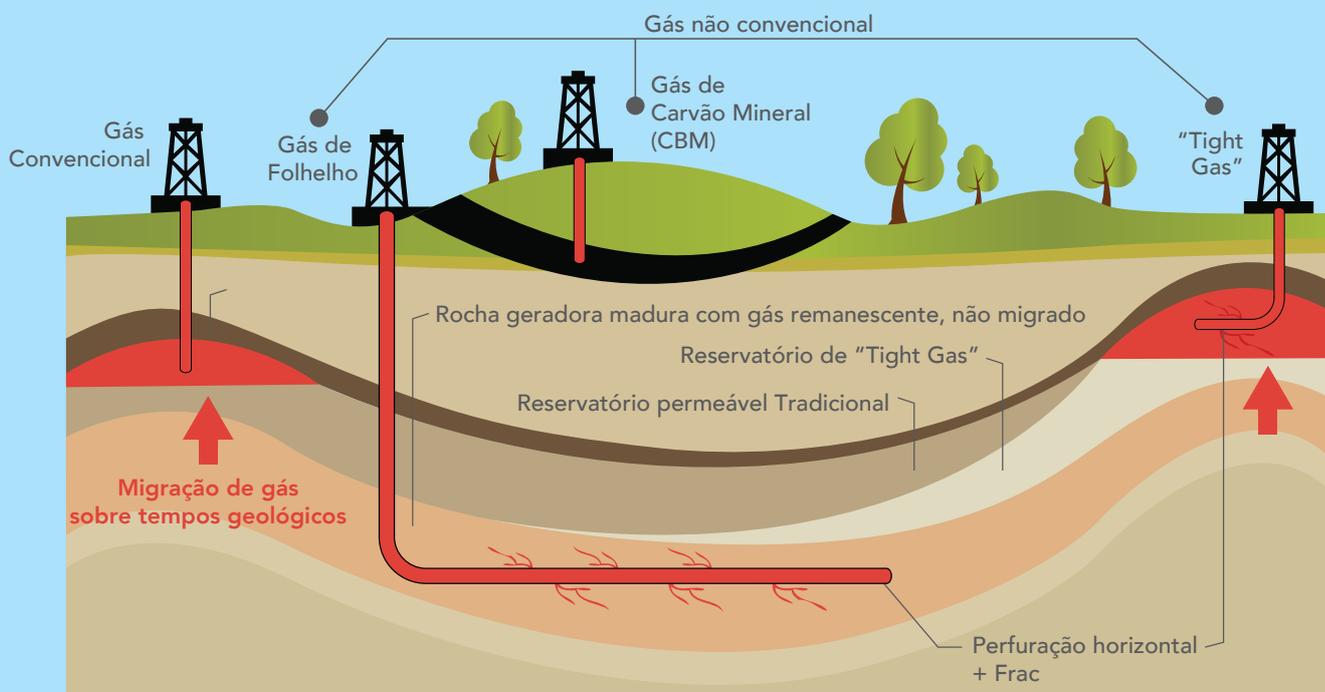
Fonte: BP Statistical review (Junho 2014)

14. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, EIA (2013).

A revolução do Gás de Folhelho nos EUA

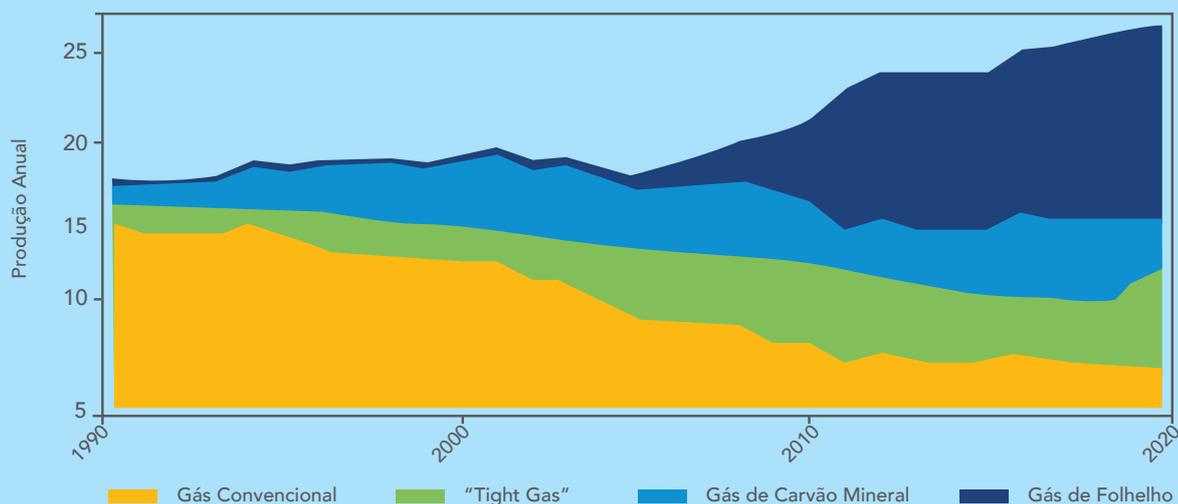
A REVOLUÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO (*shale gas*) nos EUA ganhou, nos últimos anos, as manchetes dos maiores jornais e revistas do mundo. Extraído pela primeira vez, em 1821, mas economicamente inviável até a primeira década do século XXI, o aumento da produção do gás de folhelho abriu novos horizontes para uma indústria de E&P em declínio no país norte-americano. Diante da depleção dos reservatórios convencionais, sem novas descobertas significativas de gás, gerando queda da produção e preços elevados, o desenvolvimento do gás de folhelho permitiu a recomposição da produção e rapidamente tornou-se a nova fronteira de expansão da indústria *upstream* americana.

Após mais de 150 anos sendo considerada uma produção marginal, advinda geralmente de fraturas naturais em reservatórios não-convencionais, os incentivos à pesquisa e produção nesse tipo de reservatórios, por mais de duas décadas, geraram desenvolvimentos tecnológicos que viabilizaram os primeiros poços comerciais, na formação de Barnett (ao norte do Texas), em 1998/99. O primeiro fator de sucesso foi a implementação em escala comercial do fraturamento hidráulico, seguido do desenvolvimento e ampliação do uso da perfuração direcional, a partir dos anos 2000.



Fonte: Adaptação do site Total

Produção de Gás Natural nos EUA



Fonte: EIA 2013

O crescimento da produção de *shale gas* gerou repercussões notáveis no cenário econômico dos EUA, bem como em escala global. A abundância de Gás Natural no mercado americano assegurou um horizonte de amplo abastecimento e preços baixos, em um país onde já existe infraestrutura, capacidade logística, condições econômicas e tributárias favoráveis ao negócio, bem como mão de obra qualificada. Conseqüentemente, as indústrias química, de refino, alumínio, aço, vidro, cimento e alimentícias, mais dependentes de energia, voltaram a se tornar competitivas no país, atraindo investimentos do mundo inteiro. Como resultado, a nova cadeia do *shale gas* gerou, em 2012, mais de 2,1 milhões de empregos, contribuindo com cerca de US\$ 284 bilhões para o PIB do país e US\$ 74 bilhões em *royalties* e impostos. Até 2025, espera-se ainda gerar 3,9 milhões de empregos, passando a contribuir com US\$ 533 bilhões no PIB do país, e gerando uma arrecadação de US\$ 1,6 trilhões em *royalties* e impostos.¹⁵

Apesar do impacto positivo na economia, há ainda muita polêmica em relação aos possíveis impactos ambientais da atividade de fraturamento hidráulico. Ainda que nenhum estudo tenha comprovado a existência de causalidade entre as operações de fraturamento e as diversas acusações presentes nos litígios milionários que vêm surgindo, desde o ano 2000, a questão ecológica ainda persiste. Adicionalmente, as operações massivas de fraturamento requerem grandes volumes de água, o que pode representar importante restrição à indústria diante da necessidade de preservação de recursos hídricos de certas regiões.

O *tradeoff* entre a questão ambiental e os potenciais benefícios econômicos procedentes do gás de folhelho faz com que, ainda hoje, países e regiões se dividam entre os que proíbem e aqueles que buscam promover a indústria de E&P em reservatórios não-convencionais.

15. Fonte: America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy, IMS (2013)

Outro grande fator transformador no campo geopolítico refere-se ao papel crescente do Gás Natural Liquefeito (GNL), que representou cerca de 31,4% das transações de gás no final de 2013. Atualmente, existem 17 países exportadores e 29 países importadores, com a produção concentrada no Qatar, Malásia, Austrália¹⁶ e Indonésia. Além de seu papel na segurança e diversificação de suprimento, a indústria do GNL tem inovado em soluções comerciais e tecnológicas, tais como: sistemas de liquefação e regaseificação flutuantes, uso de GNL em transporte terrestre e marítimo e sistemas em escala reduzida para atendimento a mercados remotos e de pequeno porte (“Small LNG”).

Como o Brasil está se posicionando diante da atual conjuntura internacional?

A indústria do gás no Brasil data do século XIX e, já no início do século XX, cerca de 10 cidades brasileiras possuíam redes de gás canalizado. No entanto, com o advento da eletricidade, a distribuição de gás canalizado deixou de se desenvolver e ficou restrita ao Rio e a São Paulo até o início das atividades petrolíferas no Nordeste, no final dos anos 50.

A produção de Gás Natural no Brasil desenvolveu-se a reboque do setor de petróleo, inicialmente a partir de gás associado no Nordeste. Com as descobertas de petróleo na bacia de Campos, principalmente na década de 80, o setor beneficiou-se do crescimento das atividades petrolíferas *offshore*. Atualmente, grande parte do gás produzido no país é gás associado ao petróleo produzido *offshore*. Ademais, as novas perspectivas do pré-sal geram grande expectativa com relação ao crescimento da produção de gás associado no país. Hoje, as reservas provadas de gás no Brasil são de 458.093 MMm³ (16,2 Tcf)¹⁷, localizadas principalmente nas bacias de Campos e Santos.

Apesar disso, o Brasil vem se posicionando como o principal mercado importador de gás na América do Sul. Em 2013, cerca de 50% da oferta total de gás ao mercado foi importada – principalmente da Bolívia (por gasoduto) ou de Trinidad e Tobago (GNL) – e a perspectiva é de que o aumento da produção nacional seja tímido, ao menos nos próximos 5 anos.

► Oferta

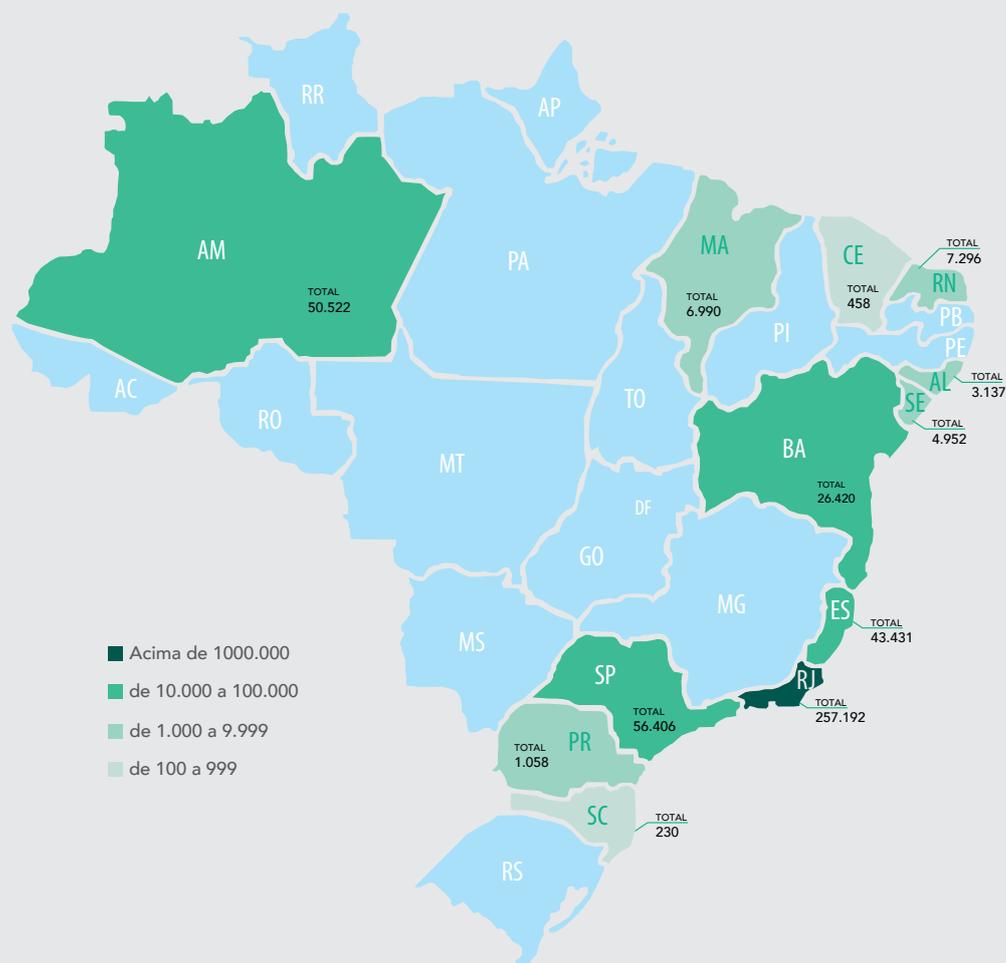
Atualmente, existem dez empresas produzindo Gás Natural no Brasil. Ainda assim, a Petrobras é hoje o principal agente na oferta de Gás Natural do país, tendo sido responsável por aproximadamente 81% da produção nacional de gás em julho de 2014. Como a maior parte das reservas de Gás Natural está *offshore* e é de gás associado, a oferta nacional tenderá a continuar diretamente relacionada aos investimentos e curva de produção do óleo.

16. A partir de 2018, a Austrália passa a ser o maior produtor mundial de GNL [“The Future of Australian LNG Exports”, Oxford Institute for Energy Studies, (2014).

17. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (fevereiro/2014).

▶ FIGURA 8

Mapa brasileiro de reservas provadas

(em MMm³)

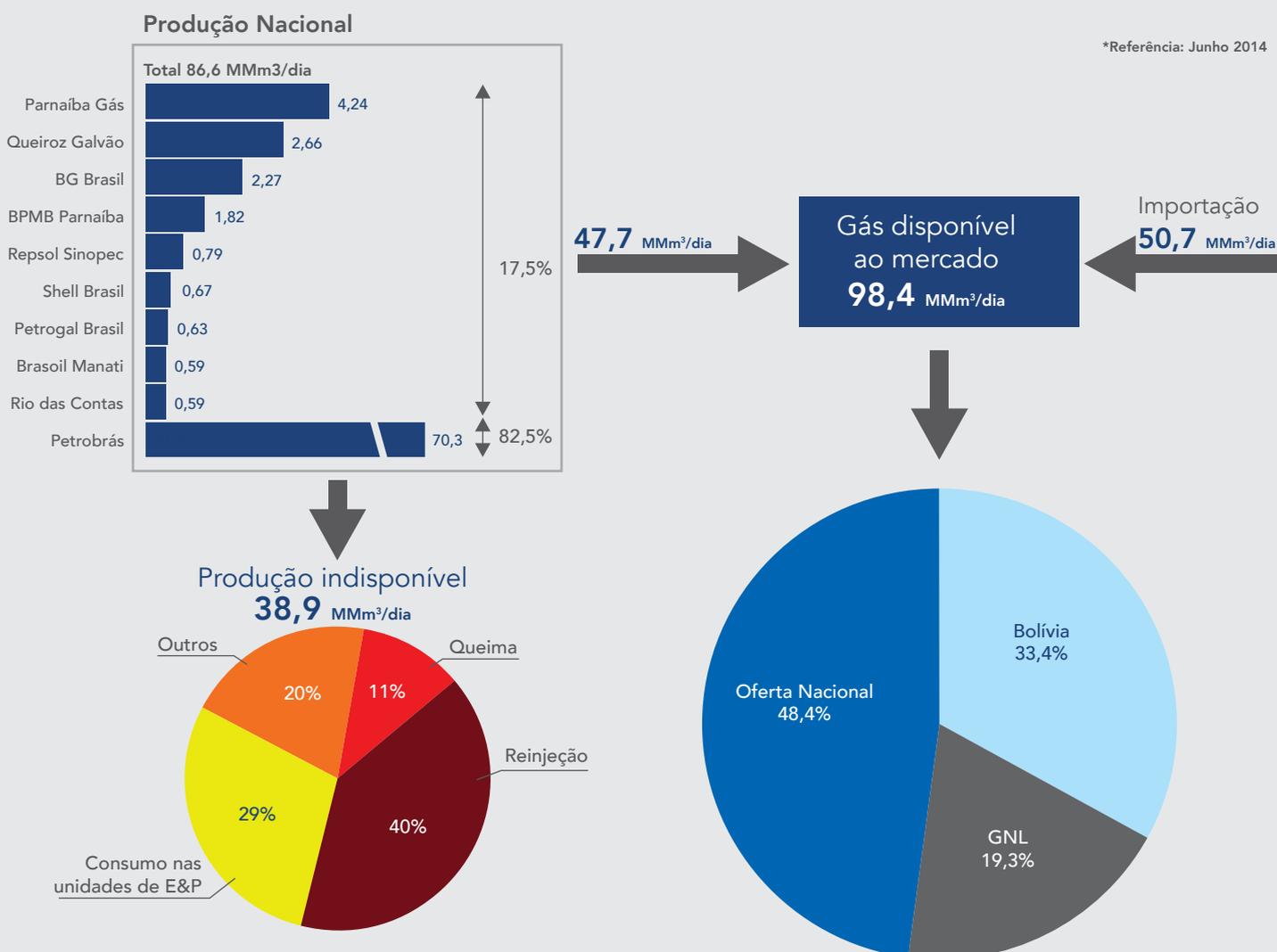
Região	Estados	Gás Associado	Gás não Associado	Total por região	
Sudeste	Rio de Janeiro	244.955	12.238	357.029	
	São Paulo	16.608	39.798		
	Espírito Santo	34.011	9.420		
Norte	Amazonia	32.923	17.599	50.522	
	Bahia	6.144	20.275	49.253	
Nordeste	Rio Grande do Norte	4.430	2.866		
	Maranhão	0	6.990		
	Sergipe	3.941	1.011		
	Alagoas	1.017	2.120		
	Ceará	458	0		
	Alagoas	1.017	2.120		
	Ceará	458	0		
	Sul	Paraná	1.058		0
	Santa Catarina	230	0		

