

2018

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA

PARA AS ELEIÇÕES

**GÁS NATURAL:
MERCADO E
COMPETITIVIDADE**

INFRAESTRUTURA

28



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

**GÁS NATURAL:
MERCADO E
COMPETITIVIDADE**

INFRAESTRUTURA

28

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Paulo Antonio Skaf (Licenciado a partir de 6/6/2018)
1º Vice-presidente

Antônio Carlos da Silva
2º Vice-presidente

Paulo Afonso Ferreira
3º Vice-presidente

Paulo Gilberto Fernandes Tigre
Flavio José Cavalcanti de Azevedo
Glauco José Côrte
Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
Edson Luiz Campagnolo (Licenciado de 6/6 a 28/10/2018)
Jorge Parente Frota Júnior
Eduardo Prado de Oliveira
Jandir José Milan
José Conrado Azevedo Santos
Antonio José de Moraes Souza Filho
Marcos Guerra (Licenciado de 7/6 a 7/10/2018)
Olavo Machado Júnior
Vice-presidentes

Francisco de Assis Benevides Gadelha
1º Diretor financeiro

José Carlos Lyra de Andrade
2º Diretor financeiro

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan
3º Diretor financeiro

Jorge Wicks Côrte Real (Licenciado de 4/4/2018 a 12/10/2018)
1º Diretor secretário
Sérgio Marcolino Longen
2º Diretor secretário

Antonio Rocha da Silva
3º Diretor secretário

Heitor José Müller
Carlos Mariani Bittencourt
Amaro Sales de Araújo
Pedro Alves de Oliveira
Edilson Baldez das Neves
Roberto Proença de Macêdo
Roberto Magno Martins Pires
Rivaldo Fernandes Neves
Denis Roberto Baú
Carlos Takashi Sasai
João Francisco Salomão
Julio Augusto Miranda Filho
Roberto Cavalcanti Ribeiro
Ricardo Essinger
Diretores

CONSELHO FISCAL

João Oliveira de Albuquerque (Licenciado de 7/6 a 7/10/2018)
José da Silva Nogueira Filho
Francisco de Sales Alencar
Titulares

Célio Batista Alves
José Francisco Veloso Ribeiro
Clerlânio Fernandes de Holanda
Suplentes

**GÁS NATURAL:
MERCADO E
COMPETITIVIDADE**

INFRAESTRUTURA

28

2018
PROPOSTAS DA INDÚSTRIA
PARA AS ELEIÇÕES

CNI
Confederação Nacional da Indústria
CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

© 2018. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Diretoria de Relações Institucionais - DRI

FICHA CATALOGRÁFICA

C748e

Confederação Nacional da Indústria.

Gás natural : mercado e competitividade / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2018.

82 p. : il. – (Propostas da indústria eleições 2018 ; v. 28)

ISBN 978-85-7957-175-6

1. Gás Natural. 2. Mercado de Gás. 3. Agenda Regulatória. I. Título.

CDU: 665.6/7

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Sede

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

Tel.: (61) 3317-9000

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.com.br



2018
PROPOSTAS DA INDÚSTRIA
PARA AS ELEIÇÕES

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	11
1 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS.....	13
2 CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO SETOR DE GÁS NATURAL	15
2.1 Evolução do contexto internacional da indústria de gás natural	15
2.2 O custo do gás natural no Brasil e no mundo	18
2.3 Barreiras para a oferta competitiva de gás natural no Brasil	19
2.4 Reestruturação da Indústria de Gás: desafios e riscos.....	21
3 ENTENDENDO O PROBLEMA DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO BRASIL	25
3.1 Desafios para uma oferta competitiva de gás.....	25
3.2 Transporte.....	34
3.3 Comercialização	38
3.4 Distribuição.....	43
3.5 O mercado de gás natural e as termelétricas	51
4 A AGENDA REGULATÓRIA PARA A COMPETITIVIDADE DO SETOR DE GÁS NATURAL	61
4.1 Propostas para incentivar a oferta competitiva do gás natural.....	62
4.2 Propostas para o setor de transporte de gás	66
4.3 Propostas para o setor de comercialização de gás.....	69
4.4 Propostas para o setor de distribuição	70
4.5 Propostas para aprimoramento da integração entre os mercados de gás e geração elétrica	73
REFERÊNCIAS.....	77
LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018.....	81



APRESENTAÇÃO

O Brasil levará mais de meio século para alcançar o produto *per capita* de países desenvolvidos, mantida a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional registrada nos últimos 10 anos, que foi de apenas 1,6%.

O desafio para o país será de, pelo menos, dobrar a taxa de crescimento do PIB nos próximos anos. Para tanto, não se poderá repetir erros de política que reduzam o potencial de expansão – o que inclui ter uma agenda coerente de reformas econômicas e institucionais.

Mudanças de governo são ocasiões especiais para uma reflexão sobre os objetivos e as estratégias nacionais. São, também, oportunidades para o país sair da zona de conforto e aumentar sua ambição de desenvolvimento.

As eleições de 2018 têm uma característica singular, que reforça o sentido dessa ambição. O fim do mandato do próximo presidente e dos parlamentares vai coincidir com o 200º aniversário da independência do Brasil.

É preciso aproveitar esse marco para estimular ações que eliminem os principais obstáculos ao crescimento no país e contribuam para construir uma indústria competitiva, inovadora, global e sustentável.

O *Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022*, lançado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) no início do ano, apresenta uma agenda para aumentar a competitividade da indústria e do Brasil, e para elevar o bem-estar da população ao nível dos países desenvolvidos.

Com base nas prioridades identificadas no Mapa, a CNI oferece 43 estudos, relacionados aos fatores-chave da competitividade. Os documentos analisam os entraves e apresentam soluções para os principais problemas nacionais.

A infraestrutura é um dos principais entraves à competitividade. O Estado não conseguirá elevar os investimentos nessa área, ao nível necessário, sem a participação do setor privado. Para tanto, é preciso ter regras claras e estáveis, além de um sistema regulatório eficiente e profissionalizado.

O gás natural pode ser um importante fator de aumento da competitividade da indústria brasileira. Não obstante, o mercado desse insumo no Brasil ainda é deficiente, com preços elevados em relação aos parâmetros internacionais, e com oferta baixa e incerta.

Este documento propõe, com base em experiências mundiais, uma reformulação do arcabouço regulatório do gás natural, de modo a estimular a concorrência e atrair investimentos para o setor.

Robson Braga de Andrade

Presidente da CNI

RESUMO EXECUTIVO

No mundo, a indústria de gás natural encontra-se em um momento de grande transformação. O forte crescimento da oferta, impulsionado pela exploração de recursos não convencionais, tem contribuído para a queda dos preços e para o aumento da competitividade do gás em relação às outras fontes energéticas. Essa situação vem beneficiando os países que implementaram mudanças regulatórias liberalizantes no mercado de gás. Nesse contexto, **o gás natural vem se tornando um importante vetor na definição da competitividade relativa entre os países.**

O preço do gás natural no mercado final brasileiro é um dos mais elevados do mundo, sendo um obstáculo para a competitividade da indústria, em particular para os segmentos intensivos em energia. A forma de organização e a regulação da indústria de gás natural no Brasil não estão alinhadas às melhores práticas internacionais, notadamente por persistir um monopólio de fato da Petrobras sobre toda a cadeia produtiva.

A busca de um novo modelo de desenvolvimento do setor se justifica pela baixa competitividade do gás ofertado no País, em um momento em que, internacionalmente, o gás está se tornando cada vez mais competitivo e a Petrobras decidiu reduzir sua participação no setor.

Com relação ao segmento de transporte de gás, está claro que o arcabouço regulatório não consegue induzir os investimentos e a concorrência. O elevado grau de complexidade e dirigismo do processo de licitação dos gasodutos, por um lado, e a fragilidade do planejamento setorial, por outro lado, inviabilizam a expansão da malha de gasodutos.

As alterações legais necessárias para a maior competitividade do gás natural devem ocorrer em todos os elos da cadeia produtiva.

Recomendações

1. **Aprovar o Projeto de Lei 6.407/2013, em análise no Congresso Nacional.** O texto do PL representa o consenso entre consumidores industriais, produtores, comercializadores e Governo Federal.

2. Promover a oferta competitiva do gás natural:

- remover barreiras à entrada de novos ofertantes, por meio da promoção do acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais (aplicação da *essential facilities doctrine*); e
- estimular a produção de gás em terra, por meio da efetiva implementação do Programa Reate.

3. Criar um sistema de transporte de gás robusto e competitivo:

- criar um mercado de capacidade de transporte, com a adoção do regime tarifário de entrada e saída; e
- desenvolver gestão independente do sistema de transporte.

4. Regular a atividade de comercialização de gás pela ANP, visando:

- aumentar a concorrência na oferta da molécula; e
- criar o Mercado Organizado de Gás Natural (*hub virtual*) e a Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural.

5. Fortalecer a competitividade do segmento da distribuição:

- promover a harmonização das regulações estaduais;
- desenvolver agências reguladoras estaduais independentes e capacitadas;
- adotar mecanismo de contratação competitivo pelas distribuidoras (leilão de compra de gás); e
- privatizar as distribuidoras.

1 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS

A indústria de gás natural brasileira atravessa um momento decisivo da sua evolução. O modelo de desenvolvimento do setor, caracterizado pelo protagonismo da Petrobras na organização do mercado e nos investimentos setoriais, tornou-se insustentável no contexto atual do mercado nacional e internacional.

A partir da descoberta do Pré-Sal e, mais recentemente, da crise financeira da Petrobras, a Empresa decidiu ter uma participação menor no setor. Essa mudança estratégica ficou clara, a partir da divulgação do Plano de Negócios e Gestão 2015 da Petrobras, que prevê uma redução significativa de investimentos, além de um plano de desinvestimentos, no qual a área de gás natural tornou-se alvo prioritário para o processo de reestruturação e desinvestimento da Petrobras.

Além da intenção da Petrobras de deixar de ser o ator estruturante do mercado de gás no Brasil, o contexto do mercado internacional e nacional cria pressões competitivas importantes na indústria de gás nacional. Por um lado, o crescimento da oferta no mercado internacional – com a difusão da exploração dos recursos não convencionais e a liberalização dos mercados de gás – coloca em xeque o nível de competitividade da indústria de gás brasileira. Os elevados preços do gás produzido no Brasil, em relação ao mercado internacional, atraem a atenção de fornecedores potenciais de GNL importado. Por outro lado, existe uma tendência de desconcentração da oferta doméstica de gás.

Nesse ambiente, é fundamental rever a regulação e a estrutura da indústria de gás brasileira, de modo a criar um novo ambiente de negócios atrativo para os investimentos privados e impedir o surgimento de um hiato nos investimentos e no crescimento da oferta no Brasil. Ademais, é crucial garantir um nível aceitável de concorrência na oferta de gás, evitando assim, a substituição do atual monopólio (*de fato*) da Petrobras por um oligopólio privado.

Os novos desafios da indústria de gás levaram o Governo Federal a lançar a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de aprimorar o arcabouço normativo do setor de gás natural. Essa iniciativa inaugurou um importante debate com os principais *stakeholders* do setor, visando à construção de propostas para a reforma da indústria de gás. Esse debate culminou com um projeto de lei, que traz propostas para a reestruturação do setor. O documento é uma contribuição a essa agenda de modernização institucional do setor de gás.

2 CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO SETOR DE GÁS NATURAL

A indústria de gás natural encontra-se em um momento de grande transformação em nível mundial, com profundas repercussões na competitividade relativa entre os países. O contexto internacional de expansão da oferta de gás a preços competitivos resulta em um crescimento renovado do uso do combustível para a geração de energia e desenvolvimento das atividades industriais.

Esse ambiente torna ainda mais importante a discussão sobre a baixa competitividade na oferta de gás natural no Brasil e a identificação de oportunidades para transformar esse energético em uma vantagem competitiva para a indústria brasileira.

2.1 Evolução do contexto internacional da indústria de gás natural

O gás natural desempenha papel significativo no *mix* de energia global. O combustível responde por 24% da energia primária mundial, sendo a segunda fonte mais utilizada para geração de energia elétrica, com participação de 22% (BP, 2017). O gás natural também tem o potencial de desempenhar papel significativo na transição para um futuro energético mais limpo, devido ao menor nível de emissões de CO₂, em relação ao carvão e ao petróleo. Segundo o estudo *World Energy Outlook*, da Agência Internacional de Energia, o gás natural é o único combustível fóssil que manterá participação no *mix* energético das próximas décadas, apoiado por políticas de redução de emissões (AIE, 2017).

A maior participação do gás natural na matriz de energia mundial é impulsionada pelo aumento da oferta a custos competitivos, em particular por meio da exploração de recursos não convencionais¹. O avanço tecnológico das atividades de exploração e produção (E&P) contribuiu para viabilizar o aproveitamento desses recursos, especialmente na América do Norte.

Os Estados Unidos são o maior produtor e consumidor de gás natural do mundo². Com a difusão da exploração dos recursos não convencionais, o crescimento

1. Os principais recursos gasíferos não convencionais são o gás de folhelho (shale gas), o gás de arenitos compactos (tight gas) e o gás de camadas de carvão (coalbed methane). A produção deste tipo de gás requer a utilização de tecnologias alternativas de produção como o fraturamento hidráulico dos reservatórios.