A Petrobras tem como visão para 2030 ser uma das 5 maiores empresas produtoras de petróleo do mundo¹⁹ e seu Plano de Investimentos 2014-2018 prevê investimentos de US\$ 153,9 bilhões em exploração e produção, dos quais US\$ 82 bilhões no desenvolvimento da área do pré-sal [Gráfico 6]. Portanto, a prioridade deverá continuar a ser a produção de petróleo, e o gás deverá permanecer como um produto secundário associado ao petróleo. Da mesma maneira, a capacidade de investimento da companhia está comprometida com a produção de petróleo, o que poderá dificultar o investimento no escoamento do gás produzido no pré-sal.

► GRÁFICO 5

Panorama do mercado de Gás Natural

(em MMm³/dia)



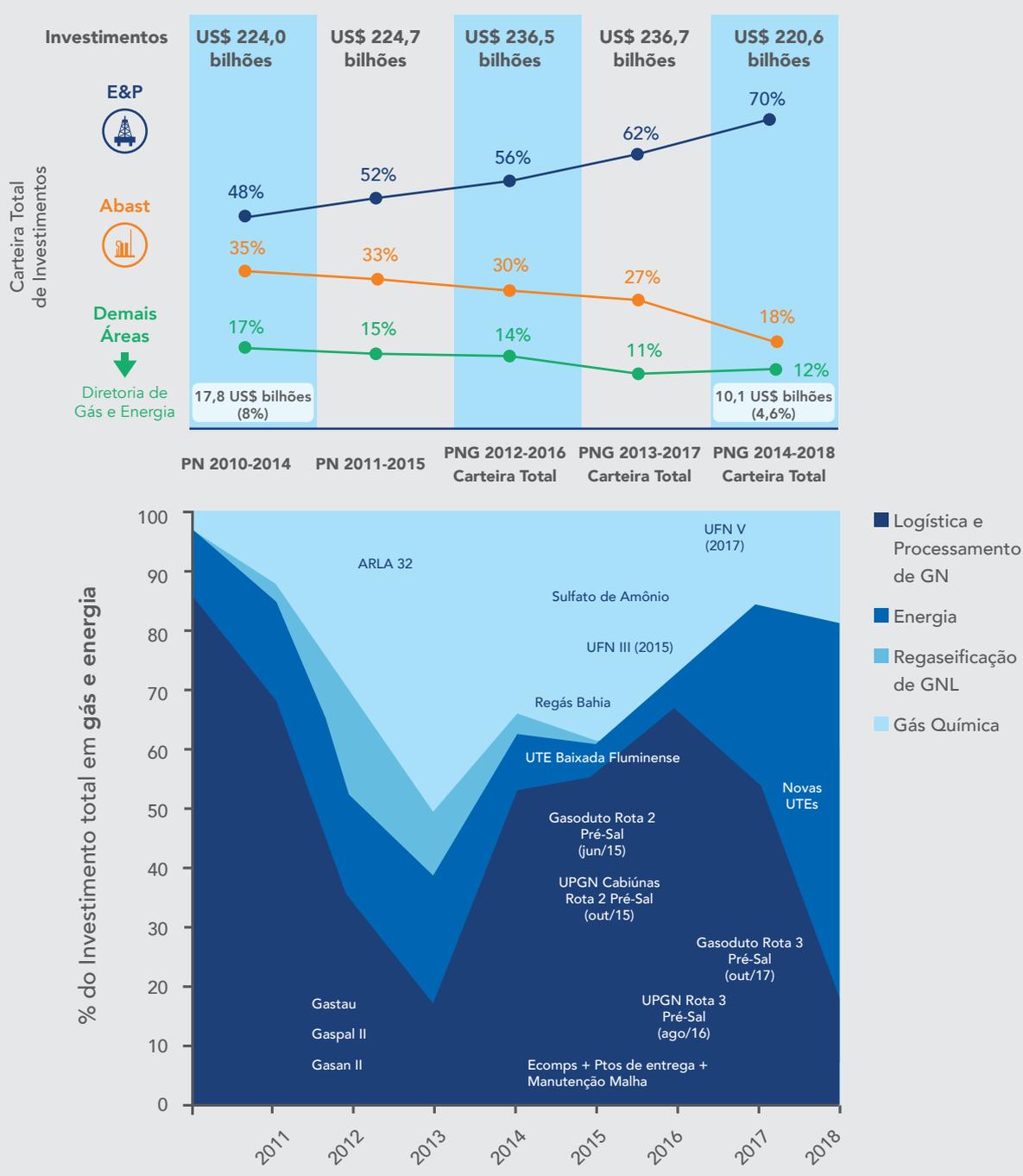
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

19. Site da Petrobras. www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia (06/10/2014).

Em particular, os campos do pré-sal estão situados a cerca de 300 km da costa e serão necessários enormes investimentos para interligar os diversos *clusters* de produção e transportar o gás até os centros consumidores. Os investimentos da Petrobras em gás e energia vêm declinando, passando de US\$ 17,8 bilhões, no Plano de Negócios 2010-2014 (8% do investimento total da empresa), para US\$ 10,1 bilhões (4,6% do total), no Plano de Negócios 2014-2018. Desses, US\$ 6,1 bilhões serão destinados aos gasodutos de

► GRÁFICO 6

Plano de Negócios e Gestão da Petrobrás



escoamento do pré-sal: as chamadas Rotas 2 (Cabiúnas) e 3 (Maricá) e respectivas UPGNs. Outro ponto relevante é que, segundo fontes do setor, o gás do pré-sal contém percentuais elevados de dióxido de carbono (CO_2) e seu condicionamento para especificações de mercado poderá exigir a construção de enormes instalações para remoção de CO_2 nas plataformas de produção e reinjeção nos campos de petróleo.

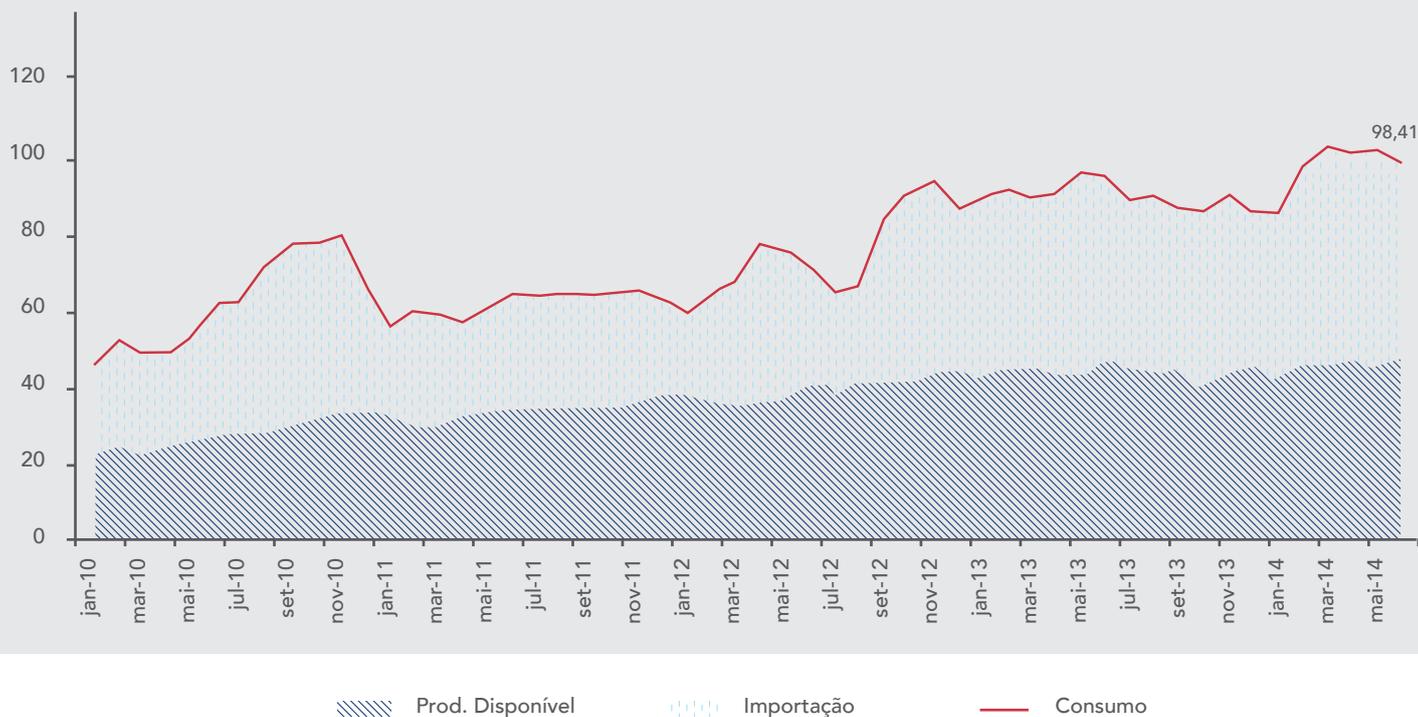
Nas bacias terrestres, a exploração de Gás Natural²⁰ ainda é incipiente e não tem despertado o interesse de empresas nacionais ou internacionais. Na 12ª Rodada da ANP, realizada em novembro de 2013, apenas 72 dos 240 blocos ofertados foram arrematados. Pequenas e médias empresas de E&P, que poderiam ter maior interesse em se especializar na pesquisa e produção de gás não-associado, ainda encontram dificuldades para operar nas áreas terrestres, diante dos elevados investimentos de escoamento da produção e riscos de mercado.

Assim, a expectativa é que a oferta nacional de Gás Natural permaneça ainda altamente dependente da produção de petróleo nos próximos 8 - 10 anos, uma vez que os blocos de exploração com possibilidades de gás não-associado, licitados em 2013, não deverão iniciar produção comercial antes de 2020/21. Além disso, a maior parte da produção do pré-sal somente deverá estar

► GRÁFICO 7

Produção, Importação e Consumo de Gás Natural

(no Brasil (em MMm3/dia))



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

20. Em geral, gás não-associado.

disponível para o mercado por volta de 2017 - 2018, uma vez que as Rotas 2 e 3 ainda se encontram em fase de licitação. Ou seja, o aumento da oferta proveniente da produção nacional deverá ocorrer apenas no médio/longo prazo, por depender da construção de gasodutos de escoamento dos blocos de pré-sal, concedidos antes de 2008, e do início da produção que virá dos novos blocos licitados nas 11ª e 12ª rodadas exploratórias, do pré-sal de Libra e da Cessão Onerosa. Até lá, o suprimento de Gás Natural no Brasil deverá permanecer sendo feito em grande parte via importação, de modo que a continuidade de fornecimento de gás da Bolívia e o cenário de oferta e preços de GNL, no mercado internacional, serão de extrema importância para o País.

Tendo sido a principal investidora em infraestrutura na indústria de gás brasileira, a Petrobras também detém hoje controle total da rede de transporte por dutos, da infraestrutura e operação dos ativos de importação de gás, além da movimentação e regaseificação de GNL. Além disso, também participa da composição societária da maioria das empresas distribuidoras estaduais. Somando as importações que são feitas por suas instalações e sua produção própria, a estatal controla 91% do gás ofertado à jusante da malha de transporte e 100% da infraestrutura de acesso às distribuidoras estaduais.

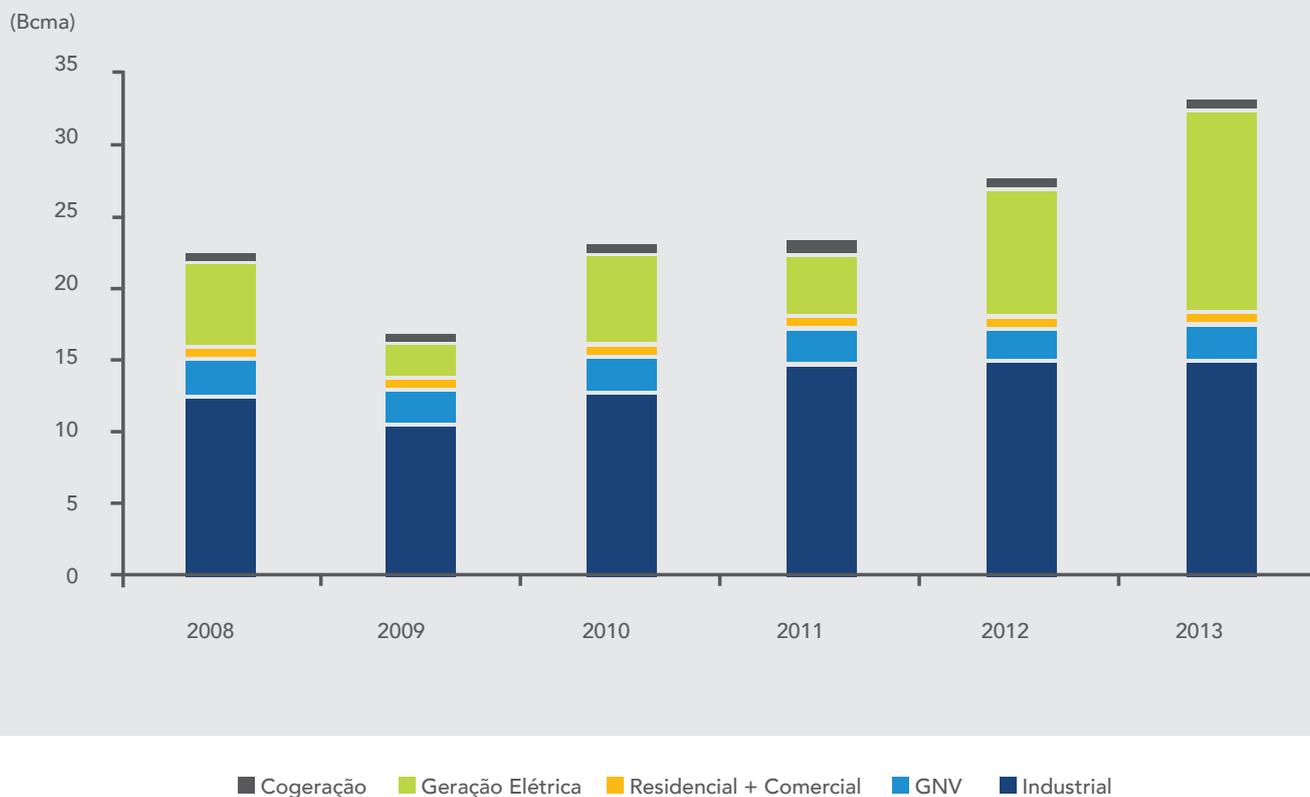
► Mercado

Se a ampliação da oferta de Gás Natural no país está fortemente ligada aos investimentos no setor de petróleo, o consumo do Gás Natural no Brasil está ligado às políticas estaduais de distribuição de gás canalizado e às políticas do setor elétrico. A entrada do setor elétrico como novo mercado consumidor se deu a partir do ano 2000, com a criação do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), que levou a um importante aumento da demanda. Mais recentemente, em função do longo e atípico período de seca e da redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas, as termelétricas a gás passaram a ser acionadas com maior frequência. Conseqüentemente, o suprimento do PPT precisou contar com as importações de Gás Natural da Bolívia e também com o GNL importado.