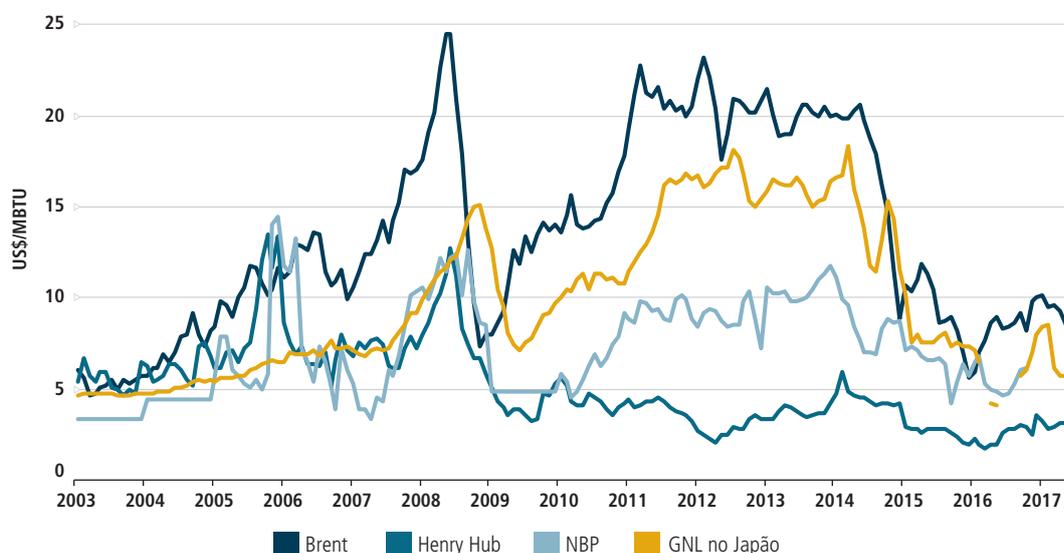
2. Os EUA foram responsáveis por 21% da produção e 22% do consumo mundial de gás natural, em 2016 (BP, 2017).

da oferta supera o crescimento da demanda desde 2008, e o país tornou-se exportador de gás. Em 2015, a produção bruta de gás natural dos EUA atingiu 933 bilhões de metros cúbicos (bcm), sendo 49% não convencionais (BP, 2017).

Com o crescimento da oferta na América do Norte, o preço do gás natural, naquela região, descolou-se do preço do petróleo. Atualmente, o preço do gás nos EUA (Henry Hub) situa-se muito abaixo do preço do petróleo (Brent). Isso tornou o gás um combustível muito mais competitivo do que os derivados do petróleo, permitindo, inclusive, o deslocamento do consumo do carvão na geração elétrica, com amplos benefícios ambientais. Os baixos preços do gás natural na América do Norte deram uma vantagem comparativa importante para a indústria desta região. Observa-se um forte crescimento dos investimentos e da produção nos segmentos gás intensivos, como o setor químico e de refino de petróleo.

Nas outras regiões do mundo, o preço do gás situa-se num patamar mais elevado que o Henry Hub americano, uma vez que está, direta ou indiretamente, indexado ao petróleo. Entretanto, mesmo em outras regiões, observa-se a tendência de maior oferta de gás (principalmente através do GNL) e preços mais competitivos (Gráfico 1).

Gráfico 1 – Evolução dos preços de gás natural e petróleo



Fontes: (EIA, 2017), (IMF, 2017), (METI, 2017), (MME, 2018).

O aumento da importância do gás natural na matriz energética mundial também se apoia em mudanças regulatórias, que impulsionaram a liberalização da indústria do gás em diversos países. Tradicionalmente, a indústria de gás natural se desenvolveu por meio de monopólios verticalmente integrados, pois a conformação da cadeia produtiva implica investimentos elevados em ativos fixos e específicos, sujeitos a significativas economias de escala e escopo.

Ao longo da década de 1990, a experiência internacional registra esforços regulatórios, no sentido de incrementar a competição e a abertura do mercado de gás natural. A indústria passou por reformas estruturais para diminuição do poder de mercado das empresas integradas e a criação de um novo modelo regulatório, caracterizado pela atração de investimentos privados e aumento da competição da oferta de gás (STERN, 1998).

Entre as mudanças empregadas na experiência internacional, a separação total de propriedade (*unbundling*) se destaca como modelo para diminuição do poder de mercado dos monopólios. Essa solução estrutural possibilita eliminar o incentivo a práticas anticompetitivas e ao subinvestimento nas redes físicas que interconectam os elos da cadeia produtiva. Adicionalmente, a promoção da concorrência se deu mediante reformas regulatórias para a redução de barreiras de mercado à entrada de novos agentes e para o livre acesso de terceiros à infraestrutura existente, como formas de aumentar a concorrência (NEWBERY, 1999).

O Reino Unido é um exemplo da importância das reformas estruturais para abertura do mercado de gás natural. A efetiva introdução de competição no fornecimento de gás teve impactos econômicos importantes para a economia britânica, pois viabilizou a atração de investimentos e aumentou a produção interna.

O sucesso da experiência britânica inspirou vários países a reestruturarem suas indústrias, como Argentina, Itália e Espanha. Nesses países, o mercado de gás era dominado por um monopólio estatal verticalizado – tal como é no caso do Brasil atualmente – e demandava reformas para alienação de ativos e eliminação de restrições regulatórias ao poder de mercado (ARMSTRONG, VICKERS, & COWAN, 1994).

Como resultado da liberalização do mercado em diversos países e do aumento da oferta, o Gás Natural Liquefeito (GNL) ganhou maior protagonismo como vetor comercial. Contribui para esse cenário o aumento da oferta flexível no mercado internacional, ditado pelas novas fontes de abastecimento (como os EUA) e pelos tradicionais *players* globais, que adquirem posições crescentes em vendas abertas.

De outro lado, surgem novos *players* importadores, com diferentes estratégias de aquisição de GNL. Desde 2000, o GNL é a fonte de gás natural que mais cresce no mundo (média anual de 7%). Em 2016, as importações de GNL representaram cerca de 10% do consumo mundial de gás – cerca de 350 bcm (OCDE/AIE, 2017).

Com o aumento da competição, o mercado global de gás se movimenta em direção a uma estrutura crescentemente interconectada e com negociação mais flexível (IGU, 2017). A redução do percentual de negócios com preços indexados ao petróleo tem provocado o aumento da competição gás-gás, que reflete equilíbrios regionais entre oferta e demanda, além das transações de GNL baseadas em contratos mais curtos e regras de precificação mais flexíveis, como os preços no mercado *spot* (ALMEIDA, 2010) (LOSEKANN & ALMEIDA, 2014) (OCDE/AIE, 2017).

2.2 O custo do gás natural no Brasil e no mundo

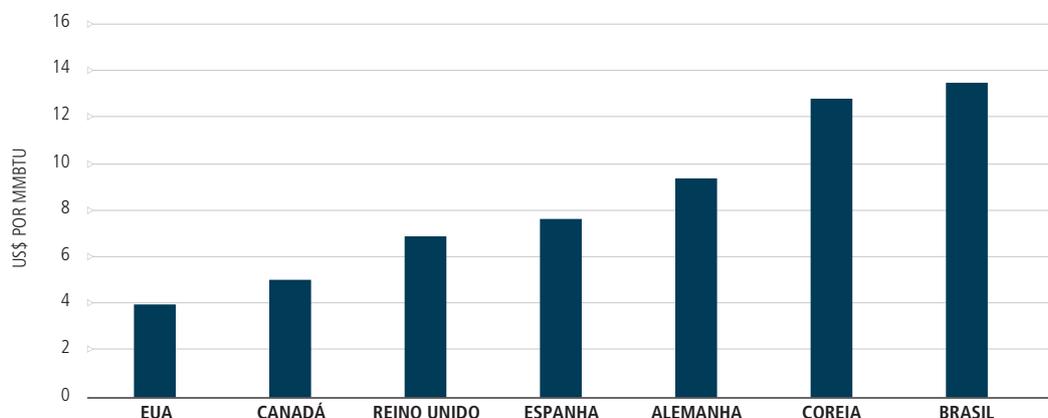
As mudanças no panorama internacional do gás natural têm impactos importantes para o Brasil, na medida em que criam pressões competitivas sobre a indústria local. O gás natural no Brasil tem preços elevados, resultando numa baixa participação na matriz energética, o que representa um grande obstáculo para o crescimento da indústria nacional.

Em 2017, o setor industrial foi responsável pelo consumo de, aproximadamente 48% do total do mercado de gás natural (aproximadamente 40 MMm³/dia). A demanda industrial de gás é estável garantindo previsibilidade aos investimentos necessários para o desenvolvimento da cadeia de gás.

O preço do gás natural no mercado final no Brasil é um dos mais elevados do mundo. Como o Brasil é importador de gás, o preço no mercado doméstico é calculado em dólares e indexado ao preço internacional do petróleo. Um levantamento da International Gas Union com todos os países com consumo superior a 8 bcm em 2016 mostrou que o preço do gás brasileiro no mercado atacadista³ está entre os mais elevados, sendo muito superior aos dos principais parceiros comerciais do País (IGU, 2017).

Quando comparamos o preço final do gás vendido à indústria, a falta de competitividade do gás nacional fica ainda mais evidente. Além dos custos de transporte e distribuição serem mais elevados, a carga tributária sobre o gás nacional também contribui para elevar o preço final do gás. Como pode ser visto no Gráfico 2, o preço médio do gás para o setor industrial no Brasil chega a ser mais de três vezes mais alto do que nos EUA.

Gráfico 2 – Preço médio do gás natural para o segmento industrial em países selecionados (Julho de 2017)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da (IEA, 2017) e do (MME, 2018).

3. Preço da molécula do gás vendido às distribuidoras ou a grandes consumidores.

A baixa disponibilidade e o alto custo de capital são fatores importantes para o alto preço final do gás natural no Brasil, segundo estudo de competitividade industrial da CNI. O alto custo de capital é um empecilho à entrada de novos agentes no mercado e à disponibilidade de gás natural a preços baixos aos clientes industriais. Na prática, isso se traduz em margens mais elevadas ao longo da cadeia capital intensiva de gás natural. O estudo concluiu que a energia mais cara resulta em baixa capacidade de concorrência da indústria local e perda de competitividade internacional (CNI, 2016).

A perda da participação brasileira na produção industrial mundial se intensificou nos últimos anos. Desde o final da década de 1990, a participação brasileira no valor adicionado mundial de manufaturados mantém tendência de queda, acumulando a redução de 1,53%, nos últimos 20 anos. A partir de 2014, uma aceleração dessa trajetória diminuiu a participação do País de 2,39% para 1,84%, em 2016 (-0,55%). Essa foi a maior queda, na comparação com nossos principais parceiros comerciais (CNI, 2017).

A falta de competitividade do gás natural no Brasil tem impacto negativo importante no segmento industrial dos insumos básicos, intensivo na utilização de gás natural (siderurgia, pelotização de minério de ferro, alumínio, química, cerâmica, vidro e papel e celulose). Esse segmento vem experimentando um processo de rápida deterioração da competitividade nos mercados doméstico e internacional.

O Projeto **+ Gás Brasil**, que reúne um grupo de empresas e associações sob liderança da Abrace, publicou estudo técnico sobre o impacto potencial que a oferta de gás competitivo poderia ter na recuperação da competitividade das indústrias de insumos básicos. O estudo mostrou que a recuperação da competitividade desses setores poderia representar o faturamento adicional de 86 bilhões de dólares e a reversão do atual déficit na balança comercial dessas indústrias até 2023, atingindo o superávit de 35 bilhões em 2050 (+ Gás Brasil, 2012).

O novo panorama mundial requer uma discussão sobre a competitividade da oferta de gás no Brasil. Diante do contexto de baixa competitividade da oferta, é necessária uma reflexão sobre medidas pragmáticas para atrair investimentos e estimular a produção, pavimentando o caminho para o País se tornar menos dependente do gás natural importado, visando ao aumento da competitividade da indústria nacional.

2.3 Barreiras para a oferta competitiva de gás natural no Brasil

A forma de organização e a regulação da indústria de gás natural brasileira estão muito distantes das melhores práticas internacionais. O mercado brasileiro de gás está organizado na forma de um monopólio de fato da Petrobras, pois se desenvolveu

ancorado nos investimentos da empresa no setor. Apesar das reformas regulatórias no *upstream* e a realização de 17 leilões de áreas exploratórias, não houve uma diversificação significativa dos agentes no setor e não apareceram novos ofertantes de gás ao mercado final.

A Petrobras ainda responde por cerca de 80% da produção de gás e por 100% da oferta de gás ao mercado; é proprietária dos dutos de escoamento; controla todas as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e de regaseificação de GNL; é carregadora e transportadora em quase toda malha de transporte; é a única supridora para o mercado final e ainda é a maior consumidora de gás.

A participação acionária ou o controle da Petrobras nas distribuidoras estaduais de gás natural dá à empresa um poder de mercado assimétrico, em relação aos produtores independentes.

Existem muitas barreiras para que novos ofertantes possam disputar este mercado com a Petrobras:

- **Barreiras econômicas e regulatórias para o acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento e tratamento de gás natural:** os atuais produtores de gás no Brasil (exceto Petrobras), em geral, não têm escala de produção suficiente para viabilizar investimentos em infraestrutura própria de escoamento e tratamento de gás. Na maioria dos casos, o escoamento depende do uso de infraestrutura já existente, ou do compartilhamento do investimento em novas infraestruturas. Barreiras econômicas e regulatórias têm levado os produtores independentes a optar pela venda do gás na boca do poço à Petrobras, impedindo o aumento da concorrência na oferta do produto ao mercado.
- **Barreiras para o acesso à infraestrutura de transporte:** os produtores e importadores enfrentam barreiras para o acesso à infraestrutura de transporte, já que parte significativa dos gasodutos da malha de transporte existente não está aberta para o acesso de terceiros e toda a capacidade disponível, atualmente, está contratada pela Petrobras.
- **Barreiras para a exploração do gás em terra:** De acordo com estudo da CNI, o gás *onshore* enfrenta muitas barreiras, devido ao baixo nível de conhecimento geológico, os riscos acima do solo, as dificuldades em acessar os mercados existentes e a judicialização da exploração não convencional. O estudo também identifica obstáculos no processo de concessão de blocos *onshore*, como complexidade da regulação técnica e ambiental, baixo desenvolvimento da cadeia de fornecedores e dificuldades de financiamento. O desafio para aumentar a oferta de gás em terra é, portanto, uma questão econômica de atratividade dos investimentos na exploração, produção e comercialização do gás natural (CNI, 2015).

- **Dependência externa no suprimento do gás natural:** a dependência externa tem implicado numa escassez de gás competitivo para a indústria local. A oferta nacional de gás natural é composta por duas fontes, além da produção nacional: as importações da Bolívia e o GNL. Apesar da redução recente dos níveis de importação, o Brasil continua com uma elevada dependência externa. Em 2017, o volume de gás importado correspondeu a 33% da oferta total de gás natural.
- **Barreiras para a formação do mercado livre de gás natural:** a regulação estadual avançou pouco na implementação do mercado livre de gás natural, por meio das figuras do consumidor livre, autoprodutor e auto importador, criadas na Lei do Gás. Apenas seis estados introduziram o mercado livre de gás natural para grandes consumidores até agora. Entretanto, mesmo nesses estados, os grandes consumidores não optaram pela aquisição direta do gás de comercializadores independentes, em função das barreiras regulatórias e da falta de novos ofertantes.
- **Riscos do suprimento de gás ao mercado:** como não existe uma infraestrutura de estocagem no País, tampouco um mercado secundário desenvolvido, os novos produtores enfrentam grande dificuldade para garantir uma oferta estável para segmentos não termelétricos, bem como uma oferta flexível, que atenda à demanda variável dos consumidores termelétricos.

2.4 Reestruturação da Indústria de Gás: desafios e riscos

A organização do mercado de gás natural, na forma do monopólio da Petrobras, precisa ser revista. A própria empresa decidiu mudar sua estratégia para o setor, em função da descoberta do pré-sal e da sua crise financeira, com a queda dos preços do petróleo em 2014. Conforme indicado em seu Plano de Negócios e Gestão 2015⁴, o setor de gás natural tornou-se um dos focos da política de venda de ativos e de redução de investimentos da empresa.

Abre-se espaço para a reforma e reestruturação da indústria de gás brasileira, a partir da redução do papel da Petrobras na cadeia produtiva. Assim, é fundamental avaliar as consequências da reestruturação do mercado de gás natural, os desafios e oportunidades para o crescimento de toda a indústria, tendo como objetivo uma oferta mais competitiva.

4. O Plano de Negócios e Gestão de 2015 da Petrobras apresentou plano de desinvestimentos, reestruturação de negócios e desmobilização de ativos totalizando US\$ 57,7 bilhões entre 2015 e 2018. Esta meta foi revisada para US\$ 34,6 bilhões no plano de negócios lançado em 2017. Entretanto, até o fim de 2017, a empresa conseguiu implementar apenas US\$ 18,3 bilhões em venda de ativos.

A execução do plano de desinvestimento pela Petrobras pode contribuir para a redução efetiva das barreiras à entrada de novos agentes e cria expressivas oportunidades de investimento em função do grande potencial de crescimento da oferta e da demanda internas de gás natural. Por essa razão, em 2016, o governo federal lançou a iniciativa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento mais apropriado à iniciativa privada. O Conselho Nacional de Política Energética estabeleceu as diretrizes para o programa, que busca desenvolver um mercado com diversidade de agentes, competitividade, boas práticas internacionais e dinamismo, de modo a contribuir para o crescimento do País.

As diretrizes do programa “Gás para Crescer” contemplam maior transparência e redução de custos de transação; estímulo à concorrência e à formação de mercado de curto prazo; garantia de acesso de terceiros a gasodutos, unidades de processamento e terminais de regaseificação; mudanças na tributação; harmonização entre normas federais e estaduais; integração entre os setores de gás e de energia elétrica, entre outros temas importantes à reforma dessa indústria.

A execução das atividades, no âmbito dessa iniciativa, é baseada na discussão estratégica entre diversos agentes da indústria de gás natural. O governo realizou várias reuniões e fóruns de discussão com *stakeholders*, abriu consulta pública sobre as diretrizes do programa, criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), composto por representantes de instituições públicas e privadas do setor e coordenado pelo núcleo operacional formado pela ANP, EPE e MME, além de instaurar oito subcomitês temáticos, responsáveis pelo estudo e proposição de aprimoramentos em toda a cadeia, a fim de consolidar um novo marco regulatório.

O PL apresentado na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados incorporou as principais propostas identificadas pelos oito subcomitês e vem sendo aperfeiçoado por meio de um trabalho conjunto entre o Executivo e o Legislativo.

Outra recente iniciativa para o setor é o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate). O objetivo do Governo Federal foi definir uma política nacional para revitalizar a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres, mediante a consolidação, atração e diversificação de operadores, de modo a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional.

As frentes estratégicas do Reate são: diversificação de operadores; adequação regulatória compatível ao nível de complexidade dos ativos terrestres, ao processo de licenciamento ambiental e às questões tributárias e de disponibilidade de bens e serviços.

Considerando a importância e a amplitude das mudanças que se pretende, ou seja, a transição de um monopólio de fato a um mercado concorrencial, o governo terá papel fundamental na coordenação das reformas setoriais no curto, médio e longo prazos.

Nos curto e médio prazos, a regulação deve evoluir para implementar um ambiente de negócios, que facilite a diversificação de agentes na comercialização de gás. No longo prazo, o principal desafio é reverter a situação de dependência externa no suprimento de gás natural e a promoção de uma oferta competitiva. Como resultado, as novas oportunidades de investimento no setor poderiam contribuir para o aumento dos níveis de investimento na economia e para a retomada do crescimento econômico.

Assim como as oportunidades, os riscos da reestruturação da indústria nacional de gás são muito grandes. A redução da participação da Petrobras também representa um desafio para a continuidade da expansão da indústria de gás natural brasileira, com o importante risco de queda dos investimentos.

A demora de uma reforma estrutural e a indefinição em torno da nova política setorial não garantirão as condições necessárias para a atração de investimentos privados, necessários ao crescimento do setor, e podem resultar num hiato de investimentos e na desorganização do mercado, o que poderia levar ao aumento da dependência do gás importado (COLOMER, 2015) (COLOMER; ALMEIDA, 2016) (ALMEIDA, 2017).

3 ENTENDENDO O PROBLEMA DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO BRASIL

O setor de gás natural é crítico para o desenvolvimento do País. A criação de um novo ambiente de negócios, visando atrair investimentos, dependerá da identificação e superação dos obstáculos existentes na indústria de gás natural brasileira.

3.1 Desafios para uma oferta competitiva de gás

A oferta de gás natural brasileira é composta por três fontes distintas:

- produção doméstica;
- importações da Bolívia; e
- importações do mercado internacional, via GNL.

A produção de gás natural, no Brasil, desenvolveu-se a partir dos investimentos da Petrobras, particularmente em campos *offshore*. Entre 2000 e 2017, a produção doméstica de gás natural triplicou, passando de 36 MMm³/d para de 109 MMm³/d (ANP, 2018).

A produção *offshore* vem crescendo devido, principalmente, à produção do Pré-Sal, iniciada em 2008 e que já representa 46% (51 MMm³/d) da produção total de gás natural⁵. Esse aumento de produção cria oportunidades para uma oferta mais competitiva de gás natural no Brasil, com a participação de novos produtores no mercado final.

Como demonstra a Tabela 1, a produção brasileira de gás natural tem perfil predominantemente *offshore* e associado ao petróleo. Esse perfil impõe dificuldades à exploração econômica de gás natural. Os campos *offshore*, especialmente do pré-sal, apresentam altos níveis de reinjeção de gás natural, em função de diferentes fatores, como:

- elevados índices de contaminação do gás natural por CO₂, que requer separação antes do escoamento; e

5. Os campos do Pré-Sal possuem alta Relação Gás-Óleo (RGO) e produtividade, o que permite compensar o declínio da produção dos campos do Pós-Sal, em particular na Bacia de Campos.

- grandes distância e profundidade dos campos até a costa, implicando em custos elevados de escoamento.

Já a produção do gás associado, normalmente, é tratada como um subproduto da indústria de petróleo, que costuma ser o foco dos investidores no setor. Isso quer dizer que parte da produção de gás natural é utilizada no próprio processo de produção do petróleo.

Tabela 1 – Balanço do gás natural no Brasil

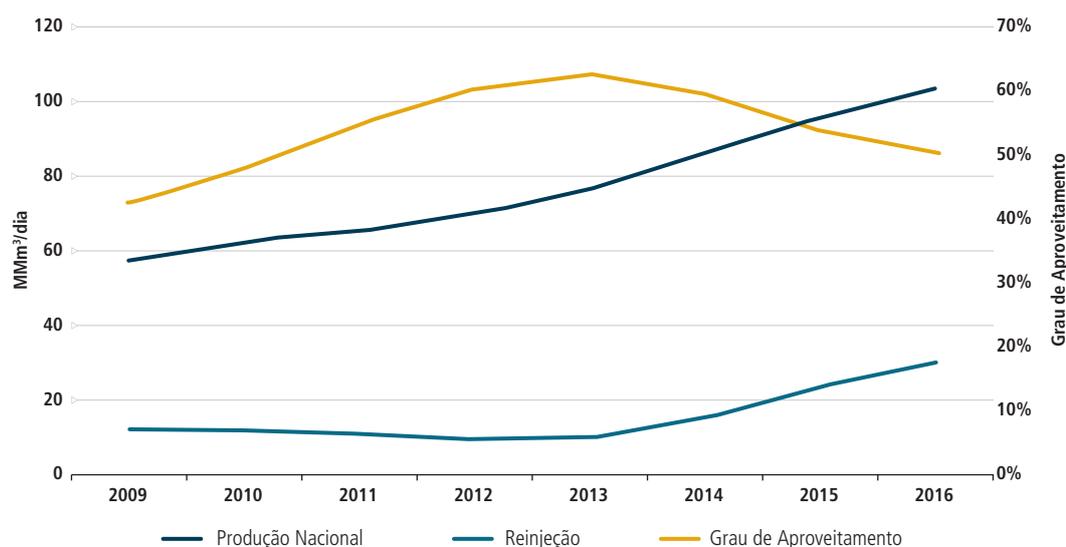
valores em milhões m ³ /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% 2017	EVOLUÇÃO
+ Produção Nacional	66,0	70,6	77,2	87,4	96,2	103,8	109,9	100%	
Em terra	16,8	16,7	20,6	23,3	23,0	23,8	21,5	20%	
Em mar	49,1	53,9	56,6	64,1	73,3	80,0	88,4	80%	
Associado	48,6	49,0	51,4	58,6	70,2	78,2	84,8	77%	
Não-Associado	17,3	21,6	25,8	28,8	26,1	25,6	25,1	23%	
- Reinjeção	11,1	9,7	10,6	15,7	24,3	30,2	27,6	25%	
Em terra	7,8	6,8	6,1	7,3	8,4	9,1	8,2	30%	
Em mar	3,3	2,9	4,6	8,4	15,9	21,2	19,4	70%	
- Queima e perda	4,8	4,0	3,6	4,4	3,8	4,1	3,8	3%	
- Consumo em E&P	10,2	10,6	10,9	11,5	12,2	12,9	13,4	12%	
- Absorção em UPGNs	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	4,2	4,6	4%	
= Oferta Doméstica	36,5	42,9	48,6	52,2	52,2	52,4	60,5	55%	
+ Importação - Bolívia	26,8	27,5	31,8	32,8	32,0	28,3	24,3	83%	
+ Importação - Argentina	0,0	0,0	0,2	0,2	0,5	0,0	0,0	0%	
+ Importação - GNL	1,7	8,5	14,6	19,9	17,9	3,8	5,1	17%	
= Oferta Importada	28,5	36,0	46,5	52,9	50,4	32,1	29,4	100%	
- Perdas em Gasodutos	3,4	3,9	3,7	5,8	3,9	4,3	4,3	5%	
= OFERTA TOTAL	61,6	75,0	91,3	99,3	98,6	80,3	85,6		
- DD Não-Térmelétrica	51,2	52,0	51,3	52,4	52,7	50,7	51,3	60%	
- DD Térmelétrica	10,4	23,0	40,1	46,8	45,9	29,6	34,3	40%	

Fonte: Elaboração própria com base em dados do (MME, 2018).