O consumo de gás na geração térmica aumentou expressivamente, chegando em 2013 a representar 44% do consumo total do energético. Por outro lado, o consumo industrial, que representa 45% do consumo total, depende de uma oferta a preços competitivos. As incertezas quanto à demanda na geração térmica flexível se refletem nos preços do gás, que tendem a subir com a importação de GNL no mercado *spot*, em períodos de baixa hidrologia. Tal volatilidade de oferta e preços torna mais difícil para a indústria mensurar os benefícios da utilização de gás, o que explica uma estagnação da demanda industrial por gás natural desde 2011 [Gráfico 8]. Nos segmentos residencial e comercial, e também no veicular, o consumo se mantém estável e pouco expressivo.

▶ GRÁFICO 8

Consumo médio de Gás Natural no Brasil



Fonte: (MME, 2014) e referência [11]

Paradoxalmente, apesar de o Gás Natural ser uma solução estratégica para a geração de energia elétrica no Brasil, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 prevê a adição de apenas 1.447 MW de capacidade termelétrica a gás natural - contra um total de 35.073 MW de capacidade adicional entre 2014 e 2020.²¹ No entanto, para o leilão A-5 que será realizado em novembro de 2014, há cerca de 20.000 MW de termelétricas a gás inscritas – ainda que não haja oferta de gás nacional suficiente para atender a essa demanda adicional nesse prazo. Espera-se que uma parte de tais projetos seja viabilizada pela importação de GNL. Mas com os preços-teto do leilão a R\$ 209/MWh, dificilmente será possível viabilizar os preços e condições contratuais requeridos pelos fornecedores de GNL. Hoje, a capacidade térmica instalada a Gás Natural no Sistema Integrado Nacional (SIN) é de 10.366 MW, aos quais serão adicionados 1.700 MW até abril de 2016.

21. EPE, 2013

De modo geral, ainda existe muita incerteza quanto à real oferta e demanda de Gás Natural no Brasil. Do lado da oferta, o setor continua altamente dependente da Petrobras, que terá como prioridade seus compromissos de produção de petróleo assumidos no pré-sal. Do lado da demanda, a prioridade vem sendo dada para a geração termelétrica – um consumo flexível e de difícil previsibilidade – e o planejamento não aponta para o desenvolvimento de novos mercados consumidores.

Adicionalmente, o marco regulatório do gás ainda não conseguiu resolver alguns dos seus entraves que inibem o desenvolvimento de novos empreendimentos no setor. Nesse cenário, a Petrobras provavelmente permanecerá ainda por algum tempo como principal *player* do setor de gás no Brasil, atuando em todas as etapas da cadeia de valor, porém com capacidade de investimento no setor cada vez mais reduzida.

► TABELA 1

Agentes da Cadeia de Valor de Gás Natural no Brasil			
Segmento	Setor	Agentes	Regulamentação
Upstream	E&P	Petrobras Queiroz Galvão Parnaíba Gás Natural (BPMB Parnaíba) Repsol/Sinopec Shell BG etc...	Agencia Nacional de Petroleo (ANP)
	Processamento	Petrobras	
Midstream	Transporte por gásoduto	Petrobras	ANP
	Liquefação de gás	Petrobras & White Martins (projeto Gemini)	
	Transporte de GNL	Petrobras (charters)	
	Regaseificação de GNL	Petrobras	
Downstream	Distribuição de gás	27 Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Agências Reguladoras Estaduais Secretarias Estaduais de Energia
	Comercialização	Gáspetro (Petrobras) Comercializadores de Gás Natural	
	Consumo	Indústrias Usinas Termoelétricas Comércio Residências Postos de GNV	

Fonte: Agentes de E&P e Comercializadores



Panorama regulatório no Brasil

Existe uma separação estrutural importante no modelo regulatório do gás no Brasil. Enquanto as atividades dos segmentos *upstream* e *midstream* são reguladas em esfera federal, a regulação da distribuição de gás canalizado é de competência dos estados.

Na esfera federal, o gás foi tradicionalmente objeto das atividades da Petrobras, que desde sua fundação administrou o monopólio do Estado sobre os hidrocarbonetos do Brasil. A quebra do monopólio da Petrobras se deu por emenda constitucional em 1995. Posteriormente, a Lei nº 9.478/1997, que ficou conhecida como a “Lei do Petróleo”, estabeleceu as condições para a atuação de outras empresas nos segmentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, e muitas dessas medidas regem o setor até os dias de hoje. A Lei criou ainda a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como órgão regulador da indústria do petróleo e Gás Natural. Assim, a Lei do Petróleo oficializou o fim do monopólio da Petrobras, definiu os princípios para a concessão de áreas para atividades de E&P e estabeleceu um mecanismo de regulação do setor através de agência reguladora independente, o que, na prática, viabilizou a entrada de outras empresas no segmento de E&P no Brasil.

▶ TABELA 2

	Investidores	Regulação
<i>Upstream</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Petrobras ■ Empresas brasileiras & estrangeiras 	<ul style="list-style-type: none"> ■ As diretrizes são estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) ■ Regulador federal: Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
<i>Midstream</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ A Petrobras exerce amplo controle sobre os gasodutos de transporte e terminais de GNL ■ A iniciativa privada também pode investir em gasodutos e terminais de GNL 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Regime de concessão para gasodutos nacionais & autorização para gasodutos internacionais e terminais de GNL ■ O MME planeja a expansão da malha de gasodutos (vide PEMAT) ■ A ANP regula o livre acesso e as tarifas nos gasodutos existentes ■ As tarifas dos gasodutos existentes também podem ser negociadas e estabelecidas por comum acordo das partes
<i>Downstream</i>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 27 concessionárias estaduais de distribuição de Gás Natural ■ A Petrobras é acionista ou sócia da maior parte das companhias locais de distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Concessões outorgadas pelos governos estaduais ■ Agências ou secretarias estaduais competentes aprovam preços e contratos de concessão ■ As companhias locais de distribuição possuem franquia geográfica exclusiva de 30 a 50 anos.

Possivelmente em virtude da grande produção de gás associado no país, a Lei do Petróleo endereçou as questões do gás e do petróleo conjuntamente – principalmente no *upstream*. Posteriormente, o desenvolvimento do setor de gás no Brasil e a crescente demanda do setor elétrico por Gás Natural expôs as pendências legais e regulatórias do setor, principalmente nos segmentos de transporte e infraestrutura. Após mais de 2 anos de tramitação, em 2009 diversos agentes do setor se reuniram para assinar um acordo que viabilizaria a aprovação no Senado da Lei nº11.909/2009, que ficou conhecida como a “Lei do Gás” - complementada em 2010 pelo Decreto nº 7.382 e, ainda, por resoluções da ANP²² nos anos subsequentes. Estes documentos constituem hoje a essência do arcabouço regulatório do gás em âmbito federal.

A regulação na esfera federal vem se desenvolvendo desde o fim do monopólio, em 1995, e a promulgação da Lei do Gás pode ser vista como marco para o setor de Gás Natural no Brasil. Mesmo com diversas lacunas e obstáculos regulatórios, cabe reconhecer que a existência de um marco regulatório específico para o setor, e cada vez mais adaptado às especificidades da indústria de Gás Natural, representa um importante avanço. Ainda existem, porém, questionamentos quanto à adequação dessa regulação ao cenário brasileiro, que conta com a presença de um agente dominante e mercados pouco maduros.

A regulação federal atual prevê a separação, no transporte de Gás Natural, dos agentes Carregador (proprietário da molécula) e Transportador (operador

22. Resoluções: Nº44/2011; Nº50/2011; Nº51/2011; Nº52/2011; Nº51/2013; Nº15/2014; entre outras.

dos dutos). Ficou igualmente estabelecido que a outorga de construção e operação de gasodutos será obtida mediante autorização, para gasodutos internacionais, e por concessão, para gasodutos nacionais. A lei passou a garantir o livre acesso aos dutos de transporte e terminais marítimos, entre outras medidas importantes.

A competência regulatória da ANP se encerra no *citygate*. A partir desse ponto, a esfera estadual é responsável pela regulação do Gás Natural canalizado, incluindo a definição de tarifas, da estrutura e da metodologia de revisão tarifária de distribuição, além de decisões sobre a aquisição de gás pelo Consumidor Livre (CL), Autoimportador (AI) e Autoprodutor (AP).

Carregador/ Transportador

As normas regulatórias atuais estabelecem que o Carregador (geralmente o produtor de gás) e o Transportador (geralmente proprietário ou sócio da empreiteira que construiu os gasodutos) precisam ser dissociados um do outro. Mais recentemente, na Resolução N° 51 de 2013, a ANP estipulou que além de carregador e transportador serem empresas diferentes, eles não poderiam ter qualquer tipo de vínculo societário. Mas, na prática, hoje os gasodutos de transporte são operados em sua maioria pela Transpetro, que é uma empresa subsidiária da Petrobras, que por sua vez é também carregadora de Gás Natural.

Autoprodutor – AP Autoimportador – AI Consumidor Livre – CL

Apesar de formalmente introduzidos pela lei, a relação destes novos agentes com a distribuidora local, detentora do monopólio sobre a distribuição de gás, ficou dividida entre a esfera federal e estadual, gerando uma série de dificuldades práticas para o desenvolvimento desses empreendimentos.

Livre acesso aos gasodutos de transporte

A promoção de expansão da malha de gasodutos é responsabilidade do MME que através do PEMAT indica, anualmente, quais trechos serão objeto de chamada pública para futura concessão.

A contratação do transporte é moderada pela ANP e ocorrerá prioritariamente em capacidade disponível, serviço de transporte firme ou extraordinário, e depois em capacidade ociosa, contratada em serviço interruptível. Adicionalmente, os carregadores iniciais, que viabilizarem ou contribuirão para viabilizar a construção do gasoduto, terão prioridade na contratação em capacidade disponível.

O livre acesso não é obrigatório em instalações de tratamento ou processamento, nos terminais de liquefação e regaseificação, assim como em gasodutos de escoamento de produção (dutos que ligam a unidade de produção a instalações de processamento, tratamento ou unidades de liquefação). Isso significa, por exemplo, que empresas de E&P operando *offshore*, próximas às Rotas de Escoamento 1 e 2 (assim como a Rota 3, que estará pronta em 2016-2018) da Petrobras, não terão o livre acesso aos dutos garantido. Por se tratarem de dutos de escoamento, esse tipo de situação geralmente leva à venda do gás dessas operadoras, ainda na boca do poço, para a Petrobras por um preço geralmente baixo.

No caso dos CLs, AI e APs, enquanto a ANP é responsável pela aprovação dos empreendimentos, o entendimento sobre o fornecimento de gás para as instalações depende da autoridade regulatória estadual. Desse fato decorrem algumas dificuldades práticas encontradas por esses agentes:

- A falta de normas estaduais claras e homogêneas para aquisição de gás para Consumidores Livres;
- O não reconhecimento como AP ou AI de algumas instalações consumidoras, já registradas na ANP, junto aos órgãos estaduais;
- O estabelecimento de restrições adicionais para as figuras de AP e AI por parte do órgão regulador estadual; e
- Questionamento na determinação de tarifas de operação e manutenção (O&M), sem adição da margem de distribuição, para AP ou AI que tiverem instalado seus próprios dutos.

Tais dificuldades estão essencialmente ligadas ao grau de desenvolvimento da agência ou órgão regulador estadual. Quanto mais claras e isonômicas forem as normas regulatórias do estado, menos conflitos tendem a ocorrer.

Hoje, existe grande disparidade entre os órgãos reguladores estaduais. Alguns estados têm agências mais atuantes e capacitadas, o que se traduz em regras regulatórias mais transparentes e consistentes. Em outros estados, não existe metodologia de tarifação, sendo que alguns estados não têm sequer agência reguladora. A regulação estadual passa, então, para repartições da secretaria de energia do estado que muitas vezes não possuem pessoal ou capacitação técnica para tratar esses assuntos de forma adequada.

Soma-se à heterogeneidade entre as agências estaduais as diferentes composições societárias das concessionárias de distribuição. Em alguns estados - como Rio de Janeiro e São Paulo - as concessionárias possuem pouca ou nenhuma participação do governo. Em outros, como o Espírito Santo, por exemplo, a distribuição de Gás Natural canalizado é feita pela BR Distribuidora, que é uma empresa estatal e subsidiária da Petrobras. De modo geral, a regulação estadual parece ter se desenvolvido mais nos estados onde a distribuidora de gás está nas mãos da iniciativa privada.

Pode-se dizer que o arcabouço regulatório do Gás Natural ainda é recente e está em processo de construção, e sua adequação será testada ao longo dos próximos anos. A convergência das regras das duas esferas regulatórias (federal e estadual) será um processo gradual, e eventuais lacunas existentes ainda serão preenchidas ao longo do tempo. No entanto, a discussão da regulação é de extrema importância caso se deseje viabilizar o desenvolvimento do setor no país, principalmente em função da sua atual estrutura, que conta com um agente dominante presente em toda a cadeia de produção.

PARTE

2



Os desafios da indústria de Gás Natural no Brasil



não pretende ser exaustiva, mas sinaliza uma priorização de temas, tendo em vista que reflete as questões mais citadas pelos agentes durante as entrevistas.

As questões específicas foram divididas em grandes temas, com a proposta de organizar a discussão coordenada pela **FGV Energia** nos próximos meses. Os grandes temas permitem que estructuremos e delimitemos os tópicos sem, no entanto, restringir as relações que existem entre eles, já que em muitos casos resoluções referentes a uma determinada questão irão inevitavelmente influenciar as discussões sobre outros tópicos.

A partir do aprofundamento desses pontos, listados a seguir, será possível entender quais as restrições e possibilidades do Gás Natural no Brasil, e propor políticas específicas para esse energético.

1

PLANEJAMENTO

- Planejamento energético integrado
- Governança do planejamento integrado
- Planejamento a partir de vantagens comparativas regionais
- Sinalização da demanda âncora para o GN

2

AMPLIAÇÃO DA OFERTA

- Baixa previsibilidade da oferta *offshore*.
- Incertezas relativas ao potencial *onshore*
- Volatilidade e nível de preços internacionais de GNL
- Continuidade de oferta da Bolívia

3

DEMANDA E MERCADOS CONSUMIDORES DE GÁS NATURAL

- Preços relativos entre o GN e seus substitutos
- Nível de preços de Gás Natural no Brasil
- Desenvolvimento de mercados no médio prazo

4

AÇÕES DE CURTO PRAZO E OUTRAS QUESTÕES NÃO MENOS IMPORTANTES

- Viabilização da troca operacional (*swap* operacional)
- Harmonização regulatória entre reguladores estaduais e federal
- Livre acesso à infraestrutura
- Estrutura de mercado – agente dominante



Planejamento

Um ponto quase unânime para todos os agentes do setor refere-se à necessidade de um planejamento de longo prazo que permita explicitar as diversas interações setoriais e balizar a tomada de decisões para investimentos de longo prazo na cadeia de valor do Gás Natural. Da mesma maneira, muitos entrevistados citaram a ausência de um planejamento específico para o Gás Natural – considera-se que hoje o planejamento do Gás Natural é realizado em função das estratégias para o petróleo.

No âmbito desse tema, inserem-se ainda as questões relativas ao planejamento energético integrado e também uma reflexão sobre o papel do Gás Natural no contexto regional – deve o gás ser disponibilizado em todo o território nacional ou apenas nas regiões onde exista uma vantagem competitiva, tanto do lado da produção como do lado da oferta?

Apresentamos a seguir os principais tópicos abordados sobre planejamento.