A partir de 2013, a oferta nacional de gás ao mercado não cresceu no mesmo ritmo da produção. Enquanto a produção bruta expandiu-se 23%, entre

2014 e 2017, a oferta nacional aumentou apenas 12%. A diferença nas taxas de crescimento da produção bruta e da oferta nacional líquida deve-se aos níveis de reinjeção, que cresceram 75% no período, passando de 15 MMm³/d, em 2014, para 27 MMm³/d, em outubro de 2017. O nível de aproveitamento da produção nacional caiu de 63%, em 2013, para 54%, em 2017.

Gráfico 3 – Reinjeção e nível de aproveitamento do gás nacional



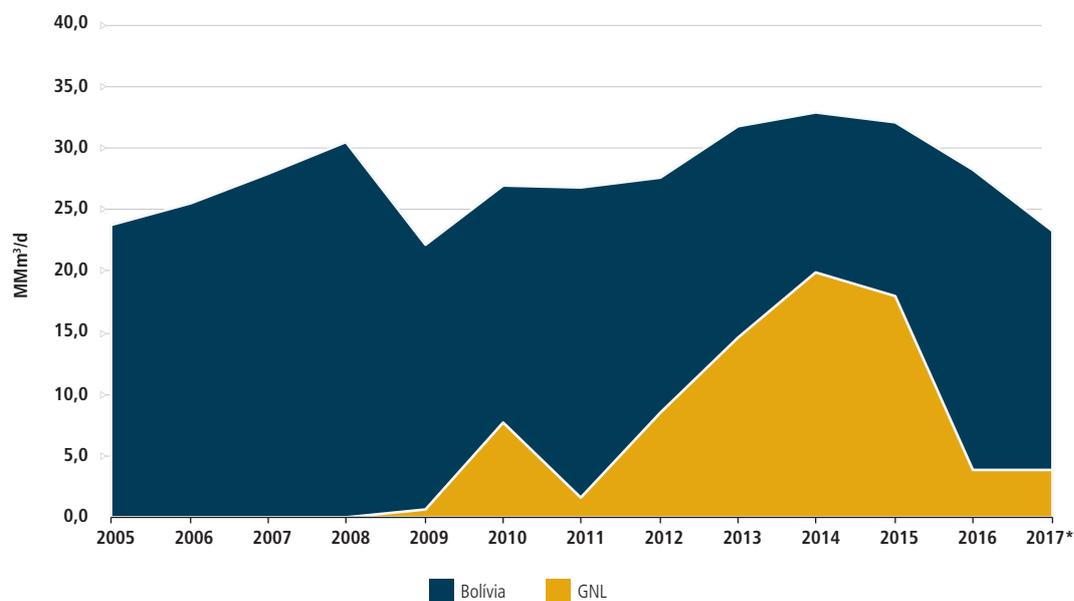
Fonte: Elaboração própria, com base em dados do (MME, 2018).

Outro vetor da produção doméstica de gás natural é a produção *onshore*. Como indica a Tabela 1, entre 2011 e 2017, a produção de gás natural em terra cresceu 21%. A partir de 2013, essa produção aumentou significativamente, com a entrada em produção dos campos Gavião Real e Gavião Azul, na bacia do Parnaíba, e com o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto Coari-Manaus.

A produção em terra ainda representa uma pequena parte da produção total de gás no País. Em 2017, a produção *onshore* respondeu por menos de 20% da produção, devido ao baixo direcionamento de investimentos para as bacias terrestres.

Apesar da maior oferta doméstica, as importações de gás natural, provenientes da Bolívia e do mercado internacional, via GNL, aumentaram 115% entre 2005 e 2014, alcançando 55,9 MMm³/d, ou 53% da oferta total de gás. A partir de então, com a queda do nível de atividade econômica, a melhora das condições pluviométricas e o aumento da produção nacional, houve redução das importações de gás natural para 27 MMm³/d em 2017. Apesar disso, o Brasil continua com uma elevada dependência externa. No último ano, o volume de gás importado correspondeu a 33% da oferta total.

Gráfico 4 – Evolução das importações de gás natural – 2001 a 2017



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do (MME, 2018).

É incerto o papel das importações na oferta de gás natural no futuro. Por um lado, ainda existem incertezas técnicas e econômicas, que dificultam a elaboração de cenários da oferta de gás do pré-sal. Por outro lado, não está clara qual será a principal fonte de gás importado. As negociações para renovar o contrato de suprimento de gás Boliviano não foram concluídas e existe, no momento, uma sobre oferta de GNL no mercado internacional, que favorece a estratégia de sua importação (CNI, 2016).

3.1.1 Desafios da produção *offshore*

As descobertas do pré-sal apresentam um grande potencial para a produção de gás natural, mas ainda existem incertezas sobre a oferta de gás do pré-sal para o mercado nacional. Os fatores que contribuem para esse cenário são:

- elevado índice de contaminação do gás natural por CO₂;
- produção distante da costa e em altas profundidades;
- barreiras de mercado a novos produtores para o acesso a mercado firme;
- predomínio de investimentos da Petrobras na oferta de gás natural; e
- barreiras regulatórias ao acesso de terceiros à infraestrutura existente.

A elevada concentração de CO₂ nos reservatórios do pré-sal traz importantes desafios tecnológicos. O transporte do gás natural, com elevados índices de contaminação por CO₂, não é viável tecnicamente, em função dos efeitos corrosivos do gás nos equipamentos de transporte. Por outro lado, a utilização de tecnologia convencional

de separação de CO₂ em reservatórios com elevados níveis de contaminação apresenta grandes desafios técnicos e econômicos. O volume de gás que pode ser tratado é limitado pelo espaço disponível nos navios FPSO para as plantas de separação de CO₂. Vale ressaltar ainda que o CO₂ separado deve ser reinjetado, para evitar a contaminação da atmosfera e os impactos potenciais no aquecimento global.

Por essas razões, existe a tendência para a adoção da solução de reinjeção do gás, no caso dos campos com gás mais contaminado por CO₂. O esforço de inovação tecnológica para reduzir o custo do tratamento do CO₂ representa uma agenda estratégica para o futuro da oferta de gás natural no Brasil (Almeida, *et al.*, 2017).

O custo do escoamento do gás natural é um desafio adicional para o aproveitamento comercial do gás do pré-sal. Os gasodutos de escoamento são custosos, em função da distância entre os campos e a costa e da profundidade dos campos. Os custos dos equipamentos para transporte de gás em águas profundas são elevados, pois devem ser reforçados (maior espessura) para suportar a elevada pressão.

O gás natural proveniente do pré-sal tem sido escoado por dois grandes gasodutos submarinos (Rota 1 e Rota 2) que, juntos, têm capacidade para escoar 23 MMm³/dia. Além disso, está em construção um terceiro gasoduto de escoamento (Rota 3), que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à refinaria do Comperj, em Itaboraí (RJ), com capacidade de 21 MMm³/dia.

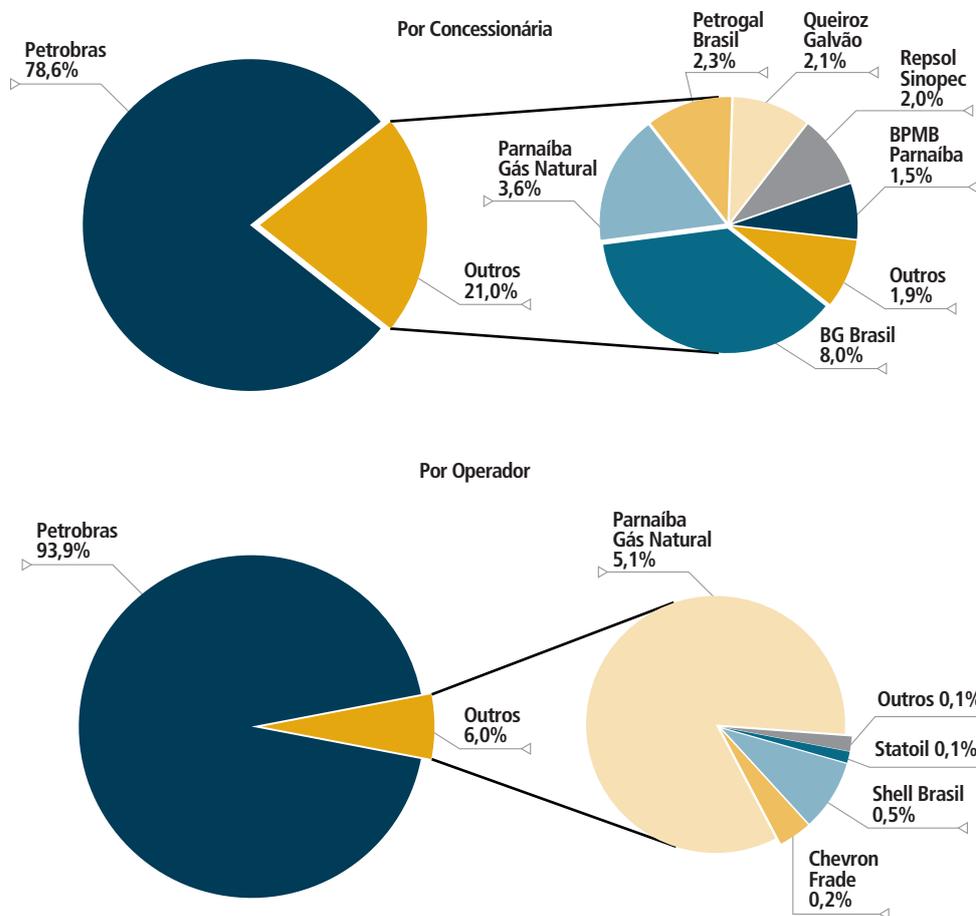
Da mesma forma, a empresa Cosan, controladora da Comgas, vem realizando estudos de viabilidade para o desenvolvimento de uma quarta rota de escoamento do gás natural do pré-sal, conhecida como projeto ALPHA. Nos planos, contempla-se a construção de um gasoduto, com capacidade de escoamento de 15 MMm³/d, para fornecer gás natural para os municípios da baixada santista e outros, sob concessão da Comgas (ZANARDO, 2015).

O potencial de produção de gás do pré-sal vai muito além dos projetos existentes para escoamento e tratamento. Entretanto, a atração de investimentos privados para o aproveitamento comercial do gás vai depender das condições de viabilidade econômica dos projetos, que depende das condições para venda do gás natural ao mercado vis à vis os custos de produção.

A incerteza quanto ao acesso ao mercado de gás representa barreira importante para projetos de monetização do gás do pré-sal. As principais barreiras à monetização direta por produtores independentes são: escassez de uma base de transporte e restrições ao acesso à infraestrutura existente; dificuldade de acesso ao mercado final, em função do monopólio das distribuidoras e da forte concentração do segmento de distribuição na Petrobras; e dificuldade para estruturar projetos de integração gás-eletricidade.

Entre os obstáculos para o desenvolvimento de um novo mercado de gás no Brasil, talvez o mais importante seja representado pelas barreiras à entrada de novos ofertantes no mercado nacional. Apesar de existir uma participação privada consolidada no segmento do E&P, a Petrobras continua monopolista de fato na oferta de gás nacional. Atualmente, há 88 empresas operando no *upstream*, sendo 49 produtoras de gás natural; todavia, em 2016, a Petrobras foi responsável por, aproximadamente, 94% da produção, como operadora e de 79%, como concessionária. Essa configuração impõe barreiras ao investimento e torna o país dependente da Petrobras para garantir a oferta de gás (ALMEIDA, et al.,2017).

Gráfico 5 – Produção nacional de gás natural por operador e concessionária, 2016



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da (ANP, 2017).

A Petrobras também controla, praticamente, toda a infraestrutura de escoamento da produção *offshore* de gás natural, além de ser proprietária de todas UPGNs do país. Os produtores de gás devem viabilizar, individualmente ou em consórcio, os investimentos em infraestrutura própria de escoamento e tratamento, geralmente obstado pela falta de escala e elevados requerimentos de capital. Com dificuldades para monetizar suas reservas, os produtores acabam optando por vender o gás para a Petrobras na boca do poço.

Atualmente, no Brasil, o acesso a esses ativos é facultativo e sem regras definidas. De acordo com o Artigo 45 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 (Lei do Gás) (BRASIL, 2009), não existe obrigação de acesso de terceiros aos dutos de escoamento, às instalações de processamento e aos terminais de GNL. Essas infraestruturas somente são acessadas por meio de negociação com os proprietários, sem qualquer regulação da ANP sobre tarifas e condições de acesso, o que inviabiliza, na prática, esse acesso.

3.1.2 Desafios da produção *onshore*

A dificuldade para aumentar a oferta de gás em terra não é um problema de potencial geológico do País, mas uma questão econômica de atratividade dos investimentos. Essa menor atratividade resulta numa participação minoritária do gás *onshore* na produção total de gás brasileira. A produção do gás *onshore* representou apenas 19% da produção total de gás, em janeiro de 2018.

O custo da exploração do gás em terra é muito menor do que o custo do gás produzido no segmento *offshore*. Segundo estudo do Pemat (MME/EPE), o custo médio para produzir gás convencional não associado em terra no Brasil é de US\$ 1,13/MBtu, enquanto o custo de gás associado no pré-sal é cerca de cinco vezes maior (Tabela 2). A pequena participação do gás em terra representa obstáculo para uma oferta competitiva de gás no Brasil. Considerando esse grande diferencial de custo de produção, a promoção da indústria de gás natural em terra é estratégica para a competitividade do País.

Tabela 2 – Estimativa de custo de produção por tipo de gás natural

Preço do gás natural especificado nacional [US\$/MMBtu] - projetos típicos	
Gás Não Associado - Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado - Campos em Terra	0,56
Gás Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 2 módulos de produção	5,59
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) - 3 módulos de produção	5,04
Gás Não Convencional - Campos em Terra ¹	6,00

Fonte: MME, 2013.

De acordo com estudo da CNI, as principais barreiras ao investimento em exploração de gás natural em terra são (CNI, 2015):

- risco geológico relativamente elevado, devido ao reduzido investimento exploratório na maioria das bacias terrestres;
- complexidade da regulação e do licenciamento de blocos exploratórios;

- dificuldade de financiamento dos projetos;
- barreiras regulatórias e jurídicas à exploração de recursos não convencionais;
- acesso ao mercado firme de gás; e
- grande disponibilidade de ativos petrolíferos no pré-sal.

O estudo da (CNI, 2015) destaca a crescente dificuldade de financiamento da exploração por parte de novas empresas de capital nacional, de pequeno e de médio portes, que assumiram um papel relevante no segmento terrestre. Os percalços de operadoras em terra importantes, como a OGX e a HRT, a performance recente da Petrobras e o aumento de grau de incerteza macroeconômica no País contraíram fortemente a liquidez dos mercados de capitais nacional e internacional para os investidores brasileiros.

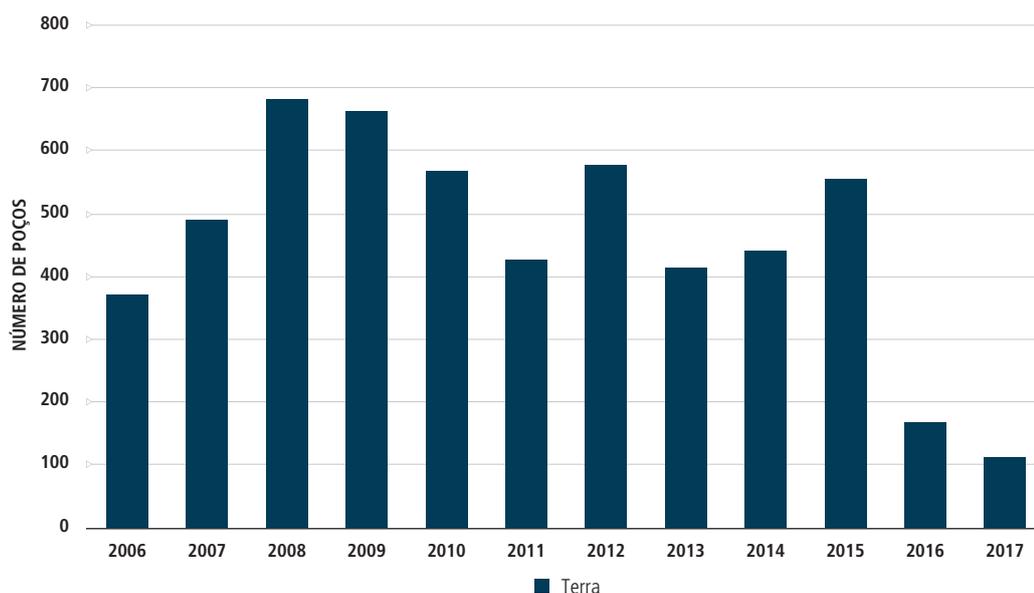
O elevado risco regulatório é uma barreira para a exploração em terra no Brasil.

A judicialização da exploração de recursos não convencionais constitui um exemplo desse problema. Os contratos da 12ª Rodada de Licitações, que previam a perfuração não convencional, foram judicializados em vários estados, por iniciativa do Ministério Público Federal, devido à falta de regulamentação definida para o fraturamento hidráulico, requerimento necessário para o licenciamento ambiental.

Outro obstáculo importante para a concessão de áreas exploratórias em terra no Brasil é o baixo nível de conhecimento geológico da maior parte das bacias sedimentares brasileiras. A ANP busca melhorar o nível de conhecimento geológico das áreas para torná-las atrativas aos investidores em E&P, via Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPGG). O objetivo do PPGG é reduzir o risco exploratório das diversas bacias de fronteira geológica existentes no território nacional, por meio de investimentos no levantamento de informações geológicas. Entretanto, a ANP vem enfrentando muitas barreiras orçamentárias e burocráticas para realizar os investimentos necessários e reduzir o risco exploratório.

Por fim, a dificuldade de comercialização do gás em terra representa importante barreira para a atração de investimentos no setor. Na atual configuração do mercado de gás natural do Brasil, é muito difícil para um produtor independente vender sua produção diretamente a grandes consumidores não térmicos, ou às distribuidoras estaduais. Atualmente, todos os produtores independentes de gás natural no Brasil vendem sua produção para a Petrobras, à exceção da Parnaíba Gás e da BPMP Parnaíba, que produzem gás em terra, consumido na boca do poço em termelétricas.

Como consequência dos obstáculos mencionados, o setor experimentou uma forte desaceleração do esforço exploratório. No Gráfico 6, pode-se perceber a queda do número de poços exploratórios em terra, a partir de 2012. A partir de 2016, o número de poços de desenvolvimento também iniciou uma trajetória de queda acentuada sendo que, em 2017, apenas 108 poços exploratórios foram perfurados em terra.

Gráfico 6 – Poços perfurados em terra - 2006-2017

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP.

3.1.3 Importações da Bolívia

A Petrobras é o único agente a importar gás natural no Brasil. A empresa controla praticamente todas as infraestruturas de importação, como terminais de regaseificação e o gasoduto Bolívia-Brasil. Uma eventual desconcentração das importações de gás natural pode ser um importante vetor de competição para o mercado de gás natural no Brasil.

Uma importante oportunidade para a promoção da concorrência nas importações de gás é o vencimento de um dos contratos da Petrobras de compra de gás da Bolívia. Em 2019, vence o contrato de compra de 18 MMm³/dia de um total de 30 MMm³/dia. Vence também o contrato da Petrobras de transporte do mesmo volume de gás entre Petrobras e TBG. Existe uma oportunidade para novos atores participarem das importações do gás boliviano.

Entretanto, os investimentos em exploração na Bolívia vêm-se reduzindo desde 2009. O índice Reserva/Produção daquele país se reduziu rapidamente no período, saindo de 23 anos, em 2009, para aproximadamente 14 anos, em 2014. Ou seja, as reservas do país não estão sendo renovadas, o que pode comprometer a capacidade de exportação para o Brasil. Para mudar a trajetória de queda das reservas, o governo da Bolívia introduziu uma série de incentivos aos investimentos na exploração (CNI, 2016).

A renegociação dos contratos de exportação da Bolívia com o Brasil vai depender, pelo lado boliviano, do balanço entre a oferta e a demanda do país; e pelo lado do Brasil, do ritmo da expansão da produção nacional. O crescimento projetado da produção

de gás no Brasil implica a redução da necessidade de importações de gás firme (MACHADO, 2017). Ou seja, tendo em vista a baixa flexibilidade da produção de gás natural associado do pré-sal, os novos contratos de importação com a Bolívia podem se dar em bases mais flexíveis⁶.

3.1.4 Importação via GNL

O Brasil importa GNL com o objetivo principal de suprir a demanda de gás para geração elétrica. Devido à particularidade do despacho termelétrico brasileiro, é essencial que a oferta de gás natural para esse segmento seja flexível. O GNL é negociado no mercado *spot* e sujeito à volatilidade do mercado internacional.

A Petrobras é atualmente o único importador de GNL no Brasil, operando três terminais de regaseificação flutuantes no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia. Além dos terminais da Petrobras, a iniciativa privada está desenvolvendo três outros projetos flutuantes e acoplados a usinas termelétricas, em Pernambuco, Rio Grande do Sul e Sergipe. Estima-se, preliminarmente, que a capacidade não utilizada em terminais de regaseificação – e potencialmente disponível para acesso de terceiros em 2020 – seria da ordem de 45 MMm³/dia, de um total possivelmente instalado de 86 MMm³/dia⁷.

Um desafio importante para a diversificação da oferta do GNL importado é a não obrigatoriedade de acesso à infraestrutura de importação. A atividade de regaseificação de gás natural não é monopólio natural, mas é essencial que haja concorrência a montante e a jusante na cadeia do gás. Porém, o marco regulatório não obriga o acesso de terceiros às instalações de GNL. Atualmente, os terminais de liquefação e regaseificação de gás natural apenas podem ser acessados por meio de negociação direta com o proprietário.

3.2 Transporte

A indústria de gás natural se organiza em rede, com elevada interdependência física e temporal entre oferta e demanda. Consequentemente, os investimentos nos diversos segmentos da cadeia produtiva devem ocorrer de forma simultânea e coordenada. O crescimento da malha de gasodutos guarda relação direta com a expansão dos investimentos em produção e, paralelamente, com a expansão do

6. A própria Petrobras já declarou que não tem interesse em renovar o contrato de importação de 18 MMm³/dia que vence em 2019.

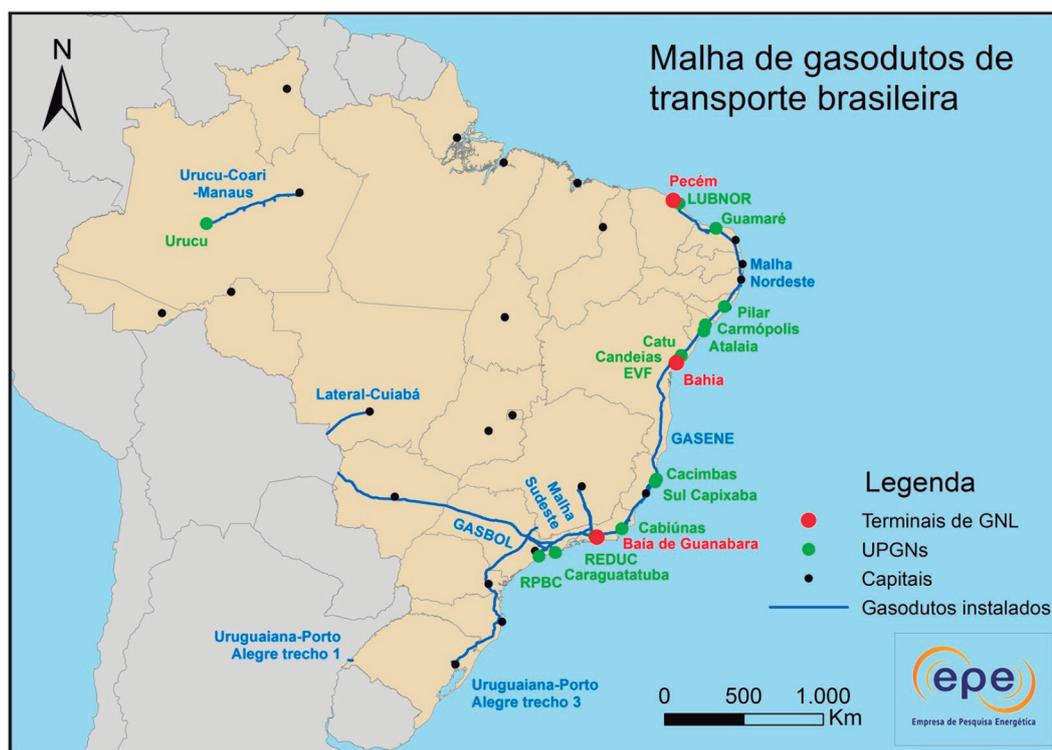
7. Esta capacidade refere-se a uma estimativa que considera a capacidade ociosa média dos terminais da Petrobras em 2014, e a disponibilidade que poderá ser ofertada por novos projetos de regaseificação até 2020.

mercado consumidor para o gás natural. A ampliação da malha de transporte mostra-se um dos grandes desafios do setor no Brasil.

A infraestrutura de transporte de gás no Brasil é pouco desenvolvida quando comparada à de outros países. A título comparativo, enquanto a malha de gasodutos de transporte no Brasil registra 9.410 km, a Argentina conta com 15.351 km. Considerando a dimensão territorial, o Brasil tem aproximadamente 1 metro de gasoduto por Km², enquanto a Argentina tem 5 metros por Km².

A malha de transporte no Brasil concentra-se na região centro-sul, por reunir as principais áreas de produção e consumo. A construção do gasoduto Bolívia-Brasil, (GASBOL) em 1999, também contribuiu para a concentração do mercado de gás nessa região. Embora os últimos 20 anos tenham registrado grande expansão da malha de gasodutos, o transporte ainda se configura como uma das principais barreiras ao desenvolvimento da produção nacional em bacias terrestres e para a interiorização da oferta de gás no país.