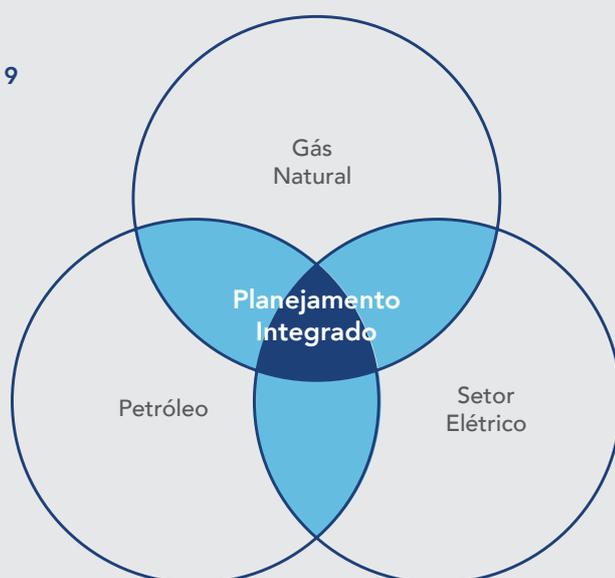
► Planejamento energético integrado

Mais do que a ausência de política de governo específica para o Gás Natural, o ponto que parece mais relevante para os agentes entrevistados é a necessidade de aprimorar o planejamento integrado do setor energético no país, em que a disponibilidade dos recursos, a demanda esperada e as vantagens comparativas regionais de cada fonte energética sejam levadas em conta. Nesse contexto, caberia ao governo definir qual o papel esperado para o Gás Natural na matriz energética brasileira, e quais as ações necessárias à viabilização desse papel.

Essa necessidade de aprofundar o planejamento integrado atinge sobremaneira o setor de gás, em função das características desse energético. O gás é versátil e eficiente, mas também compete com o petróleo nas atividades de E&P, e é substituível por outras fontes de energia do lado da demanda. O planejamento oficial que existe está direcionado: (i) para o setor elétrico, através da EPE, privilegiando a expansão da capacidade de geração de energia elétrica; e (ii) para o setor de petróleo, através da Petrobras/CNPE, que direciona os investimentos para a expansão da produção de petróleo, principalmente *offshore*. Desse modo, a política do Gás Natural é hoje intrinsecamente interdependente dessas políticas.

“A política energética brasileira deveria apontar o quanto cada fonte teria de participação no médio e no longo prazo. Hoje falta uma política clara e previsível, e, por isso, o gás fica à “*deriva*”.”

► GRÁFICO 9



Do lado da oferta, o “planejamento” do Gás Natural acaba sendo feito pela Petrobras, que é hoje responsável por praticamente toda a produção de Gás Natural nacional, em função de uma característica particular do Brasil: nosso gás, atualmente, vem em grande parte da produção associada ao petróleo. Do lado da demanda, a dinâmica do gás está atrelada à necessidade de geração de energia elétrica, em detrimento de outros segmentos que poderiam utilizar o Gás Natural como insumo ou energético, e, ainda, das políticas de preços do Gás Natural em comparação com os dos energéticos concorrentes, por exemplo, óleo combustível e GLP.

“ O Papel do gás na matriz deveria ser discutido após análise de cenários de oferta e demanda. Não é possível definir ex ante qual o melhor uso do Gás Natural. ”

Diante de opiniões, por vezes divergentes, sobre os cenários de oferta e demanda de Gás Natural no Brasil, entendemos que o planejamento integrado pode facilitar uma definição mais explícita do papel do gás na matriz energética. A análise integrada da matriz, considerando os custos envolvidos no desenvolvimento das fontes energéticas disponíveis no país, bem como os *tradeoffs* existentes nas substituições possíveis do lado da demanda, permitirá um aproveitamento mais eficiente dos nossos recursos energéticos.

Em nossa visão, é também fundamental que o planejador defina suas prioridades a partir de uma análise dos possíveis cenários de oferta, demanda e investimentos no setor energético. Por essa razão, consideramos prioritária a discussão sobre os cenários de oferta de Gás Natural, doméstico e importado, seguida de uma análise da demanda em função de possíveis substitutos e seus custos relativos, para fundamentarmos a discussão sobre o que se espera do Gás Natural.

► Governança no planejamento integrado

Para tratarmos do planejamento do setor de gás, o horizonte de tempo analisado deve ser longo, ultrapassando o tempo do mandato dos governos. Em um setor cujos investimentos têm prazo longo de maturação, o curto prazo ocorre em 5-8 anos, e o longo prazo é estimado com base em projeções para os próximos 20-30 anos. Nessa escala, fala-se de política de Estado, e não mais em política de governo.

No setor elétrico, o planejamento para as próximas décadas é feito de modo geral por duas instituições: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com viés técnico, e o MME, representando a visão do governo em exercício.

“ Fica sempre nessa demanda da Petrobras resolver o problema do mercado brasileiro. Isso está errado. O governo tem que ter uma política de longo prazo. ”

Já para o gás, o planejamento “de fato” é realizado pela Petrobras. O direcionamento do setor de gás é essencialmente definido no plano de investimentos da Petrobras, em função das prioridades definidas pela empresa. Por assumir posição dominante na produção de gás (e petróleo) no país, a visão é que a Petrobras acaba por ocupar uma lacuna deixada pelas instituições responsáveis pelo planejamento – em particular, a EPE que despende maior esforço no planejamento do setor elétrico.

Esse modelo em que as funções de planejamento do setor de gás são, na prática, assumidas pela Petrobras pode apresentar vantagens e desvantagens, que podem ser discutidas e aprofundadas. No entanto, ainda que a Petrobras seja controlada pela União, trata-se de uma empresa de capital misto, cujo papel não deveria ser o de planejador de longo prazo. Adicionalmente, ainda que se considere que os interesses da Petrobras estejam perfeitamente alinhados com os do governo, seu controlador, a falta de transparência que esse esquema impõe ao planejamento do setor de gás talvez seja o seu aspecto mais prejudicial.

O arcabouço técnico que sustenta as tomadas de decisão para o Gás Natural acaba sendo definido pela Petrobras – e não explicitamente pelo planejador. Ademais, esse modelo gera um ambiente de forte assimetria de informação com os demais agentes, prejudicando não apenas o planejamento integrado, mas também os investimentos de outros agentes no setor.

Como é possível melhorar a transparência e reduzir a assimetria de informação na formação de políticas do gás? Como e por que um planejamento mais transparente pode contribuir para o desenvolvimento do setor de gás? Esses questionamentos relativos à transparência e à governança do setor surgiram durante as entrevistas, e devem ser objeto de análise dentro do contexto do planejamento.

► Planejamento a partir de vantagens comparativas regionais

Planejamento integrado não necessariamente implica em planejamento nacional único. Diferentemente do sistema elétrico, que funciona de forma mais robusta nacionalmente, equilibrando os ciclos hidrológicos Norte e Sul pelo SIN, o Gás Natural poderá ter vantagens comparativas regionais.

A depender do planejamento termoelétrico do país, a demanda por gás poderia tornar-se nacional, considerando que fosse sinalizada a necessidade de instalação de térmicas a gás distribuídas por todo o Brasil. No entanto, o PDE prevê um aumento modesto de termoelétricas a Gás Natural concentrado nas regiões Sul e Sudeste. Paralelamente, a produção de gás é atualmente regionalizada, estando 50%²³ de sua parcela nacional concentrada no Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Indagações sobre oferta, demanda e infraestrutura disponível poderão levar a consensos diferentes, caso sejam tratadas regional ou nacionalmente. Da mesma maneira, a discussão sobre as vantagens comparativas regionais poderá viabilizar projetos importantes em regiões onde o gás esteja mais disponível – como é o caso de projetos de cogeração na região sudeste.

Em um país de dimensões continentais como é o caso do Brasil, é importante pensar nas vantagens comparativas que cada região tem na oferta de recursos, uma vez que os recursos energéticos não estão distribuídos de forma homogênea ao longo do território nacional. Uma visão regionalizada da matriz energética poderia estar embutida na ideia de planejamento integrado e auxiliaria na construção de uma matriz energética mais eficiente.

Da mesma maneira, o planejamento deve considerar as vantagens comparativas do país em relação aos diversos energéticos disponíveis. Em particular, essa questão é relevante no setor de gás no Brasil em função das características da produção nacional – majoritariamente, gás associado ao petróleo.

“ Não tem clareza de onde quer chegar, não tem clareza sobre os papéis, e você termina conduzindo o setor de gás com um conjunto de intervenções pontuais. Em função disso, os agentes do mercado passam a jogar esse jogo, e cada um defender um rol de reivindicações individuais. ”

“ A gente tem uma diversidade energética muito grande; além de diversidade energética, a gente tem uma dispersão regional grande, também. ”

23. Média 2013. Fonte Abegás & ANP

Seria de se indagar se o mercado de Gás Natural deveria crescer em todas as regiões do Brasil ou apenas em regiões onde houvesse vantagens comparativas, por exemplo, regiões com elevada industrialização e concentração de demanda elétrica ou, ainda, regiões com recursos gasíferos relevantes.

Do ponto de vista das empresas produtoras de petróleo *offshore* no Brasil, a disponibilização do gás associado para o mercado pode representar um custo de oportunidade, principalmente no pré-sal. Com restrições legais de queima, é comum que grandes volumes de Gás Natural sejam reinjetados nos reservatórios para maximizar a produção de óleo, ou que sejam consumidos internamente nas instalações de E&P. Em 2013, aproximadamente 13,7% da produção nacional foi reinjetada e 14,0% foi consumida nas unidades de E&P. Somadas a outras perdas, somente 57,4% da produção nacional de Gás Natural foi disponibilizada ao mercado. Com o advento do pré-sal, estima-se que a parcela de reinjeção possa aumentar. Nesse sentido, é importante definir uma estratégia de otimização da produção de Gás Natural que se harmonize tanto com os imperativos da produção de petróleo, como também com a política industrial e ambiental para o Brasil.

Não obstante, os possíveis interesses conflitantes do petróleo e do gás também podem ser tratados com base no planejamento integrado dos energéticos. Diante das necessidades do setor elétrico e da trajetória mundial em direção a energias mais limpas, qual é o custo de oportunidade para o Brasil em não desenvolver o suprimento de gás associado para o mercado nacional? Essas questões devem ser tratadas de maneira integrada, buscando uma análise de vantagens comparativas e de custos relativos de direcionar investimentos para essa ou aquela fonte.

Visão de Teoria Econômica: Vantagem comparativa

POR MAIS QUE UMA REGIÃO X consiga produzir tudo de forma mais eficiente que as outras em um determinado país, a teoria econômica mostra que pode valer mais a pena para X produzir apenas poucos bens, onde ela tenha maior vantagem em relação aos outros, e deixar que as demais regiões produzam o restante (mesmo que sejam mais ineficientes). Isso ocorre porque mesmo X sendo mais produtiva, se ela gastar esforços em produzir os bens que não são os de maior vantagem, ela incorrerá em um custo de oportunidade.

Diferentemente do conceito de vantagem competitiva, o conceito de vantagem comparativa leva em conta a escassez dos insumos de produção (capital, trabalho, terra). Ou seja, ao direcionar todos os esforços para aquela produção mais vantajosa, ela utilizaria seus recursos de maneira mais eficiente e geraria um valor ainda maior do que se distribuisse esses esforços entre todas as atividades.

► Sinalização de demanda âncora para o Gás Natural

Onde o gás pode ter maior impacto para o desenvolvimento econômico? Existe algum segmento estratégico de consumo em que o Gás Natural deve ser prioritário em bases comerciais? O valor econômico gerado na indústria, com o advento do *shale gas* nos EUA, foi uma importante consequência da revolução do gás não-convencional, pois a queda de preços do gás no mercado americano possibilitou a renascença da indústria petroquímica no país. A análise e definição de um segmento de consumo prioritário depende dos interesses estratégicos do país, que devem ser definidos no planejamento. Porém, não deveriam ser objeto de subsídios cruzados, prática observada no Brasil nas décadas de 80-90.

No Brasil, o consumo de grandes volumes na geração térmica poderia constituir uma demanda âncora para o gás e viabilizar diversos investimentos de expansão da oferta. No entanto, o regime flexível e imprevisível de despacho das térmicas controlado pelo ONS, associado aos preços baixos de gás nos atuais contratos do PPT, dificulta essa política, já que é difícil fornecer gás de forma flexível e barata simultaneamente.

Outra opção para o gás é a atuação no setor industrial eletro-intensivo, onde geralmente tem *spillovers* importantes na economia. Mas o mercado industrial precisa de sinalização adequada de preços, diante da concorrência global, de estabilidade e continuidade de oferta além de tempo para se desenvolver. Nas condições atuais, caso haja uma entrada de grandes volumes de gás, qual seria o limite de absorção desse mercado para a nova oferta disponível? No cenário de incerteza de oferta de Gás Natural no Brasil, para os próximos anos, é difícil para um empreendedor decidir pelo investimento em uma instalação industrial que precise de Gás Natural como energético ou insumo.

O gás é um energético extremamente versátil, mas não deixa de depender de um planejamento estratégico para viabilizar os empreendimentos que geralmente levam muitos anos para serem amortizados. Viabilizar investimentos em Gás Natural implica em definir, regional ou nacionalmente, quais serão os segmentos âncora para seu desenvolvimento e promover uma sinalização adequada de volumes e preços de oferta.

“Deveríamos pensar em um planejamento da matriz por subsistema, fazendo o gás se desenvolver primeiro onde pode contribuir mais.”



Ampliação da oferta

“ Não vejo mudança drástica no cenário de oferta de gás até 2025. ”

Tendo em vista as ponderações relativas ao planejamento integrado do setor energético, que dá forma aos interesses maiores do país, a expansão da oferta de Gás Natural mostra-se um tema prioritário para iniciar a formulação de políticas coerentes para o setor no Brasil.

Para atender à demanda por gás do país, hoje o Brasil importa cerca de metade do gás consumido (seja como GNL, seja da Bolívia). A perspectiva para os próximos 4-5 anos é que a oferta de gás nacional permaneça

(no máximo) estável,²⁴ em função: (i) das incertezas relativas ao volume de gás do pré-sal que será disponibilizado para o mercado; (ii) dos limitados investimentos em exploração de Gás Natural *onshore* nos últimos anos; e (iii) do prazo de construção dos gasodutos de transporte e escoamento da produção. Ou seja, nesse horizonte, boa parte da demanda do país por Gás Natural permanecerá sendo atendida por gás importado.

Com relação à importação, o contrato de fornecimento de gás da Bolívia terá vencimento em 2019. Além da necessidade de renegociação dos termos do acordo por parte dos governos envolvidos, o cenário político na Bolívia parece não ter favorecido investimentos em exploração no passado recente, e há dúvidas sobre a continuidade da produção nos volumes atuais. Já no caso do GNL, que deverá suprir parte da demanda do país ao menos até 2020, o cenário de preços internacionais é incerto e de difícil previsão.

A incerteza no cenário de oferta de gás no país é um fator de grande importância para os agentes de toda a cadeia, e afeta diretamente suas perspectivas de investimento. No cenário atual de oferta e demanda, entendemos que o “papel do gás” no futuro do país poderá variar significativamente, a depender das projeções da oferta no curto e longo prazos. A discussão aprofundada e realística do potencial de expansão da oferta torna-se, então, prioritária para a formulação de políticas para o setor.

“ Eu acho que o gás, ele tem que ter um papel na matriz energética brasileira, a depender do que eu tenho de oferta de gás dentro do país. ”

Desse modo, iniciamos nossa análise detalhada do cenário de oferta, a partir do aprofundamento das questões relativas a cada um dos seus componentes, a saber: (a) gás do pré-sal; (b) gás *onshore* no Brasil; (c) gás importado da Bolívia; e (d) importação de GNL.

► **Baixa previsibilidade da oferta offshore**

Com o aumento da produção de petróleo do pré-sal, prevê-se que haverá importante produção de Gás Natural nessas áreas. No entanto, há ainda enorme incerteza com relação a (i) quando virá esse gás; (ii) qual o volume de gás que será produzido, e, principalmente, quanto será disponibilizado para o mercado; e (iii) como se dará o escoamento desse gás.

As incertezas quanto ao volume produzido e, em alguma medida, ao tempo que levará para se chegar à produção, fazem parte dos riscos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Portanto, pode-se partir do princípio que essa incerteza será revelada ao longo do tempo, à medida que a avaliação dos reservatórios geológicos progredir. Ainda assim, acredita-se que esta incerteza já esteja satisfatoriamente mapeada, e que seja possível trabalhar com cenários de curvas de produção a partir de dados existentes hoje.