Figura 1 – Infraestrutura de gasodutos de transporte



Fonte: EPE, 2014.

A malha de transporte de gás natural no Brasil, assim como os demais segmentos, desenvolveu-se a partir dos investimentos da Petrobras, que detém participações na maioria das empresas transportadoras e controla toda a capacidade do sistema de transporte de gás no Brasil. Esse controle se dá via contratos de longo prazo que a empresa detém nas três principais transportadoras de gás do Brasil (TGB, NTS e TAG).

Tabela 3 – Empresas transportadoras de gás no Brasil

Empresas	Rede de transporte	Operador	Estrutura Societária
TAG	Norte, Nordeste, Sudeste 4.500 km	Transpetro	100% Petrobras
NTS	Sudeste 2.000 km	Transpetro	Brookfield (82.35%), Petrobras (10%), Itaúsa (7,65%)
TBG	Centro-Oeste Sudeste e Sul [Gasoduto Bolívia-Brasil] 2.500 km	TBG	Petrobras Logística de Gás S.A. (51%) BBPP Holdings Ltda. (29%) [BG 9.66%, Epic 9.66% e Total 9.66%] YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. (12%) [6% Fundo de Pensão da Bolívia, 3% Prisma Energy e 3% Shell] GTB-TBG Holdings S.Á.R.L. (8%) [Shell 4% e Prisma Energy 4%]
TSB	Sul 50 km	TSB	Petrobras - Gaspetro (25%), Ipiranga Produtos de Petróleo (25%), Tucunaré Empreendimentos e Participações (25%), Total (25%)
GasOcidente	Centro-Oeste 283 km	GasOcidente	100% Ashmore Energy International

Fonte: Elaboração própria.

Desde a sua criação, a ANP direciona seus esforços regulatórios no sentido de garantir o acesso de terceiros à malha de transporte, com o intuito de promover a competição no setor. A Lei do Gás incorporou esse objetivo explicitamente na legislação, ao determinar o acesso regulado de terceiros à infraestrutura de transporte.

A Lei do Gás mudou radicalmente as condições de contorno da indústria, dando ao governo o controle do processo de investimento no setor. Até então, os investimentos ocorriam por iniciativa dos interessados, cabendo à ANP somente autorizar os projetos. Com a Lei do Gás, introduziram-se as seguintes modificações no marco regulatório:

- realização de estudos para Plano de Expansão da Malha dutoviária (PEMAT) pelo MME (subsidiado pela EPE);
- determinação pelo MME da utilização de parcerias públicas e privadas (PPPs) e dos recursos da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), para a construção de gasodutos de transporte considerados de relevante interesse público;
- licitação dos novos empreendimentos sob o regime de concessão, com tarifas fixadas pela ANP com valor inicial definido via leilão (gasodutos existentes continuarão sob regime de autorização);
- fixação de tarifas máximas de transporte pela ANP; e

- regulação do livre acesso aos gasodutos, inclusive por meio de contratos de troca operacional de gás (*swap*).

No entanto, o novo arcabouço regulatório não conseguiu induzir os investimentos no segmento de transporte. Nenhum projeto de novo gasoduto se viabilizou desde 2009.

O principal problema para viabilizar os investimentos no novo arcabouço regulatório está relacionado ao elevado grau de complexidade e dirigismo do processo de planejamento e licitação dos gasodutos. Para ocorrer a licitação de um novo duto de transporte, primeiramente o projeto deve constar no Pemat. A proposta para inclusão pode vir do setor privado, mas, nesse caso, o interessado deve realizar um estudo prévio para demonstrar a viabilidade do gasoduto.

Após ser incluído no Pemat e ser considerado viável pelo MME, a ANP deve realizar um processo de venda de capacidade para carregadores interessados. Uma vez identificada e contratada a demanda para o futuro gasoduto, a ANP realiza uma licitação para definir o transportador investidor, com base na menor receita requerida para o investimento no gasoduto.

O único Pemat publicado pela EPE, em 2014, não identificou demanda suficiente para novos gasodutos, principalmente pelo fato de que o planejamento não considera a entrada de novas termelétricas.

No atual contexto da regulação do setor de gás e eletricidade no Brasil, não existe nenhum incentivo ou obrigação para os novos projetos termelétricos se conectarem com a infraestrutura de transporte de gás. Como a oferta de gás para as novas térmicas se dá via GNL, importado ou de campos em terra, os empreendedores optam por localizar os projetos térmicos perto dos terminais de regaseificação ou na boca do poço. Dessa forma, a ausência de coordenação entre o planejamento público da rede de transporte e os investimentos em térmicas inviabiliza a expansão da rede de transporte.

Além de não ter induzido investimentos na expansão da malha, a nova Lei do Gás também não induziu concorrência no fornecimento de gás. A Resolução da ANP 51/2014 avança na implementação da separação entre as atividades de transporte e comercialização (*unbundling*), proibindo que carregadores de gás se envolvam direta ou indiretamente, via subsidiárias, com a atividade de transporte (ANP, 2014).

Porém, essa restrição se aplica apenas a novos gasodutos de transporte sob o regime de concessão, mas não obriga a desverticalização dos atuais gasodutos sob o regime de autorização, controlados pela Petrobras. Assim, a Petrobras permanece envolvida simultaneamente no transporte, carregamento e comercialização de gás natural. A integração vertical da Petrobras ao longo de toda a cadeia se traduz em barreira quase intransponível para novos fornecedores.

A ANP também regulamentou o acesso de terceiros aos gasodutos, por meio da Resolução 11/2016, como determinado pela Lei do Gás (ANP, 2016). A oferta de toda a capacidade disponível (ainda não contratada) e ociosa (contratada, mas não utilizada) é obrigatória, devendo os transportadores:

- manter plataforma eletrônica pública atualizada, com todos os dados necessários para o acesso de potenciais interessados;
- disponibilizar termos de acesso e contratos padronizados;
- organizar oferta periódica e não discriminatória de serviços extraordinários (serviço de transporte firme temporário) e interruptíveis (capacidade ociosa temporariamente não utilizada);
- realizar chamada pública de capacidade disponível para contrato firme, sob a supervisão da ANP; e
- gerenciar congestionamento contratual, quando houver capacidade ociosa permanentemente não utilizada que impeça o acesso de terceiros aos gasodutos.

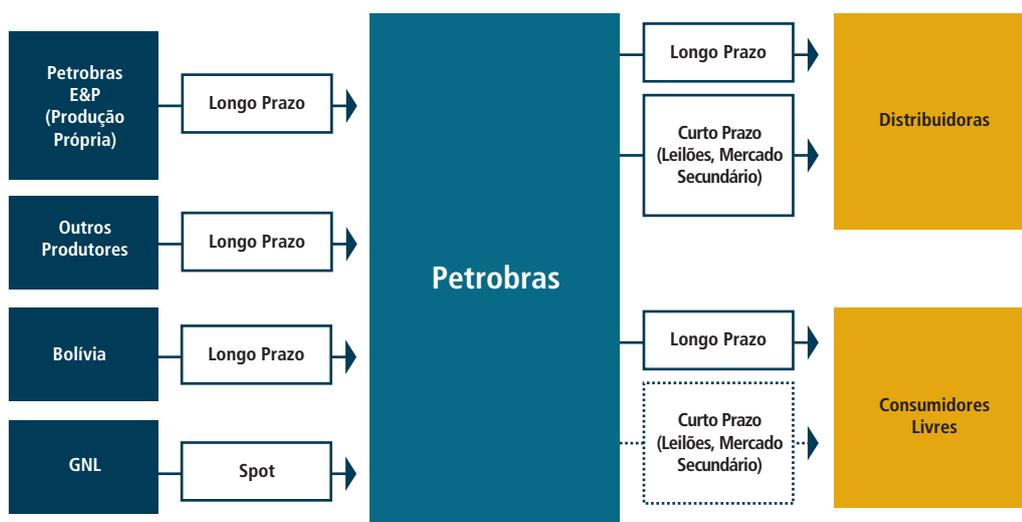
Essas determinações, no entanto, ainda não foram totalmente implantadas pelos transportadores.

Apesar dos esforços regulatórios da ANP para promover a competição, todos os importadores que tentaram acessar o mercado doméstico de gás não lograram sucesso, principalmente pelos obstáculos enfrentados para acessar os terminais de regaseificação. Como não há, ainda, regulação que garanta o acesso à infraestrutura de regaseificação (tampouco de escoamento e tratamento), os potenciais importadores de GNL devem investir em suas próprias plantas de regaseificação ou negociar acesso em plantas existentes, o que reduz consideravelmente o papel de contestação de mercado, que a importação poderia desempenhar no setor de gás no Brasil.

A simples abertura do mercado a potenciais interessados não é suficiente para induzir a concorrência. Para isso, será necessário enfrentar as barreiras estruturais à entrada, associadas ao poder de mercado da Petrobras. Nesses casos, é fundamental uma reforma estrutural da indústria para garantir uma competição de fato no setor. No que tange ao transporte, será fundamental a introdução de mecanismos regulatórios para promover a desconcentração da contratação da capacidade pela Petrobras.

3.3 Comercialização

A atividade de comercialização de gás está organizada sob a forma de um monopólio de fato, exercido pela Petrobras. A Figura 2 apresenta a estrutura de comercialização de gás natural no Brasil.

Figura 2 – Estrutura atual da comercialização de gás natural no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

A estrutura atual da comercialização impõe forte barreira à entrada para novos fornecedores. Um novo fornecedor que queira vender gás para um consumidor livre ou para uma distribuidora precisa não apenas enfrentar a concorrência da Petrobras, mas também realizar contratos complexos e específicos para cada transação.

Enquanto a Petrobras já contratou – e ainda opera – toda a infraestrutura de transporte com uma lógica de otimização logística, um comercializador concorrente realiza contratos de transporte de gás, especificando pontos de entrada e de saída, atributos de duração, frequência e grau de interruptibilidade, de forma análoga aos contratos de venda aos consumidores finais.

Na ausência de um mercado secundário de gás, cada negociação deve considerar os riscos de interrupção de suprimento e seus impactos para as partes em negociação, a fim de precificar as garantias. Isso se traduz em custos de transação elevados para novos fornecedores e vantagens competitivas para o fornecedor incumbente.

Não basta inserir na regulação a possibilidade de um mercado livre para o gás natural. A criação de um mercado eficiente e competitivo para o gás exige um esforço para reduzir tanto as barreiras à entrada para os comercializadores como os custos de transação na comercialização do gás.

Apesar das barreiras à competição existentes, um cenário mais favorável começa a se descortinar no horizonte da indústria do gás. A tendência de desconcentração da estrutura da indústria de E&P no país, juntamente com o surgimento de oportunidades de negócios para novos supridores de gás importado e o plano de desinvestimento da Petrobras representam uma janela de oportunidade importante, para reformar a estrutura de comercialização de gás no Brasil.

Esse potencial competitivo no mercado vem atraindo muitas empresas para o mercado da comercialização. Existem hoje 63 empresas de comercialização de gás natural, autorizadas pela ANP. Dessas, aproximadamente metade foi criada por empresas produtoras de gás, sendo a outra metade constituída por empresas que já são comercializadoras de energia elétrica, além de algumas distribuidoras de gás. Entretanto, nenhuma delas está operando atualmente – aguardando oportunidades de negócios decorrentes da evolução do contexto regulatório e econômico.

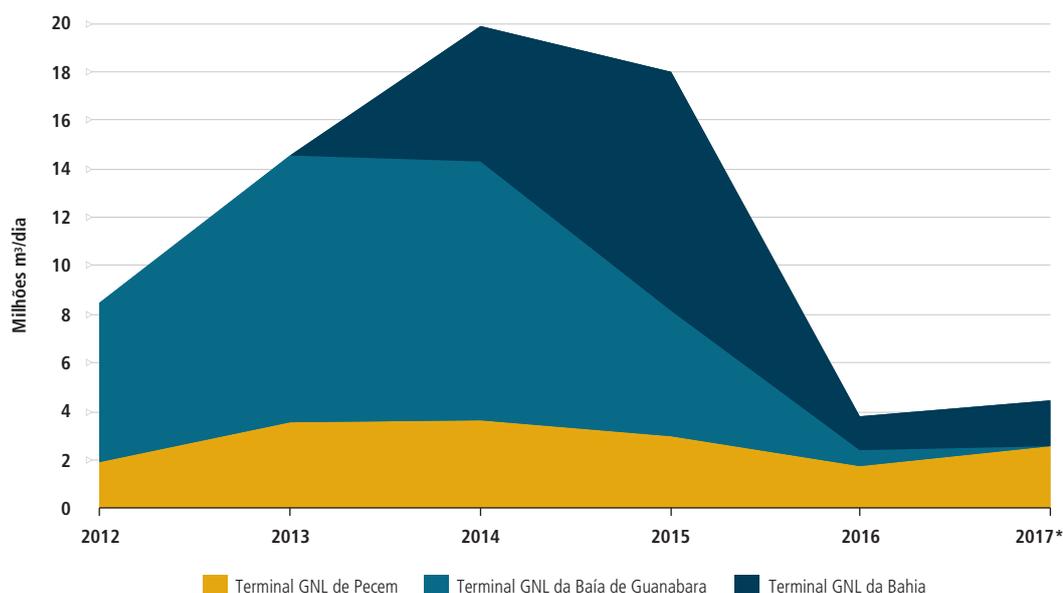
3.3.1 O surgimento de novas oportunidades para a competição no mercado de gás natural no Brasil

O segmento de E&P no país passa por mudanças importantes, após a descoberta do pré-sal. Por um lado, observa-se uma concentração dos esforços da Petrobras no pré-sal, abrindo espaço para um maior protagonismo do investimento privado na exploração em terra e nas outras bacias *offshore* do País. Por outro lado, a participação dos parceiros privados na produção total de óleo e gás no pré-sal tende a aumentar, em função da entrada em produção de campos com menor participação da Petrobras – , inclusive operados por empresas privadas⁸.

Existem, atualmente, 47 produtores de gás natural atuando no *upstream* brasileiro. Algumas empresas privadas estão desenvolvendo projetos com elevado potencial de produção de gás natural: a) a Shell, por exemplo, já é segunda empresa concessionária que mais produz gás natural no Brasil, por meio de suas participações nos campos de Lula e Sapinhoá, os maiores do pré-sal; b) o consórcio composto pela Statoil, ExxonMobil e Galp, na área Norte de Carcará, na bacia de Santos; e c) o consórcio Statoil, Repsol e Petrobras no campo de Pão de Açúcar, no pré-sal da Bacia de Campos.

A capacidade ociosa nos terminais de regaseificação representa um potencial adicional de diversificação da oferta de gás no Brasil. O Gráfico 7 mostra que, apesar de o País ter capacidade total de regaseificação de 41 MMm³/dia, existe uma grande capacidade ociosa, que poderia ser utilizada por terceiros interessados. A média anual de utilização da capacidade atingiu no seu máximo apenas 20 MMm³/dia, em 2014. O acesso de novos ofertantes a essa infraestrutura possibilitaria o aumento da oferta de gás por novos agentes.

8. Este é o caso dos campos de Carcará e Pão de Açúcar, operados pela Statoil.

Gráfico 7 – Oferta de GNL importado (milhões de m³/dia)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do (MME, 2018).

Vale destacar novos ofertantes de GNL que estão se posicionando no mercado brasileiro, graças a projetos de geração térmica a gás. Esse é o caso da Total, que adquiriu participação de 50% nas termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia, com capacidade de geração de 322 MW. A transação de aquisição das participações nas termelétricas envolveu também um contrato para o compartilhamento do terminal de regaseificação da Bahia, com capacidade de 14 milhões de m³/d (CANAZIO, 2016).

Por sua vez, a Exxon Mobil tem contrato de fornecimento exclusivo de GNL com a UTE Porto de Sergipe, com capacidade de geração de 1,5 GW. A empresa vai implantar uma unidade flutuante de regaseificação de gás, que funcionará no Terminal Marítimo Ignácio Barbosa (Porto de Sergipe) para atender ao projeto (G1, 2016). Já a BP assinou termo de compromisso com a Prumo, para adquirir 30% do capital da Gás Natural Açú (GNA), subsidiária da Prumo e responsável para construção da termelétrica GNA I. O acordo também inclui o fornecimento de GNL para as operações comerciais da usina⁹ (TEIXEIRA, 2017).

Por fim, vale ressaltar a grande oportunidade para novos fornecedores, via chamada pública da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), para alocação de 18 milhões de m³/d de capacidade de transporte do Gasbol, que vence em 2019. A empresa já declarou que tem intenção de diversificar sua carteira de clientes, ofertando um portfólio diversificado de contratos de transporte. Como a Petrobras sinalizou que não pretende manter os atuais patamares de importação de gás boliviano,

9. A Prumo comprou da Bolognesi Energia o projeto da térmica Novo Tempo (1.238 MW), transferido do Porto de Suape para o Porto do Açú.

novos agentes, entre eles as distribuidoras, terão a oportunidade de contratar diretamente o gás na Bolívia e a capacidade de transporte.

O potencial para introdução da competição na indústria de gás brasileira ficou comprovado com o processo de chamada pública, realizada pela Bahiagás para aquisição de 1 milhão de m³/d, prioritariamente na modalidade firme inflexível (BAHIAGÁS, 2017). A Bahiagás recebeu mais de 15 manifestações de interesse e cinco propostas comerciais, com diferentes fontes de suprimento e logística de entrega. A maioria das ofertas vem de empresas do exterior, e o GNL é a principal opção de entrega. O valor das propostas varia entre US\$ 6,50 a US\$ 10,60 por milhão de BTU (ABEGÁS, 2017).

3.3.2 A oportunidade associada aos desinvestimentos da Petrobras

O programa de desinvestimentos da Petrobras representa uma oportunidade única para a reestruturação da indústria de gás no Brasil. Entretanto, para surtir efeitos positivos na formação de um mercado competitivo, é necessário que o processo de desinvestimento esteja alinhado com uma política setorial que tenha o objetivo de desenhar um mercado competitivo para o gás natural. Para isso, é importante que o processo de desinvestimento da Petrobras ocorra no bojo de uma reforma regulatória da indústria.

Sem uma perspectiva efetiva de competição no mercado de gás, os compradores desses ativos tendem a exigir garantias, que se materializam em contratos da própria Petrobras de compra de serviços de transporte (caso das transportadoras de gás) ou suprimento de gás (caso das térmicas ou distribuidoras).

Na medida em que o valor dos ativos depende direta ou indiretamente da participação da Petrobras no mercado de gás no Brasil, a alienação dos ativos, sem uma reforma regulatória, pode resultar na manutenção do controle do mercado pela Petrobras e o surgimento de monopólios privados ao longo da cadeia.

A experiência internacional demonstra que a introdução da competição passa por reformas estruturais para redução de barreiras à entrada e viabilização de um nível mínimo de competição, além da formação de um mercado tanto para capacidade de transporte de gás, como para a molécula. Esse foi o caso de países como Reino Unido, Argentina, Itália e Espanha. Em todos esses países, o mercado era dominado por um monopólio estatal, tal como no Brasil, razão pela qual foi necessário realizar reformas estruturais, com a alienação de ativos e introdução de restrições regulatórias ao poder de mercado da empresa dominante.

Tabela 4 – Ativos de gás vendidos (ou em oferta) pela Petrobras

Ativo	Comprador	Valor	Situação
Participação (66%) no campo BM-S-8 (Carcará)	Statoil	US\$ 2,5 bilhões	Concluído
Participação (90%) da Nova Transportadora do Sudeste (NTS)	Grupo Brookfield	US\$4,23 bilhões	Concluído
Participação (49%) da Gaspetro (distribuição de gás natural)	Mitsui	R\$ 1,93 bilhão	Concluído
Campo de Azulão	Eneva	US\$ 54,5 milhões	Concluído
Venda de 50% das Termelétricas Rômulo Almeida e Celso Furtado localizadas no Estado da Bahia	Total	ND	Concluído
Participação (90%) da Nova Transportadora do Nordeste (NTN)			Em oferta

Fonte: Elaboração própria.

3.4 Distribuição

Devido à baixa competitividade no mercado de gás brasileiro, o segmento de distribuição de gás natural ainda se encontra muito pouco desenvolvido.

Segundo o Banco Mundial, menos de 4% dos domicílios do País são abastecidos com gás canalizado. Esse nível de acesso é o menor entre todas as formas de infraestrutura urbana no Brasil (distribuição de energia elétrica, água, telefonia, etc.) e bem abaixo da média de países com grau de desenvolvimento similar ao do Brasil, como Colômbia (64%) e Argentina (50%) (BANCO MUNDIAL, 2016).

A regulação da distribuição gás natural é feita no nível estadual. O parágrafo 2º do artigo 25 da Constituição Federal atribui aos Estados a competência para explorar o serviço local de gás canalizado (BRASIL, 1988). Cada estado explora, diretamente ou mediante concessão, esse serviço e regulamenta o mercado local por agência ou secretaria estadual.

Nesse cenário, é importante destacar as principais barreiras, no setor de distribuição, ao desenvolvimento de um mercado de gás mais dinâmico e competitivo, que são:

- oligopsônio¹⁰ na compra de gás no atacado;
- assimetria da regulação entre os estados;
- inexistência/dependência de agências reguladoras;
- altas margens de distribuição; e
- baixo grau de abertura do mercado final.

10. Oligopsônio é uma forma de mercado com poucos compradores, chamados de oligopsonistas, e inúmeros vendedores. É um tipo de competição imperfeita, inverso ao caso do oligopólio, onde existem apenas alguns vendedores e vários compradores. Os oligopsonistas tem poder de mercado, devido ao fato de poderem influenciar os preços de determinado bem, variando apenas a quantidade comprada.

Atualmente, 27 empresas operam na distribuição de gás natural. A Petrobras é proprietária de duas distribuidoras (BR Distribuidora, no Espírito Santo, e Gás Brasileiro, em São Paulo) e detém participações em outras 19 empresas. A Petrobras controla a diretoria comercial, via Gaspetro, das empresas controladas pelos governos estaduais. Dessa forma, a empresa tem capacidade de influenciar a política de compras de gás das empresas onde detém participações. Isso confere à Petrobras um poder de mercado assimétrico em relação aos seus potenciais concorrentes. Na prática, a possibilidade efetiva de competição na venda de gás para as distribuidoras, sem participação da Petrobras e nas empresas termelétricas privadas, é muito baixa.

A participação privada nas distribuidoras também é muito concentrada em poucos agentes. A Mitsui é a maior acionista privada em distribuição de gás natural (em termos de vendas), com participação minoritária em nove distribuidoras. Em 2017, a empresa ampliou sua fatia de mercado, comprando 49% da participação na Gaspetro, da Petrobras. Outras empresas importantes são a CS Participações, a Gás Natural Fenosa e a Cosan¹¹. A Tabela 5 a seguir lista as distribuidoras por estado e suas respectivas participações acionárias.

Esse contexto funciona como uma importante barreira comercial à entrada de novos ofertantes de gás natural ao mercado nacional. Além da forte influência da Petrobras na política de compras das distribuidoras, a estatal é responsável direta pelo consumo de um grande volume de gás nas suas termelétricas, refinarias e fábricas de fertilizantes, acentuando o grau de concentração do mercado consumidor.

Tabela 5 – Empresas distribuidoras de gás no Brasil

Distribuidora	UF	Região	Acionistas	Capital Social (%)
Algás	AL	Nordeste	Governo do Estado de Alagoas	17,00
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
BahiaGás	BA	Nordeste	Governo do Estado da Bahia	17,00
			Gaspetro	41,50
			Bahia Participações Ltda (Grupo Mitsui)	41,40
BR	ES	Sudeste	BR Distribuidora (Petrobras)	100,00
CEBGás	DF	Centro-Oeste	Companhia Energética Brasília (CEB)	17,00
			Consórcio BrasíliaGás (CS Participações 90%, Shell 10%)	51,00
			Gaspetro	32,00
CEG	RJ	Sudeste	Grupo Gas Natural	54,16
			BNDES Participações	34,56
			Fundo em Investimento em ações	8,84
			Dinâmica Energia	
			Pluspetrol Energy S.A.	2,26
			Demais acionistas	0,18
Ações em tesouraria	0,0047			

11. A CS Participações detém participações em sete distribuidoras e é controladora da Cigas (Amazonas), enquanto a Gás Natural Fenosa controla três (CEG e CEG-Rio, no Rio de Janeiro, e Gás Natural Sul, em São Paulo) e a Cosan controla a Comgás, maior distribuidora de gás natural do Brasil.

Tabela 5 – (Continuação)

Distribuidora	UF	Região	Acionistas	Capital Social (%)
CEG RIO	RJ	Sudeste	Grupo Gas Natural	59,60
			Gaspetro	37,41
			Pluspetrol Energy S.A.	3,00
Cegás	CE	Nordeste	Governo do Estado do Ceará	17,00
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Cigás	AM	Norte	Governo do Estado do Amazonas	17,00
			CS Participações	83,00
COMGÁS	SP	Sudeste	Cosan	61,33
			Integral Investimentos (100% Shell Gas BV)	11,46
			Shell Brazil Holdiings BV	6,13
			Outros (free float)	21,08
Compagás	PR	Sul	COPEL (Governo do Estado de Parana)	17,00
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Copergás	PE	Nordeste	Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
			Governo do Estado de Pernambuco	17,00
Gás Brasileiro	SP	Sudeste	Gaspetro	100,00
Gás do Pará	PA	Norte	Governo do Estado do Pará	51,00
			Termogás S.A. (100% CS Participações)	49,00
Gás Natural Fenosa SPS	SP	Sudeste	Grupo Gas Natural	100,00
Gasap	AP	Norte	Governo do Estado do Amapá	25,50
			Gaspetro	37,25
			Termogás S.A. (100% CS Participações)	37,25
Gasmar	MA	Nordeste	Governo do Estado do Maranhão	25,50
			Termogás S.A. (100% CS Participações)	51,00
			Gaspetro	23,50
Gasmig	MG	Sudeste	Cemig	99,60
			Miunipicio de Belo Horizonte	0,40
Gaspisa	PI	Nordeste	Governo do Estado do Piauí	25,50
			Termogás S.A. (100% CS Participações)	37,25
			Gaspetro	37,25
GoiasGás	GO	Centro-Oeste	Governo do Estado de Goiás	17,00
			Consortio Gasgoiano (CS Participações, Shell)	42,20
			Gaspetro	30,50
			Outros	10,30
MSGás	MS	Centro-Oeste	Governo do Estado do Mato Grosso do Sul	51,00
			Gaspetro	49,00
Mtgás	MT	Centro-Oeste	Governo do Estado do Mato Grosso	100,00
Potigás	RN	Nordeste	Governo do Estado do Rio Grande do Norte	100,00
PBGás	PB	Nordeste	Governo do Estado da Paraíba	17,00
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50

Tabela 5 – (Continuação)

Distribuidora	UF	Região	Acionistas	Capital Social (%)
Rongás	RO	Norte	Governo do Estado de Rondônia	17,00
			Gaspetro	41,50
			Outros	41,50
SCGás	SC	Sul	Celesc (Governo do Estado de Santa Catarina)	17,00
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,00
			Gaspetro	41,00
			Infragas	1,00
Sergás	SE	Nordeste	Governo do Estado de Sergipe	17,00
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Sulgás	RS	Sul	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	51,00
			Gaspetro	49,00

Fonte: Elaboração própria.