“ Talvez até a gente saiba quanto tem, a Petrobras saiba. Agora, não tem nenhum sinal para os empreendedores. Nada. Zero. Uma incerteza enorme. ”

“ O gás é o principal energético que movimenta a produção de petróleo, e o pré-sal é fundamentalmente petróleo. Então, o gás do pré-sal mora mal, mora longe e talvez se precise muito dele para trazer o petróleo. ”

Já a parcela de gás que será disponibilizada para o mercado, e o planejamento para o escoamento desse gás, pode e deve ser objeto de estudo e divulgação de objetivos por parte do planejador. Ou seja, não há como fugir das incertezas inerentes à atividade de E&P, mas uma melhor definição a respeito do que se pretende fazer com o gás que, porventura, venha a ser produzido no pré-sal ajudaria a melhorar a previsibilidade da oferta para o setor. Por exemplo, com a entrada em produção dos campos do pré-sal de Lula e Sapinhoá, verifica-se, em 2014, um aumento médio na reinjeção de queima de gás de cerca de 5 MMm³/dia. Gás esse que poderia ser consumido no mercado doméstico, caso houvesse infraestrutura adequada de escoamento.

A principal dificuldade na definição do volume que será disponibilizado ao mercado está relacionada à possibilidade de reinjeção de grandes volumes de gás para aumentar a extração de óleo do reservatório. Soma-se também o consumo próprio das instalações de E&P, que funcionam essencialmente alimentadas a Gás Natural e nas refinarias de petróleo. Desse modo, uma questão também importante refere-se à necessidade de utilização do gás no processo de produção e refino do petróleo.

O escoamento de gás até o litoral, bem como a movimentação de gás entre unidades produtoras *offshore*, também pode representar uma importante restrição à oferta de gás nacional. As dificuldades em viabilizar a movimentação de gás *offshore* são potencialmente prejudiciais ao aumento de volumes disponibilizados e inibem a concorrência na produção. Essa é uma questão que atinge tanto o pré-sal quanto a produção *offshore* do pós-sal.

A legislação vigente garante o livre acesso a dutos de transporte.²⁵ No entanto, não existe garantia de livre acesso a dutos de escoamento, utilizados para a movimentação do gás *offshore*, onde ele ainda não foi processado.²⁶ Grandes campos produtores viabilizam o escoamento *offshore* ao produzir volumes suficientes de gás para amortizar o elevado investimento em infraestrutura. Mas, campos menores, ou com baixo *Gas-Oil Ratio* (GOR), não conseguem monetizar o gás produzido, e acabam forçados a queimar ou vender o gás para a Petrobras, que tem maior escala de produção no Brasil. Diante de tal conjuntura, entendemos que o escoamento do gás *offshore* precisa ser discutido, pois favorece a centralização da oferta em um único agente, além de incentivar o aumento da queima ao dificultar a monetização do gás produzido. Consequentemente, também restringe a promoção da ampliação da oferta de Gás Natural.

O pré-sal trouxe um novo horizonte para a indústria do petróleo nacional. No entanto, falta sinalização quanto ao futuro da produção nessas áreas. Incertezas ainda persistem sobre as curvas de produção e volumes a serem reinjetados, o que não permite uma sinalização adequada da oferta ao mercado. Resta ao

25. Hoje, os dutos de movimentação de Gás Natural tratado e processado, são essencialmente dutos instalados *onshore*.

26. As UPGNs recebem o Gás Natural no litoral, e somente, então, entregam o gás tratado e processado para movimentação por gasodutos de transporte.

planejador garantir que a sinalização virá a tempo, para que a indústria brasileira de Gás Natural seja capaz de absorver a variação de oferta que poderá vir do pré-sal. Em seu favor, o planejador ainda controla uma última variável desse movimento: a parcela de gás da União, que o regime de partilha garante ao Estado nos blocos de pré-sal. Para onde irá esse gás? Que planos a União tem para ele? Como ele será escoado? São mais algumas questões que persistem.

► Incertezas relativas ao potencial *onshore*

Com relação à oferta de gás em terra, no Brasil, há dúvidas referentes à sua existência e viabilidade comercial. O principal indicador citado é o desinteresse dos investidores na 12ª rodada de licitação, composta principalmente de áreas de gás em terra.

Pode-se, ainda, argumentar que as condições colocadas para o investimento em exploração e produção de áreas *onshore* de Gás Natural não são atrativas. A atividade de E&P de gás não associado *onshore* tem características técnicas que geralmente levam a margens de retorno menores e requerem maior controle dos custos operacionais, tornando-as mais interessantes para os investidores de menor porte.

Tais investidores, no entanto, não estão preparados para lidar com os diversos riscos associados à exploração *onshore* no Brasil, a saber:

- i. o risco geológico, com elevado custo exploratório devido às grandes extensões de áreas, com pouca ou nenhuma informação geológica disponível no momento da licitação, e prejudicados pela falta de infraestrutura de apoio para operar;²⁷
- ii. a limitada malha de gasodutos para transporte da produção *onshore*;
- iii. o risco de mercado, devido à incerteza de preços e liquidez do produto no mercado nacional;
- iv. as dificuldades de financiamento de projetos em um cenário ainda pouco maduro, com poucas iniciativas privadas nacionais, além de tributação excessivamente onerosa e complexa; e
- v. o regime fiscal pouco atrativo, que não propicia incentivos comensuráveis com o risco e retorno do investimento.

Nesse contexto, uma primeira pergunta que precisa ser respondida é: qual o verdadeiro potencial do gás *onshore*? Talvez ainda seja demasiado cedo para obter uma resposta confiável para essa pergunta. A falta de atividade exploratória *onshore* transforma essa indagação em verdadeira caixa preta para o setor.

“No último leilão em terra, parte foi para a Petrobras e boa parte ninguém quis. É uma prova de que o equilíbrio entre incentivos e custos está errado.”

27. Muitas bacias sedimentares brasileiras estão localizadas em áreas remotas, onde o custo de operação é maior por estarem distantes das bases de apoio de E&P.



“Onshore é uma grande interrogação,”

“ Sim, existe gás onshore. Mas entre ter gás comercializável, há uma diferença enorme. ”

“ Não vejo muito potencial em áreas onshore, o investimento é difícil, de longa maturação. Também não há infraestrutura em terra para transporte desse gás até a demanda. ”

“ *Primeiro: tem que ter leilão todo ano, leilão onshore, offshore, tem que ter calendário. Segundo, se a gente quer aumentar a oferta de gás no Brasil, teria que ter uma regulação diferenciada para mar e terra.* ”

Somente a intensificação das atividades exploratórias terrestres poderá começar a delinear qual será o verdadeiro potencial do gás *onshore*. Para isso, os agentes sinalizam que é necessário definir estratégias consistentes para a redução do risco geológico-financeiro da atividade de exploração *onshore*. Ter maior previsibilidade sobre o calendário de licitações, adequar a regulação para torná-la mais simples e gerenciável para o pequeno e médio investidor, oferecer condições de incentivo (*royalties* e bônus baixos, tributação diferenciada) são algumas das sugestões que ouvimos para tornar a exploração *onshore* no Brasil mais atraente.

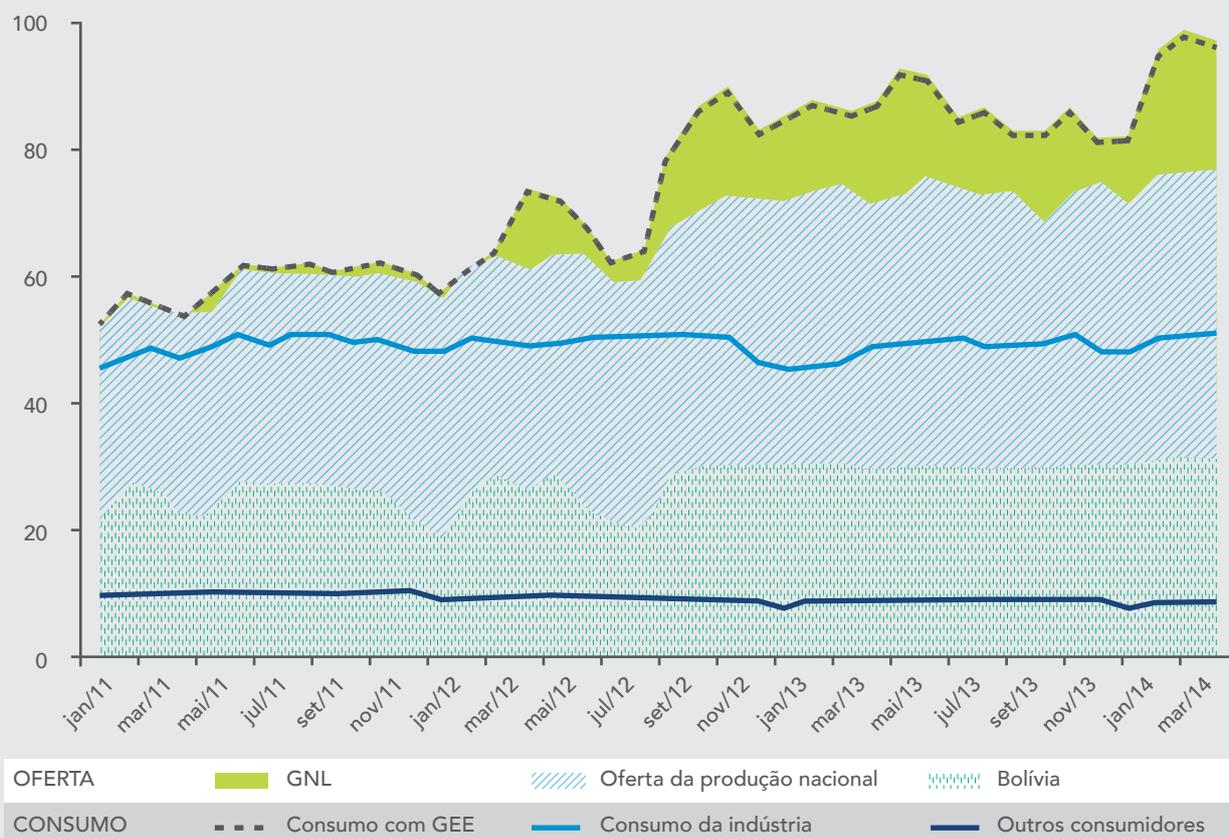
Diante do cenário atual, a expansão da oferta nacional terrestre poderia ocorrer, desde que a política adotada fosse capaz de atrair os investidores. Caso seja de interesse do país incentivar as atividades de E&P *onshore*, o Brasil precisaria adotar medidas que colocassem suas fronteiras exploratórias na agenda dos agentes nacionais e internacionais, para então poder traçar uma perspectiva de aumento da oferta no médio e longo prazos.

► Volatilidade e nível de preços internacionais de GNL

Com o aumento do despacho de termelétricas em razão da baixa hidrologia, a demanda por gás no país sofreu forte aumento nos últimos dois anos. Essa demanda das termelétricas por Gás Natural vem sendo atendida principalmente através da importação de GNL pela Petrobras, no mercado internacional de curto prazo.

▶ GRÁFICO 10

Componentes da oferta e consumo de GN

(em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Nesse cenário, a Petrobras fica sujeita à volatilidade e aos altos preços do mercado à vista de GNL, da ordem de 16 US\$/MMBTU FOB, em 2014.²⁸ Como o preço de venda do gás para parte das térmicas do PPT foi definido em contrato, não é possível repassar os custos de importação do GNL para essas térmicas, a maioria controlada pela Petrobras, que pagam US\$ 4,60/MMBTU²⁹ pelo gás consumido.

Dada a dificuldade de aumento da oferta de Gás Natural no país no curto prazo, o atendimento a qualquer demanda adicional por Gás Natural nesse período será feita por importação de GNL. Nesse contexto, o cenário nacional de Gás Natural pode sofrer com a grande exposição ao preço internacional de GNL, que enfrenta grande incerteza para o médio e longo prazos. Tais incertezas estão principalmente relacionadas às fortes mudanças

“ A flexibilidade que o setor elétrico precisa hoje, você só consegue com o GNL. Só que o GNL é muito caro. ”

28. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, MME (agosto/2014)

29. Preço médio da gás para térmicas do PPT até julho de 2014 (Fonte: MME).

na geopolítica do gás, com diferenciação de preços regionais e perspectivas de mudanças nos grandes mercados exportadores e importadores mundiais.

Uma complicação adicional surge do fato de que a demanda por Gás Natural para termelétricas é de natureza flexível, em função de características do nosso sistema – onde a geração térmica atua de forma complementar à sazonalidade e intermitência dos ciclos hídricos. Adicionalmente, não temos capacidade de armazenamento de gás para atuar como *buffer* de equilíbrio entre o fluxo contínuo de abastecimento e a intermitência do consumo termoeletrônico. Esses pontos dificultam a assinatura de contratos de longo prazo para fornecimento de GNL, que poderiam trazer condições mais favoráveis de preço quando comparados aos preços no mercado “spot”.

“A interação entre gás e setor elétrico é inevitável. E a resposta não é fácil. Nem o gás e nem (o setor) elétrico têm a resposta pronta.”

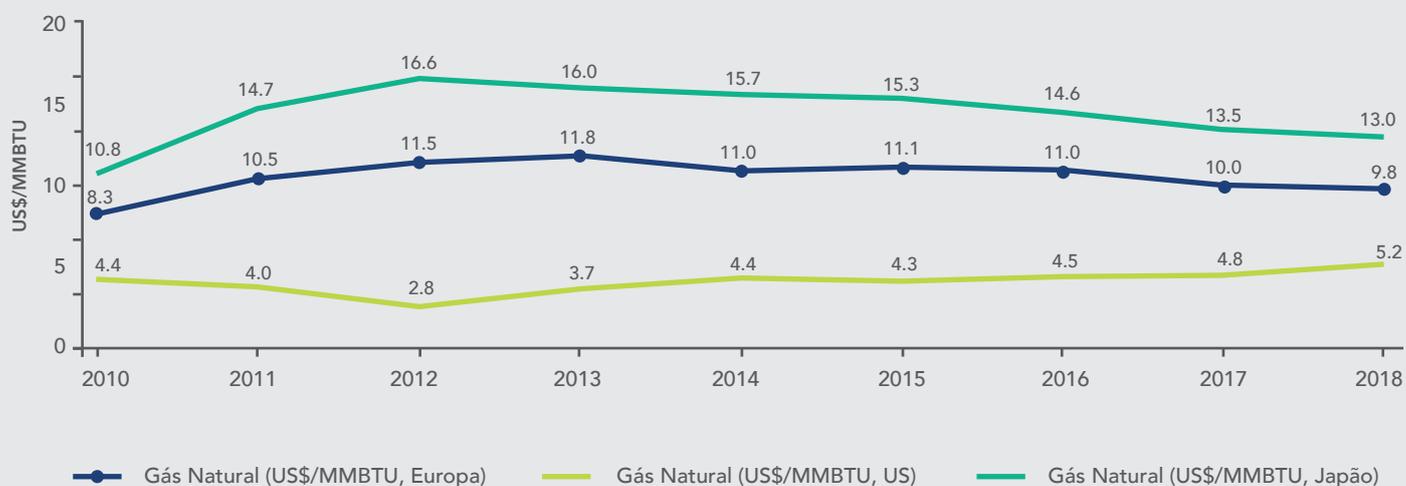
Assim, o aumento do consumo em geração térmica a gás, sem aumento de oferta nacional, precisa ser avaliado em função dos volumes de GNL que deverão ser importados para atender ao despacho apontado pelo ONS, bem como em função da variação desse despacho, o qual torna extremamente difícil a assinatura de contratos de longo prazo, por parte de produtores independentes que não possuem um portfólio de vários suprimentos de gás, como é o caso da Petrobras. É fundamental entender o cenário de preços de GNL, tanto no mercado de curto prazo, quanto para contratos de longo prazo, além de identificar possibilidades de mitigar os riscos associados às incertezas do mercado internacional.

As projeções de preço de GNL apontam para uma ligeira queda no preço no mercado *spot* asiático no período 2015-2018, os quais balizam os preços atualmente pagos pelo Brasil. No entanto, se somados os custos de regaseificação e transporte, o preço do GNL regaseificado, no médio prazo, deverá ser superior a US\$ 16/MMBTU.

▶ GRÁFICO 11

Estimativas de preços internacionais de Gás Natural

(US\$/MMBTU)



Fonte: EIU Economic and Commodity Forecast, Junho 2014

Com a sinalização da manutenção dos atuais volumes de importação nos próximos anos, é importante analisar a possibilidade de importar GNL em contratos de médio e longo prazos, com preços menos voláteis do que os preços praticados no mercado *spot*, que são altamente dependentes de fatores climáticos e disrupções geopolíticas. Para tanto, torna-se vital considerar alternativas para viabilizar a contratação mais longa, como, por exemplo, o desenvolvimento de infraestrutura de armazenagem, o pagamento de capacidade que leve em conta os custos fixos de suprimento (por exemplo o “*take or pay*” contratuais), ou o desenvolvimento de mercado secundário para o Gás Natural, para dar conta da flexibilidade do consumo térmico.

“*Como conciliar o consumo do setor elétrico? Há térmica na base como opção. Desenvolvimento de estratégia de estocagem e mercado secundário também são opções. Pode-se também pensar em criar um pool de agentes de gás, como no setor elétrico.*”

► Continuidade de oferta da Bolívia

Abastecendo o país com cerca de 31 MMm³/dia, o gás importado da Bolívia é, desde 1999, um colchão de oferta que permitiu que o Brasil ancorasse diversos projetos relacionados ao Gás Natural. O PPT, bem como os projetos de ampliação do mercado de Gás Natural Veicular (GNV) são dois exemplos de programas viabilizados pelo gás da Bolívia. Hoje, após 15 anos desde o início do fornecimento, deparamos com a aproximação do fim do contrato, que vence em 2019, em um contexto muito diferente do inicial.

Com o desenvolvimento do mercado consumidor de Gás Natural ao longo dos anos, o gás boliviano é totalmente consumido, e apresenta preço frequentemente inferior ao preço do gás nacional. No entanto, a demanda por gás no Brasil aumentou de tal forma que, hoje, a renovação do contrato, em 2019, tornou-se uma questão chave para garantir o abastecimento do mercado nacional de Gás Natural. A renegociação deverá ocorrer entre a Petrobras e a YPFB.³⁰ Como ambas as empresas são controladas por seus respectivos governos, as negociações também deverão ser pautadas pelos interesses mútuos de cooperação internacional e política.

Entende-se que as negociações deverão levar em conta as necessidades do Brasil em renovar o contrato, garantindo o maior volume possível de gás para as próximas décadas, a preços competitivos. No entanto, desde a nacionalização do setor de óleo e gás na Bolívia, em 2006, houve pouco investimento em E&P no país. Decorrente da falta de desenvolvimento de novos campos, hoje surge um questionamento quanto à capacidade da Bolívia em manter, em um novo contrato, o abastecimento que nos propicia atualmente por um prazo longo.

“*O problema da Bolívia não é de reservas, mas, sim, de pouco investimento.*”

Possivelmente, no intuito de mitigar o risco de desabastecimento vindo da Bolívia, a Petrobras já dá sinais de retomada de investimentos naquele país: apesar das perdas sofridas durante a nacionalização de 2006, em 2010 a Petrobras se incorporou ao consórcio responsável pelo campo de Itaú.³¹

30. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

31. Consórcio composto por: Petrobras (30% operadora), Total (41%), BG Bolívia (25%), YPFB- Chaco (4%)

Mais recentemente, em abril de 2014, a Petrobras também declarou que investirá mais de US\$ 2 bilhões de dólares nas áreas de San Telmo, Astillero e Sunchal, com potencial de aproximadamente 6 TCF³³.

“Do ponto de vista político, a Bolívia não pode perder o Brasil como mercado.”

Além do compromisso com o Brasil, a Bolívia também possui um contrato de exportação de gás com a Argentina, com um piso mínimo de 12 MMm³/dia, o que poderá dificultar a renegociação dos termos do contrato brasileiro em 2019. No entanto parte dos agentes acredita que o Brasil é um mercado vital para a Bolívia.

“Há grande preocupação com oferta de gás da Bolívia. Se não vier da Bolívia, virá por GNL.”

Na atual conjuntura, não é possível fazer qualquer previsão sobre o futuro do contrato de importação de gás da Bolívia. No entanto, sem o volume da Bolívia, a partir de 2019, seria necessário viabilizar um aumento significativo da oferta de gás nacional ou de importação de GNL, capaz de compensar os atuais 31 MMm³/dia importados da Bolívia. Dessa forma, o fim do contrato de fornecimento da Bolívia se traduz hoje em incerteza sobre o volume ofertado no futuro, bem como no aumento de incerteza sobre preços em geral. Quanto melhor a sinalização que o planejador conseguir oferecer, seja em relação às contingências para o desabastecimento da Bolívia, seja quanto ao futuro do contrato de fornecimento, maior a capacidade de incorporação do Gás Natural nos projetos com vida útil além de 2019.

33. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/negocios/noticias/petrobras-preve-iniciar-exploracao-em-4-areas-na-bolivia>



Demanda e mercados consumidores de Gás Natural

O Gás Natural pode ser utilizado como energético ou como insumo para a indústria, na produção de alguns bens e serviços. Em ambos os casos, no entanto, seu uso pode ser substituído por outro produto – como, por exemplo, o GLP na cocção de alimentos ou óleo combustível na produção de energia ou na indústria. Desse modo, a análise da demanda por Gás Natural, nos diversos segmentos de consumo, deve considerar essa possibilidade de substituição de seu uso por outros energéticos.

A decisão pelo uso do Gás Natural ou um possível substituto dependerá das vantagens e desvantagens de cada um. A depender do segmento de consumo, fatores como previsibilidade e estabilidade da oferta são importantes. Em particular no setor industrial, os benefícios do uso do Gás Natural podem incluir também uma melhora na qualidade do seu produto final. No entanto, como não poderia deixar de ser, os preços relativos entre o Gás Natural e seus possíveis substitutos têm papel central nessa decisão.

O preço a que o Gás Natural estará disponível para os diversos segmentos consumidores depende de seu custo de produção ou importação, e também do custo de escoamento, transporte e distribuição do gás até o ponto de consumo. Os custos de produção, transporte e distribuição, por sua vez, estão relacionados à quantidade de gás produzida e consumida, já que há importantes economias de escala na cadeia de valor. Finalmente, o preço de equilíbrio dependerá da quantidade total ofertada e demanda de Gás Natural.

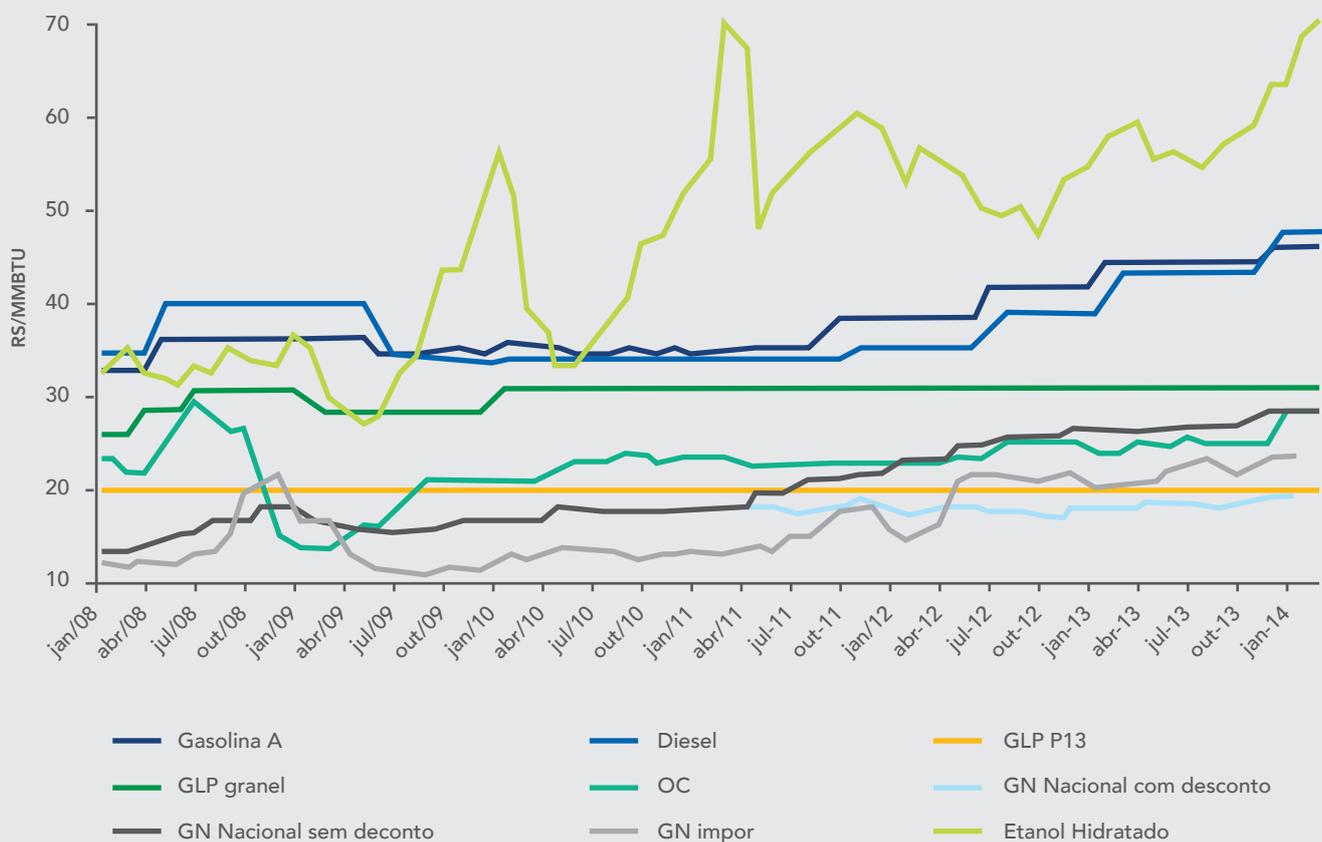
Dessa maneira, abordamos a demanda por Gás Natural sob a ótica da decisão dos consumidores finais, considerando os fatores que são relevantes na decisão do consumidor por um ou outro energético. Nesse cenário, a discussão central deve girar em torno dos preços relativos, abordando outras considerações a depender do segmento de consumo analisado.

► Preços relativos entre o Gás Natural e seus substitutos

Atualmente, o preço do Gás Natural nacional para a distribuidora recebe um desconto da Petrobras de aproximadamente 30%, em caráter provisório, que é repassado ao consumidor final. Dessa forma, o preço do gás nacional se equipara ao preço do gás boliviano. No curto prazo, o desconto no preço do gás

► GRÁFICO 12

Preços dos Combustíveis no Brasil



é uma vantagem para o consumidor. Mas, mesmo com esse desconto provisório, o preço final do gás pode não ser competitivo para os grandes consumidores industriais, que têm de competir com produtos importados da China ou dos Estados Unidos, onde o custo de produção é mais baixo que no Brasil.

O Gás Natural compete ainda com energéticos cujos preços são subsidiados. O preço do GLP, por exemplo, não sofre alterações desde 2004, seja no P13 (botijão de cozinha) ou na comercialização a granel. Os preços do diesel e da gasolina também estão controlados, essencialmente como mecanismos de controle de inflação. O preço do gás para as usinas do PPT é inferior ao preço do gás no *citygate*, o que pode configurar subsídio cruzado, onde os demais segmentos de mercado pagam um preço mais alto para manter os preços baixos na geração de eletricidade. Nesse cenário, como é possível comparar os preços relativos dos combustíveis?

O subsídio ou controle de preço e a ausência de previsibilidade clara aumentam a incerteza sobre o preço do energético. Para o investidor, cujas escolhas representam um compromisso de investimento de longo prazo, a avaliação de risco na escolha por esse ou aquele energético tem um peso ainda maior. Quanto maiores as incertezas sobre preços relativos na escolha do combustível, mais essa escolha se fará baseada na aversão ao risco do consumidor.

A discussão da política de preços é uma questão que abrange todos os energéticos, e não apenas o Gás Natural. No entanto, cabe nesse contexto uma discussão mais profunda sobre a política de preços da molécula de Gás Natural, principalmente em razão da atual estrutura de mercado, com a oferta ainda altamente concentrada em apenas um agente.

Assim como funciona com diversos outros produtos, de modo geral, os preços de Gás Natural deveriam responder a variações na oferta e na demanda. Do lado da oferta, variações na produção, nos volumes de importação e nos níveis de armazenamento são os principais fatores que afetam preços. Do lado da demanda, o nível de atividade econômica e fatores climáticos são alguns dos elementos que influenciam o preço do gás.

Outro aspecto fundamental para a precificação está relacionado à substitutabilidade da demanda por Gás Natural nos diversos segmentos de consumo. Esse fator está intimamente ligado à elasticidade de substituição do Gás Natural por outros energéticos. Ou seja, a precificação do gás deve considerar os seus substitutos energéticos – em particular, o petróleo e seus derivados.

Obviamente, o efeito dos preços do petróleo no Gás Natural depende de cada país ou região, dos segmentos de consumo atendidos e da possibilidade de substituição do gás no curto prazo. No Brasil, a estrutura do mercado e a formação dos preços, ainda pouco transparente, dificultam a análise de como esses fatores poderiam afetar o preço do Gás Natural.

Nesse contexto, a discussão sobre a política de preços relativos do Gás Natural e de outros energéticos é vital para diminuir as incertezas para os agentes e atrair investidores.

“ A Referência de preços relativos de energia foi perdida por causa dos subsídios a diversos energéticos.”

“ A Precificação do gás deve ser feita pelos substitutos energéticos.”

“ A gente está precisando dar sinal econômico para os agentes.”

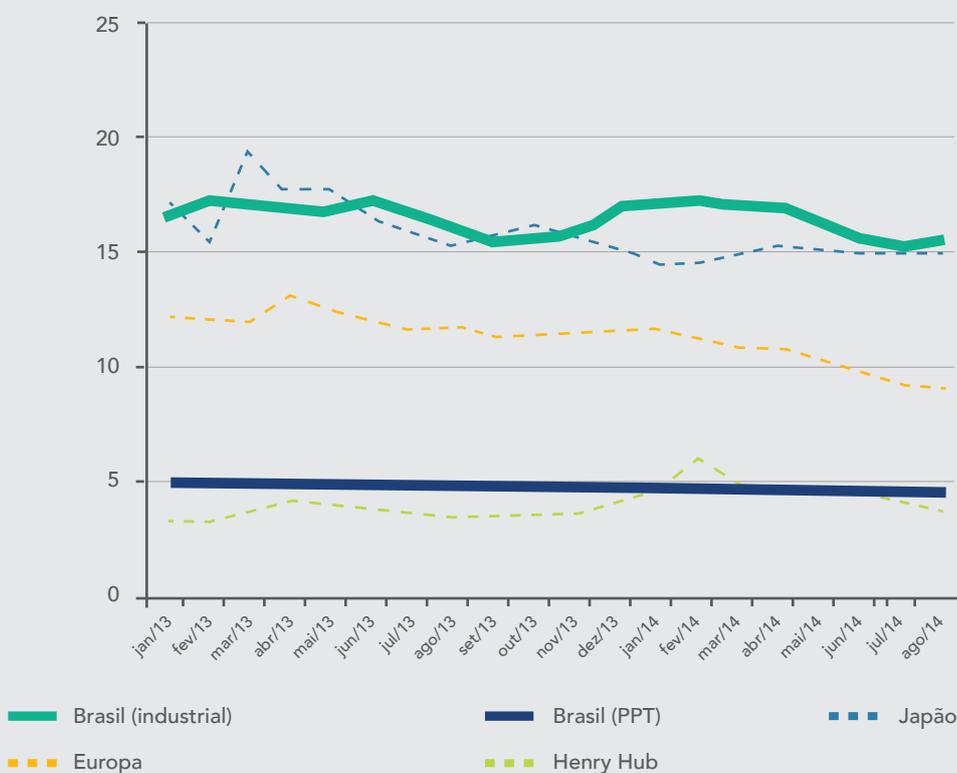
“ O preço é caro, e há muita imprevisibilidade em relação à oferta futura. Isso tira competitividade do nosso país, da nossa produção. ”

► GRÁFICO 13

► **Nível de preços de Gás Natural no Brasil**

Além dos preços relativos, os níveis absolutos atuais de preços de Gás Natural no Brasil também representam fonte de preocupação entre os agentes. Em função do *mix* de oferta e do direcionamento da oferta de Gás Natural para o setor elétrico, o setor industrial tem sinalizado que os preços enfrentados pela indústria no Brasil, cerca de US\$ 14-17/MM BTU,³³ impactam fortemente a competitividade, em particular em setores que utilizam o Gás Natural como insumo. Adicionalmente, a migração de produtores para os Estados Unidos, em busca de gás mais barato, tem afetado a indústria no Brasil.

Preços do Gás Natural brasileiro Vs. Preços internacionais (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME | Deflatores: IPCA, CPI EUA; CPI Alemanha; CPI Japão

Nesse cenário, que tipo de política poderia ser implementada para tornar o preço do gás mais competitivo? Do ponto de vista econômico, o preço de um produto reflete as condições do mercado. Ou seja, o preço é um sintoma do funcionamento do mercado, uma variável resultante do equilíbrio. No caso do Gás Natural do Brasil, o preço alto pode ser decorrente da limitação da oferta de Gás Natural e da estrutura atual do mercado, que conta com apenas um ofertante.

33. Boletim Mensal de Acompanhamento do Gás Natural, MME, setembro 2014.

Esse é um dos temas mais relevantes, mas onde não existe consenso. Os agentes produtores entendem que o preço do gás deveria refletir sua escassez, e, portanto, a precificação seria função do custo de oportunidade, enquanto que os agentes consumidores entendem que os preços deveriam ser regulados pelo governo enquanto persistir a situação de monopólio de suprimento. Some-se a isso a carga tributária, que chega a representar de 20 a 30% do preço do gás ao consumidor final.

De modo geral, o aumento de oferta de um produto tende a reduzir seus preços. No caso do Gás Natural, a expansão da oferta surge novamente como uma política desejável – dessa vez, com a perspectiva de tornar os preços de Gás Natural mais competitivos. Com relação à estrutura de mercado, a entrada paulatina de novos agentes, a partir da expansão da oferta, deve introduzir mais competição no *upstream*. Nenhum desses resultados, no entanto, deve ser sentido no curto prazo, uma vez que as políticas de expansão de oferta, se implementadas hoje, deverão começar a surtir efeito apenas a partir do médio-longo prazo.

De imediato, pode-se buscar mais transparência e isonomia na precificação de Gás Natural, com clara separação de preços de molécula e tarifas de transporte. No caso do transporte, com a atuação firme do regulador na definição das tarifas e da avaliação de capacidade ociosa dos gasodutos.

Essa poderia ser uma primeira medida para trazer mais confiança e previsibilidade no curto prazo.

► Desenvolvimento de mercados no médio prazo

Diante dos elevados investimentos em infraestrutura, o desenvolvimento da demanda por gás precisa, além da sinalização adequada de preços, de um volume estável de oferta por um determinado período. Além disso, os mercados consumidores precisam de algum tempo para se desenvolver. No Brasil, o consumo industrial deixou de crescer há mais de três anos, e a maior parte da nova oferta de gás foi incorporada pela demanda crescente do setor termoeletrônico, que já responde por 44% da demanda total.

Hoje, vivemos um momento em que o maior questionamento paira sobre qual será a oferta de gás no Brasil. No entanto, já passamos por situações opostas, em que boas oportunidades de oferta tiveram dificuldade em se estabelecer, por falta de demanda. Aportes abruptos de novos volumes ao mercado podem se tornar inviáveis por serem difíceis de se absorver nos centros consumidores, e, ao mesmo tempo, insuficientes para viabilizar investimentos em exportação. Foi o caso do gás importado da Bolívia.

Inicialmente, não houve interesse privado em movimentar o gás da Bolívia para o mercado brasileiro, já que a demanda do mercado brasileiro, na ocasião, não justificava o elevado investimento inicial do GASBOL, o qual foi viabilizado pela liderança e investimento da Petrobras. De modo similar, os campos de gás *onshore* não têm se mostrado atrativos, porque, dentre

“ Teria que ter um preço único para o Brasil, enquanto a Petrobras fosse fornecedora ”

“ Tem que dar publicidade à capacidade ociosa. Dada essa capacidade ociosa, o agente interessado em botar o gás no gasoduto, vai lá e faz uma provocação: ‘eu tenho gás para colocar aí.’ A ANP vai arbitrar a tarifa, com toda transparência. Precisa fazer valer a lei. ”

“*Tem que ter um mercado firme consumidor de gás, se não inviabiliza o poço*”

“*Se a gente tiver muito gás no pré-sal, será que a gente vai conseguir exportar esse gás? Talvez não. Então, a gente tem que começar a ter políticas...*”

“*Qual é a política do Brasil para o gás do pré-sal? Qual é a política que a gente vai ter para usar gás no mercado térmico e mercado não térmico? Ninguém sabe*”

outros fatores, existe uma grande incerteza quanto à demanda. As empresas preferem investir em prospectos com alta probabilidade de produção de petróleo, com monetização mais rápida e preços internacionais de mercado.

De modo a evitar situações como essa, oferta e demanda sempre devem evoluir de forma coordenada. Sua evolução, no entanto, naturalmente tende a ocorrer em ritmos diferentes. A expansão da oferta é, de modo geral, mais incerta,³⁴ usualmente resultando em incrementos abruptos devidos ao descobrimento de novas jazidas. Já o mercado consumidor, esse geralmente desenvolve-se lenta e progressivamente, em função de uma sinalização adequada de volumes e preços³⁵ e de situações econômicas favoráveis ao negócio, como facilidades de logística, mão de obra qualificada e barata, tributação competitiva etc. Por isso, ao traçar políticas de promoção à expansão da oferta, é fundamental prever, assim que possível, qual será a estratégia de desenvolvimento de novos mercados consumidores.

Assim que houver sinalização de nova oferta, o planejamento integrado deve identificar a eventual necessidade de uma demanda âncora para viabilizar esta oferta, bem como os mercados com maior potencial para serem desenvolvidos de acordo com os interesses estratégicos do país. Esse aspecto é de extrema importância no setor de Gás Natural, em razão da necessidade de escoamento e transporte da produção até o mercado consumidor.

Esta particularidade do setor de gás se torna ainda mais relevante nos dias de hoje diante do debate sobre a oferta de gás do pré-sal.

- Quanto gás virá do pré-sal e de outras jazidas?
- Quando virá? A que preços?
- Para onde virá? O que faremos com o gás que virá?
- Podemos viabilizar um maior aproveitamento do gás do pré-sal desenvolvendo novos mercados consumidores de gás?
- Quais mercados poderiam arcar com os preços potencialmente elevados do gás do pré-sal?

Os esforços empenhados em responder tais perguntas são fundamentais para criação de um clima propício para investimento em infraestrutura e ampliação do mercado de Gás Natural no Brasil.

34. Pois decorre de atividade exploratória que pode ou não obter sucesso em sua empreitada.

35. As UTEs são uma exceção à regra, mas apresentam condições mais difíceis de contrato de abastecimento no Brasil.



Ações de curto prazo e outras questões não menos importantes.

Oferta, demanda e planejamento integrado são os principais elementos de ponderação para as políticas do setor de Gás Natural. Existem, no entanto, outras questões, não menos importantes, que fazem referência à operacionalidade do setor. São como engrenagens, que precisam estar corretamente ajustadas para que o setor possa responder e mover-se de acordo com os objetivos firmados na política energética para o gás.

Algumas dessas questões estão listadas e são brevemente discutidas a seguir. Elas constituem “pontos de atrito” entre agentes, que, por vezes, geram impasses capazes de paralisar o debate sobre o futuro do setor.

► **Viabilização da troca operacional (swap operacional)**

Dentre as ações de curto prazo citadas nas entrevistas que podem ajudar a agilizar o desenvolvimento do Gás Natural no Brasil está a implementação das normas regulatórias para a operação de *swap* ou troca operacional.

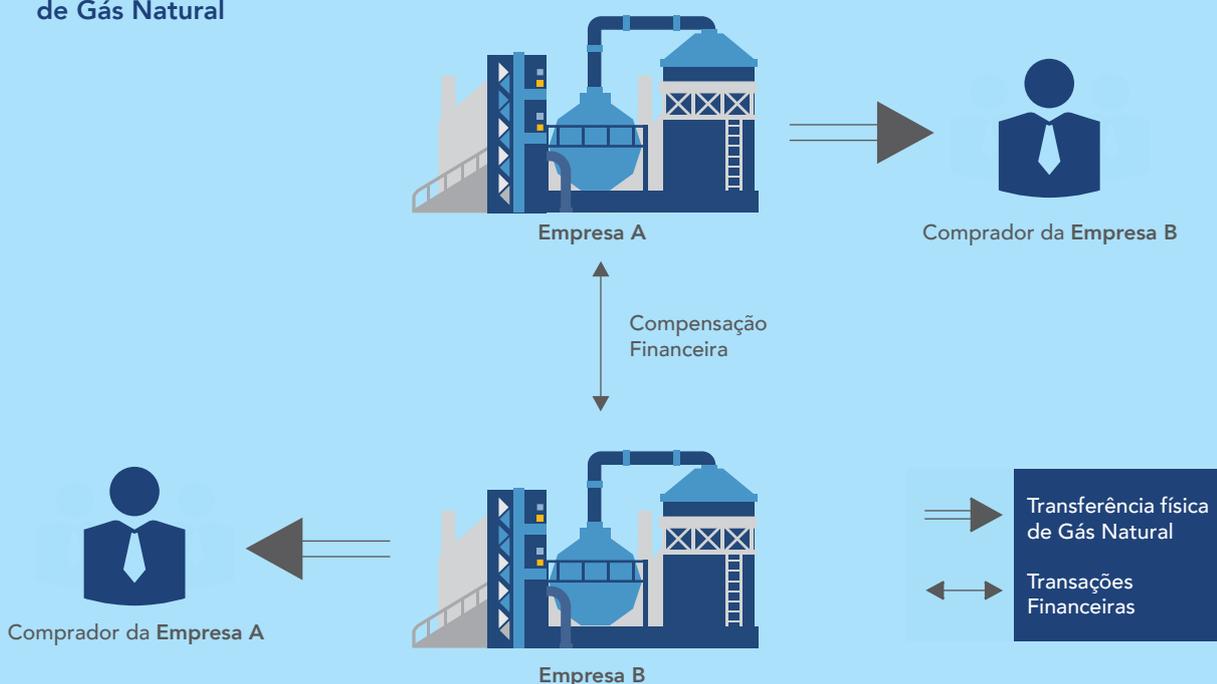
“*Swap, eu acho que é o mais importante. Precisamos nos debruçar sobre ele.*”

Swap Operacional

O **SWAPÉ A TROCA OPERACIONAL DE GÁS**, de modo que, sem necessidade de movimentação física do gás, este pode ser transferido entre empresas, em estados ou regiões diferentes, via compensação financeira. Por exemplo, uma empresa A, que possui gás no Sudeste, pode realizar uma troca operacional com uma empresa B,

que possui gás no Nordeste. Nesse arranjo, a empresa A pode vender gás para um consumidor no Nordeste, sendo que a entrega física seria garantida pela empresa B – enquanto a empresa B faria o mesmo no Sudeste. Dessa forma, amplia-se o alcance de oferta de gás das empresas, sem agregar custos de transporte.

Swap operacional de Gás Natural



A dispensa de movimentação física do gás, graças à troca operacional, também permite que as empresas disponibilizem gás para consumidores que podem não estar interligados pela rede de transporte. Isto reduz a dependência de uma malha de transporte totalmente interligada e aproxima mercados produtores e consumidores.

Apesar dos diversos benefícios aportados pelo *swap*, ele ainda não pode ser praticado por falta de regulamentação explícita. Mesmo já estando previsto na legislação vigente, existem diversas questões técnicas e, principalmente, tributárias que ainda precisam ser definidas para viabilizar a operação, entre elas o pagamento de ICMS na origem ou no destino. A ANP já reconhece o *swap* operacional em sua regulamentação, mas não estipula termos claros para sua execução. A regulamentação do *swap* poderia constituir um estímulo ao investimento em campos de gás não-associado.

Uma das dificuldades na discussão sobre o swap é o fato de precisar envolver outros órgãos – como a Fazenda –, por exemplo. Com isso a articulação entre diferentes entidades no governo e a convergência de objetivos é o fator crucial para viabilizar o swap.

► Harmonização regulatória entre regulador estadual e federal

Como havíamos discutido em seções anteriores deste Caderno, a regulação estadual da distribuição canalizada de Gás Natural ainda gera alguns impasses em relação aos entendimentos dos agentes, no momento de assinar contratos de fornecimento. Principalmente no que diz respeito aos autoprodutores e autoimportadores.

Percebe-se também um forte desequilíbrio no desenvolvimento das entidades reguladoras estaduais. A falta de institucionalização regulatória, que pode ocorrer em alguns estados, termina por comprometer o entendimento entre distribuidora e empreendedor, de forma que inviabiliza ou dificulta a execução de projetos ligados ao Gás Natural.

Diante dos diferentes estágios de desenvolvimento das agências reguladoras estaduais, será necessário viabilizar a estruturação e capacitação das instituições regulatórias estaduais, de modo a tornar a regulação mais homogênea e transparente no país. Para isso, será necessária boa capacidade de articulação do planejador e do regulador federal, de modo a conseguir comprometimento dos estados para deslançar esses processos – que podem ser inicialmente custosos para os governos estaduais, mas que lhes permitirá ter mais controle sobre suas políticas locais de consumo do Gás Natural.

Não menos importante, dada a grande interação entre os setores de gás e elétrico, é fundamental que haja convergência regulatória entre a Aneel e a ANP. Em tese, essa convergência entre dois reguladores federais, em setores que compartilham um mesmo planejador (o MME), deveria ser facilitada. No entanto, parte das dificuldades que o setor de Gás Natural vem enfrentando, como já foi mencionado, está ligada ao elevado e volátil consumo do setor elétrico.

O planejamento integrado do setor energético e não somente elétrico, – com a definição de metas e objetivos claros de política energética e de meios para atingir tais objetivos certamente contribuiria para um melhor entendimento entre os reguladores federais. Da mesma forma, seria possível definir uma estratégia para capacitar os entes reguladores estaduais, principalmente nas regiões onde a matriz tivesse grande participação do Gás Natural. De todo modo, o entendimento entre a ANEEL e ANP e a redução das disparidades entre reguladores estaduais é um objetivo que pode e deve ser buscado dentro da estrutura atual do setor.

“*Eu tenho, primeiro, a troca operacional: o gás vai ser tributado aqui ou ali? Vamos ter que discutir isso no Confaz.*”

“*As figuras de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre são importantes, e precisa de harmonização regulatória para consolidar essas figuras.*”

“*Há forte heterogeneidade entre os reguladores estaduais e grande disparidade de regras.*”

“*Interface ANP – Aneel é mais complicada do que a interface ANP-Agências estaduais.*”

► Livre acesso à infraestrutura

A questão do acesso à infraestrutura de transporte e escoamento já foi introduzida quando tratamos da oferta de Gás Natural. No entanto, dada a sua importância, retornamos a esse ponto nesta seção.

No Brasil, os investimentos na criação de uma malha dutoviária foram liderados pela Petrobras, que hoje opera toda a infraestrutura de transporte, transferência e escoamento do Gás Natural. Apesar da separação legal entre transportador e carregador, o monopólio da Petrobras sobre a malha de gasodutos e os grandes volumes por ela produzidos a tornaram a principal carregadora e transportadora, sendo atualmente a única ofertante de Gás Natural aos mercados, com exceção do Estado do Maranhão.

“*Os demais produtores (além da Petrobras) não têm alternativa para escoamento.*”

Graças ao seu amplo portfólio de produção e importação de Gás Natural, a Petrobras é capaz de garantir as entregas de gás contratado, abastecendo o Brasil nacionalmente e gerando segurança para seus compradores. Por outro lado, o consumidor terá pouco poder de negociação diante da falta de alternativas reais de oferta. No Brasil, conforme visto anteriormente, existem algumas alternativas na produção nacional de gás, em que outras empresas como BG, Queiroz Galvão e Parnaíba Gás Natural são produtoras de quantidades significativas de Gás Natural. No entanto, a diversidade que começa a surgir na produção não aparece na oferta ao consumidor. Este fenômeno decorre tipicamente de problemas de acesso e desenvolvimento de infraestruturas de transporte e escoamento.

“*Escoamento e limpeza do gás são barreiras da infraestrutura para induzir produção independente de gás.*”

Nesse cenário, como é possível aumentar a participação de novos produtores na oferta ao consumidor? Parte da resposta pode estar na garantia de acesso dos potenciais ofertantes à malha de transporte – onde também deverá ser analisada a questão do escoamento do gás *offshore*.

Algumas medidas mais incisivas sobre a separação dos agentes carregador e transportador tentam reforçar o livre acesso aos dutos de transporte. A lei do gás estabeleceu a separação entre carregador e transportador, restringindo a participação da Petrobras nos novos empreendimentos de transporte. Na recente chamada pública, para contratação de capacidade para o novo gasoduto de transporte Itaboraí – Guapimirim, a Petrobras anunciou a intenção de não participar como transportadora no projeto, sem, no entanto, sinalizar se em projetos futuros essa continuará sendo a posição da empresa.

Por outro lado, apenas a Petrobras manifestou interesse na contratação da capacidade – o que não representa grande surpresa, já que o gasoduto, de apenas 11 km, irá transportar o gás entre as UPGNs do Comperj e o Gasduc III, ambos da Petrobras.³⁶

³⁶. Gasoduto que liga a área de produção de Cabiúnas, em Macaé, até a refinaria Reduc, em Duque de Caxias, ambas no Rio de Janeiro.

Com relação aos gasodutos já existentes, a implementação prática de tal separação é mais complexa. A Petrobras realizou investimentos estruturantes, é dona das instalações de transporte existentes hoje e continuará sendo o maior produtor - e, conseqüentemente, carregador - de gás do país por algum tempo. Um eventual desinvestimento da Petrobras nas empresas transportadoras implicaria em uma ampla discussão, que, certamente, deve levar em conta os melhores interesses da companhia e de seus acionistas.

Dessa forma, apesar da separação societária entre carregador e transportador, estabelecida no arcabouço regulatório do Gás Natural, a expectativa é de que a Petrobras continue a atuar simultaneamente em ambas as funções por algum tempo, a não ser que os seus acionistas resolvam diferentemente. Nesse cenário, é importante assegurar o acesso transparente e razoável de outros agentes aos gasodutos de transporte da Petrobras, e iniciar a discussão sobre como garantir que outros produtores tenham acesso à infraestrutura de processamento e aos gasodutos de escoamento da produção, para os quais a legislação atual não garante o livre acesso.

“Em algum momento terá que se enfrentar essa questão de compartilhamento da infraestrutura, de facilidades de tratamento, escoamento, processamento do gás.”

As dificuldades de escoamento serão evidenciadas com a necessidade de escoamento do gás do pré-sal – em particular no campo de Libra, onde a União será dona de parte da produção de gás e precisará definir o que será feito com a parcela que lhe cabe na produção. Nesse contexto, qualquer definição estará intimamente ligada à definição do montante de gás do pré-sal, que será, de fato, disponibilizado ao mercado, conforme comentamos na seção de oferta.

► Estrutura de mercado

O setor de Gás Natural no Brasil, atualmente, conta com a Petrobras como protagonista em todas as etapas da cadeia de valor do Gás Natural, desde a E&P até o consumo – tanto na distribuição, na qual é acionista da maioria das distribuidoras, como na geração de energia elétrica em que já se tornou a 8ª geradora do país em termos de potência instalada.³⁷ Do ponto de vista da empresa, essa atuação não é necessariamente vantajosa em termos financeiros, visto que ela acaba por assumir diversos compromissos para executar projetos de interesse público. Do ponto de vista da sociedade, sua posição vertical e dominante inibe a entrada de novos agentes, representando importante barreira à concorrência no setor, com todos os efeitos negativos que advêm de tal situação, amplamente conhecidos da teoria econômica.

37. Fonte: Petrobras (junho/2014)

“ *Temos que repensar o papel da Petrobras. Qual é o papel da Petrobras na área de gás?* ”

A posição dominante que a Petrobras assume hoje no setor de gás decorre da sua participação nos investimentos estruturantes para o setor, em projetos definidos como de interesse, seja da empresa, seja do governo, onde não parecia haver interesse de agentes privados na época. Desse modo, existe ainda hoje questionamento sobre a capacidade ou interesse dos demais agentes em atender às necessidades dos mercados consumidores, garantindo expansão da infraestrutura de movimentação de gás e promovendo a expansão das fronteiras exploratórias do Gás Natural, em caso de desinvestimento progressivo da Petrobras.

Visão de Teoria Econômica: consequências de uma concorrência imperfeita

A **TEORIA DE OLIGOPÓLIOS** é capaz de mostrar que situações onde a concorrência não é garantida trazem consequências negativas para a sociedade.

O caso extremo desta situação é o monopólio. Ele se configura quando se tem um único ofertante sendo capaz de prover um determinado bem à sociedade. Quando o monopolista toma a decisão de quanto e como produzir ele sabe que está sozinho naquele mercado e essa decisão impactará o preço que vigorará. Como consequência, teremos que a produção do monopolista estará muito aquém daquela concorrencial, pois quanto menor for sua produção mais o preço de seu produto aumentará. Esta redução na produção será feita até o ponto onde o ganho com o aumento do

preço se iguale à perda com a diminuição de produtos vendidos.

Se, por um lado, a situação de monopólio traz ganhos extraordinários para o monopolista, por outro lado traz um custo aos consumidores, ainda maior que o ganho extra que o monopolista obteve. Portanto, a sociedade como um todo sai perdendo. Este raciocínio também pode ser estendido para casos onde há poucos (porém influentes) produtores. Por mais que eles não consigam coordenar ações, eles sabem que podem influenciar (ao menos em parte) o preço que será praticado. Logo, uma situação de monopólio não é socialmente desejável e é comum ver os governos constantemente buscando aumentar a concorrência aos seus produtos.

No entanto, essa seria uma progressão razoável para um setor inicialmente desenvolvido pela iniciativa pública, buscando o aumento da participação de novos agentes, promovendo a competição nos mercados, e levando a um equilíbrio econômico do setor. No entanto, diante da necessidade de atender, em curto prazo e com alto grau de confiabilidade, à demanda do setor elétrico, e ainda com condições regulatórias e fiscais que não atraem eficientemente o interesse privado, o setor de gás hoje permanece ainda muito dependente das ações de um agente dominante.

Para emancipar o setor dos incentivos do Estado, e aliviar os compromissos públicos e da Petrobras, torna-se necessário buscar um plano que permita atrair novos investidores para o setor de Gás Natural. Mas como será possível incentivar a entrada de novos agentes no setor de Gás Natural? Qual será o “*timing*” adequado para reduzir as intervenções estruturantes iniciais e começar a promover amplamente o desenvolvimento de mercados competitivos no setor de Gás Natural no Brasil? O futuro da indústria de Gás Natural no médio e longo prazos, também, depende da resposta do formador de políticas aos questionamentos do setor quanto à estrutura de mercado.

“...tem que fazer uma política de desinvestimento, mas uma política planejada.”



Perspectivas para 2020



Caso os planos da Petrobras se concretizem, já em 2020 o Brasil passará a produzir de 3,7 a 4,2 milhões de barris de petróleo por dia, e poderá vir a disponibilizar uma oferta de gás nacional ao mercado da ordem de 140 MMm³/dia. Segundo as projeções da EPE, a demanda de Gás Natural firme deverá atingir 127 MMm³/dia, acrescida de uma demanda total flexível de 45 MMm³/dia, a qual deverá ser parcialmente atendida por importações de GNL, à falta de outros suprimentos flexíveis de origem nacional. Até que o Brasil desenvolva recursos massivos de gás natural em terra e em águas rasas, o custo de produção e, em consequência, os preços de Gás Natural, deverão permanecer elevados na próxima década.

Devido ao atraso na implementação do plano de refino da Petrobras, além das crescentes importações de Gás Natural, o Brasil continuará a importar GLP, gasolina e diesel.

Segundo projeções da EPE, a indústria de transformação no Brasil perderá participação em função de uma expansão relativa mais moderada que dos outros segmentos e da exposição à concorrência externa.

O setor elétrico deverá contar com o crescimento da oferta de energia eólica, que poderá agregar mais 9000 MW ao parque eólico existente. Por outro lado, o acréscimo de capacidade de armazenagem no SIN até 2022 será de apenas 7000 MW, contra uma oferta adicional de 48000 MW no mesmo período, tornando o país mais vulnerável a fatores climáticos e à intermitência do vento. A dependência crescente de energia termelétrica para *back-up* torna-se um fator de extrema importância para o planejamento do setor energético no Brasil.

No plano internacional, a indústria do Gás Natural passa por importantes pontos de inflexão que certamente afetarão os investimentos, a disponibilidade e os preços do gás natural importado em 2020.

A abundância de gás e petróleo extraídos das jazidas de *shale* nos EUA estão impactando não somente os preços do Gás Natural no mercado norte-americano doméstico, mas também os preços internacionais de petróleo. Em 22 de outubro de 2014 o petróleo Brent estava cotado a \$ 86/barril enquanto o Henry Hub (HH) estava a \$ 3.87/MMBTU.³⁸ Caso os preços do petróleo mantenham esse viés de baixa no médio prazo, isso poderá colocar em cheque a viabilidade tanto dos projetos de *shale*, como outros projetos complexos e que requerem altos investimentos, como no caso do pré-sal, e novos projetos de liquefação de Gás Natural.

Os baixos preços do Henry Hub, por outro lado, colocam os EUA como o mercado exportador de GNL mais competitivo no final desta década, quando comparado a novos projetos de GNL na Austrália e Costa Leste da África. No entanto, não se pode afirmar que o Brasil se beneficiará dos

38. Fonte: Market Watch

preços mais vantajosos do GNL americano, uma vez que os projetos de exportação daquele país requerem compradores com elevado “rating” de crédito, ancorados em contratos de compra de 20-25 anos, condição difícil de ser repassada aos consumidores do setor elétrico brasileiro.

Já no caso da Europa o gás natural tem perdido espaço para as energias renováveis e, mais recentemente, para o carvão, mais barato e mais poluente. Usinas termelétricas a gás natural estão sendo desativadas na Espanha e Alemanha, e o setor de gás tem buscado se reinventar, procurando mercados no setor de transporte terrestre e marítimo. Diante do desaparecimento da demanda na Europa, os novos projetos de GNL estão sofrendo atrasos, já que todos procuram compradores nos mercados asiáticos. Nesse cenário, diversas incertezas rondam o mercado global de Gás Natural até o ano 2020, notadamente:

- O tamanho da demanda e o tipo de indexação de preços dos mercados asiáticos, em particular a China, já que os mercados do Japão e Coréia do Sul estão quase saturados;
- Os prazos para tomada de decisão de investimento dos projetos de exportação de GNL nos EUA e em outras regiões, notadamente o Leste da África, Austrália e Rússia;
- A evolução da produção de *shale* gas em outras regiões do mundo;
- A evolução ou estagnação do mercado europeu de Gás Natural.

Diante desses fatores, a discussão sobre o papel do Gás Natural na matriz energética e as ações de governo incentivando a produção de gás nacional são extremamente importantes para o direcionamento do investimento público e privado nos próximos 6-8 anos.

► Próximas etapas

A identificação dos temas relevantes é uma primeira etapa para orientar o trabalho da **FGV Energia** com relação à discussão de propostas para o setor de gás no Brasil nos próximos 12 meses.

Neste Caderno, repassamos alguns dos princípios que pautam a indústria de gás no Brasil hoje, introduzimos a cadeia de valor do gás, caracterizamos o seu contexto no mercado nacional e internacional, e levantamos alguns pontos relevantes do marco regulatório que rege o setor atualmente. Em seguida, entramos na proposta central do Caderno, trazendo à discussão os principais temas que afligem o setor de Gás Natural no Brasil. Nesse sentido, entendemos que:

1. Diante da falta de políticas claras para o setor, é fundamental a ampliação do diálogo entre os agentes, para que se definam diretrizes que ajudem a desenvolver a oferta e demanda de forma coordenada, pautadas por um planejamento integrado capaz de elucidar as interações entre o setor de gás, o setor elétrico e o setor do petróleo;

2. As políticas de ampliação da oferta irão girar em torno (i) do aumento da produção nacional, seja promovendo a oferta *offshore* ou explorando as ainda pouco conhecidas fronteiras *onshore*; (ii) viabilizando a importação de gás no médio e longo prazos, objetivando equilibrar as necessidades de flexibilidade e preços baixos da demanda;
3. O desenvolvimento adequado da demanda depende da sinalização e previsibilidade da expansão da oferta, principalmente quanto à projeção de preços relativos e volumes de gás; e
4. Existem também pendências de teor operativo, essencialmente devidas ao atrito entre agentes do setor, que, se resolvidas, poderão rapidamente causar grande impacto positivo.

A partir do lançamento do Caderno de Gás Natural, em novembro de 2014, a **FGV Energia** organizará reuniões e debates, visando definir propostas e iniciativas para todos os grandes desafios identificados neste estudo inicial. Esses debates serão realizados ao longo de 2015, contando com o envolvimento e contribuições dos agentes e investidores do setor, com o objetivo de contribuir para a definição de uma política de longo prazo para o Gás Natural no Brasil e a identificação de soluções para remoção das barreiras e obstáculos ao desenvolvimento do setor.

Glossário

AI	Autoimportador	IOC	International Oil Company
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	LGN	Liquefeito de Gás Natural
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	MMBTU	Milhões de BTU
AP	Autoprodutor	MME	Ministério de Minas e Energia
BTU	British Thermal Unit	MMm³/dia	Milhões de metros cúbicos por dia
CL	Consumidor Livre	NOC	National Oil Company
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética	O&M	Operação e Manutenção
CVU	Custo de Variável Unitário	OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
E&P	Exploração & Produção	ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
EIA	U.S. Energy Information Administration	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	PDE	Plano Decenal de Energia
FGV	Fundação Getúlio Vargas	PEMAT	Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
FOB	Free on board	Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
G&G	Geologia & Geofísica	PLANGAS	Plano Nacional de Gás Natural
Gasbol	Gasoduto Bolívia-Brasil	PNE	Plano Nacional de Energia
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo	PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
GN	Gás Natural	SIN	Sistema Interligado Nacional
GNC	Gás Natural Comprimido	TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A.
GNL	Gás Natural Liquefeito	Tcf	Trilhões de pés cúbicos
GNV	Gás Natural Veicular	Tm³	Trilhões de metros cúbicos
GOR	Razão Gás-Óleo	UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis	YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
ICB	Índice de Custo Benefício		
IGU	International Gas Union		

Referências

1. Almeida E. L. F. ; Ferraro M. C. **Indústria do Gás Natural - Fundamentos Técnicos e Econômicos** - UFRJ (2013)
2. ANP **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** - ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (*mensal*)
3. BP plc **BP Energy Outlook 2035** - BP plc (2014)
4. BP plc **BP Statistical Review of World Energy June 2014** - BP plc (2014)
5. **EIA Anual Energy Outlook 2014 with projections to 2040** - U.S. Energy Information Administration (2014)
6. **EIA North America leads the world in production of shale gas** - U.S. Energy Information Administration (2013)
7. **EIA Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Na Assesment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States** - U.S. Energy Information Administration (2013)
8. **EIA International Energy Outlook** - U.S. Energy Information Administration (2013)
9. **EPE Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022** - Empresa de Pesquisa Energética (2014)
10. **EPE Plano Nacional de Energia 2030** - Empresa de Pesquisa Energética (2007)
11. Gomes I. **Brazil: Country of the future or has its time come for natural gas?** - The Oxford Institute for Energy Studies (2014)
12. **IGU Natural Gas Facts & Figures** - International Gas Union (2014)
13. **IHS America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy - Vol. 3 A Manufacturing Renaissance** - IHS (2013)
14. Junior H. Q. P. et al. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização** - UFRJ (2007)
15. Ledesma D. ; Henderson J.; Palmer N. **The Future of Australian LNG Exports: Will domestic challenges limit the development of future LNG export capacity?** - The Oxford Institute for Energy Studies (2014)
16. **MME Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural** - Ministério de Minas e Energia (*mensal*)
17. **MME Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural** - Ministério de Minas e Energia (*mensal*)
18. **MME Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2022** - Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética (2013)
19. Petrobras **Plano de Negócios 2010 - 2014** - Petrobras S. A. (2010)
20. Petrobras **Plano de Negócios 2014 - 2018** - Petrobras S. A. (2014)
21. Petrobras **Plano Estratégico Petrobras 2030** - Petrobras S. A. (2014)
22. Petrobras **Visão Geral Petrobras 2014** - Petrobras S. A. (2014)
23. Songhurst B. **LNG Plant Cost Escalation** - The Oxford Institute for Energy Studies (2014)
24. Tolmasquim M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro** - Empresa de Pesquisa Energética (2011)
25. Varian H. R. **Microeconomia, Princípios Básicos** - W. W. Norton & Company (2006)
26. Wang Z.; Krupnick A. **A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What Led to the Boom?** - Resources For the Future (2013)



RIO DE JANEIRO
Praia de Botafogo, 210 – Cobertura
Tel.: +55 21 3799-6100
www.fgv.br/fgvenergia