Os Estados apresentam diferentes arcabouços regulatórios para a distribuição de gás natural no Brasil. A falta de maior uniformidade de tratamento entre as diferentes unidades da Federação gera controvérsias e indefinições para os agentes do setor, o que eleva a percepção de risco, reduz a atratividade e a competitividade da cadeia como um todo.

As empresas distribuidoras de gás natural foram criadas, em sua maioria, por meio de leis ou decretos estaduais e contam com a participação acionária dos governos locais. Atualmente, 21 empresas de distribuição de gás são controladas por governos estaduais¹². A maior parte dos contratos de concessão foi assinada durante a década de 1990 e possuem período de concessão de 30 ou 50 anos, sendo prorrogáveis em alguns casos. Nesses casos, o estado é, ao mesmo tempo, o regulador e o principal acionista da empresa regulada, o que torna a regulação ineficaz. Em alguns casos, não existe uma agência reguladora independente, com competências sobre o mercado de gás natural, sendo a regulação tarifária realizada por secretaria do governo estadual.

Apesar da presença de agência reguladora em algumas das unidades federativas, poucas conseguem atuar de forma a favorecer o desenvolvimento adequado do mercado, uma vez que oferecem baixos incentivos à busca de eficiência pelas distribuidoras, gerando fraca evolução dos investimentos estatais na expansão da malha de gasodutos de distribuição e elevadas margens de distribuição, a serem cobertas pelas tarifas. Os processos de revisão tarifária, além de absolutamente distintos entre cada estado, são, muitas vezes, pouco transparentes.

12. Com pelo menos 51% das ações ordinárias. Em vários casos, o governo do estado tem menos de 50% do capital social em função das ações preferenciais.

A regulação estadual também exerce papel fundamental no que tange a introdução da concorrência da indústria do gás, por meio da regulamentação dos autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres. No entanto, a regulação estadual avançou pouco e de forma assimétrica na implementação do mercado livre de gás natural, inviabilizando a competição entre os ofertantes.

Os agentes habilitados como consumidor livre (CL), pelo estado, ou como autoprodutor (AP) ou autoimportador (AI), pela ANP, têm direito ao consumo direto de gás natural. Porém, na maioria dos estados, os grandes consumidores ainda são obrigados a adquirir o gás da distribuidora local, ou seja, há um monopólio legal da demanda. Apenas no Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Maranhão e Amazonas, a regulação estadual criou as figuras do AP, AI e CL livre. Na prática, os agentes não optaram pela compra direta com comercializadores independentes, devido a dificuldades para equacionar as questões referentes à movimentação de gás nas distribuidoras e à falta de ofertantes.

As condições impostas aos consumidores para se tornarem livres variam muito entre os estados, como, por exemplo, no que concerne à definição de valores mínimos de consumo¹³. Se elevados, esses valores restringem a formação de consumidores livres e podem inviabilizar uma efetiva competição no mercado final, pois um número pequeno de consumidores livres pode ser diretamente captado pelo produtor dominante. Outros exemplos são exigências de contratação de gás no longo prazo, determinação de período de aviso prévio e restrição da participação do mercado livre (COLOMER, 2013).

A experiência internacional demonstra que alterações normativas agregadoras nos mercados regulados, no sentido de liberalizar o setor e incentivar a competição, foram bem-sucedidas. Na Europa, a Terceira Diretiva de Gás do Parlamento Europeu adotou um modelo de convergência das diferentes regras nacionais e criou normas para evitar barreiras transnacionais. Há, além disso, a estipulação de que o órgão regulador de cada país seja responsável pela aprovação e transparência das tarifas (Subcomitê SC3, 2017).

13. Nos estados do Maranhão e Amazonas, por exemplo, o volume mínimo de consumo de gás exigido ao consumidor livre é 500.000 m³/d, enquanto no estado de São Paulo é 10.000 m³/d.

Tabela 6 – Resumo da regulação estadual dos consumidores livres

	Amazonas	Maranhão	São Paulo	Rio de Janeiro	Espírito Santo	Minas Gerais	Mato Grosso do Sul	Pernambuco	Sergipe
Consumo Mínimo (mil m ³ /dia)	500	500	10	25 (ind.) 100 (outros)	35	10	150 (ind.) 500 (term.) 1.000 (petroq.)	500 (início do mercado livre) Podendo evoluir a 50	80
Início do Mercado Livre	Jun 2016	2009/2012	GBD: Jan 2015 SPS: Jul 2014 Comgás: Mai 2011	Jun 2008	Jan 2013	Jan 2014	Jan 2014	Out 2016	Set 2016
Aviso prévio à concessionária	N/A	N/A	2 anos antes do contrato expirar* / 6 meses**	270 dias	1 ano	2 anos antes do contrato expirar* / 6 meses**	1 ano	N/A	N/A
Período Mínimo de Contrato	N/A	5 anos	Não especificado	5 anos	5 anos	1 ano	5 anos	1 ano	1 ano
Tarifa de uso da rede	Aprovada pela Agência	Margem de distribuição cheia	Desconto de 1,9% da tarifa atual de distr.	Margem de distribuição cheia	Margem de distribuição cheia ***	Margem de distribuição cheia ***	Margem de distribuição cheia	Margem específica aprovada pelo regulador	Margem específica aprovada pelo regulador

Fonte: Elaboração própria.

Notas: *Antes da abertura do mercado; ** Depois da abertura do mercado; *** Exceto por novas conexões com a participação do consumidor no investimento, que terá uma solução específica.

Tabela 7 – Resumo da regulação estadual dos autoimportadores e autoprodutores

	Amazonas	Maranhão	São Paulo	Rio de Janeiro	Espírito Santo	Minas Gerais	Mato Grosso do Sul	Pernambuco	Sergipe
Consumo Mínimo (mil m ³ /dia)	500	500	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum
Início do Mercado Livre	Jun 2016	Dez 2009	GBD: Jan 2015 SPS: Jul 2014 Comgás: Mai 2011	Set 2012	Jan 2013	Jan 2014	Dez 2013	Set 2014	Set 2016
Aviso prévio à concessionária	N/A	N/A	N/A	270 dias	1 ano	Nenhum	N/A	N/A	N/A
Período Mínimo de Contrato	5 anos	5 anos	Não especificado	5 anos*	5 anos	Nenhum	5 anos	Nenhum	Nenhum
Tarifa de uso da rede	Definida pelo Regulador	Margem de distribuição cheia	Desconto de 1,9% da tarifa atual de distr.	Margem de distribuição cheia	Margem específica aprovada pelo regulador	Margem específica aprovada pelo regulador			

Fonte: Elaboração própria.

Notas: * Mas poderia ser mais a fim de satisfazer a condição econômica para o investimento na conexão.

3.4.1 A fronteira da distribuição e os outros segmentos da indústria

A atividade de distribuição possui fronteiras muito tênues com outros elos da cadeia do gás natural, em especial os segmentos de transporte e comercialização.

Em muitos casos, isso provoca uma falta de percepção de separação entre diferentes serviços dentro da indústria do gás natural e assimetrias de interpretações dos dispositivos legais e, conseqüentemente, das regulações estaduais.

De fato, há muitas similaridades entre os segmentos de transporte e distribuição de gás natural. Ambos possuem características de indústria de rede e de monopólio natural e são formados, basicamente, por uma malha de gasodutos para movimentação de gás. No entanto, existem distinções regulatórias importantes. Com base nestas diferenças, os segmentos de transporte e de distribuição não podem disputar o mesmo projeto.

Segundo a Lei do Gás, os gasodutos de transporte movimentam o produto desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até gasodutos de transporte, instalações de estocagem ou pontos de entrega a concessionárias de distribuição. Já os gasodutos de distribuição conectam os *city gates*, ligados à malha de transporte ao consumidor final ou a outras fontes de fornecimento de gás direto ao consumidor final. Apenas os gasodutos de distribuição são objeto da regulação estadual; os demais estão sujeitos à competência federal.

Também existem assimetrias de interpretações de dispositivos legais quanto aos “serviços de distribuição de gás canalizado”. Isso gera regulamentações da separação dos serviços de comercialização e de distribuição de gás natural díspares entre os estados e dificuldades para a regulamentação da figura do CL.

O artigo 6 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, define o serviço de distribuição de gás canalizado como “serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal” (BRASIL, 1997).

Apesar do uso da palavra “comercialização” para definir o serviço de distribuição de gás natural, é necessário o entendimento de que ambos os serviços apresentam diferenças fundamentais. **A neutralidade comercial da atividade de distribuição deve ser perseguida pelo agente regulador uma vez que se trata de um serviço de utilidade pública com característica de monopólio natural, enquanto a atividade de comercialização é inerentemente concorrencial.**

Com intentos anticoncorrenciais, muitos estados reivindicam o entendimento abrangente do significado de “serviços locais de gás canalizado” para incluir toda e qualquer atividade que diga respeito ao gás canalizado pós *city gate*, exercendo, assim, o monopólio da comercialização de gás natural local.

À exceção de São Paulo e Rio de Janeiro, os contratos de concessão do serviço de distribuição de gás encanado não preveem a possibilidade de grandes consumidores adquirirem o gás diretamente de terceiros, após um período inicial de exclusividade da concessionária. A manutenção de um mercado nesses termos implica perda líquida de excedente, também conhecida como custo social da ineficiência monopolística.

3.4.2 A reestruturação do segmento de distribuição

A propriedade estatal das distribuidoras de gás natural tem representado uma grande barreira ao desenvolvimento da indústria de gás no Brasil. À exceção do Rio de Janeiro e de São Paulo, todos os estados optaram por manter o controle estatal das concessionárias estaduais, porém a capacidade de investimento dos governos estaduais é muito baixa ou inexistente.

Tovar, Ramos-Real e Almeida avaliaram a evolução da eficiência de um conjunto de 15 distribuidoras de gás natural no Brasil, utilizando modelos de DEA (Análise envoltória de dados) e encontraram evidências robustas de que a propriedade privada impacta positivamente a evolução da produtividade e eficiência das distribuidoras. **O estudo demonstrou que o nível de eficiência técnica das distribuidoras privadas é, em média, 20% maior do que o existente nas distribuidoras estatais.**

A maior capacidade de investimento das distribuidoras privadas também é patente, ao compararmos a expansão da rede das distribuidoras controladas por empresas privadas com a expansão das empresas com controle estatal ou da Petrobras. **Entre 2006 e 2016, as empresas privatizadas localizadas no Rio de Janeiro e em São Paulo aumentaram sua rede em 8.500 quilômetros. Já as 22 empresas restantes expandiram apenas 4.500 quilômetros.**

Além de os governos estaduais não terem condições de capitalizar as distribuidoras de gás, a propriedade estatal cria empecilhos para levantamento de recursos no mercado, de modo a financiar os investimentos. Assim, todo o investimento para expansão da rede de distribuição deve ser financiado pela geração de caixa, via cobrança de tarifas elevadas para os serviços de distribuição. Existe um ciclo vicioso, no qual a falta de capacidade de investimento resulta em custos elevados, que impactam a competitividade do gás e a atratividade do próprio negócio.

Devido a essa condição, a própria abertura do mercado final de gás natural apresenta-se como uma difícil tarefa para o agente regulador. Se por um lado a abertura do mercado final tem o potencial de aumentar a eficiência dos serviços e de reduzir o preço do gás – ao intensificar a concorrência – por outro, a possível redução das receitas das empresas distribuidoras pode comprometer o ritmo de investimento em expansão da rede de distribuição (COLOMER, 2013).

Essa situação pode se agravar com a saída da Petrobras do negócio distribuição. Em algumas empresas estaduais, a falta de quadros especializados e a reduzida capacidade de financiamento dos governos locais exigem da Petrobras uma atuação mais proativa, para garantir a expansão do negócio. Sem o capital financeiro e humano da estatal, as companhias locais de distribuição terão que se reestruturar para dar continuidade a seus planos de expansão (COLOMER, 2015).

3.5 O mercado de gás natural e as termelétricas

O setor elétrico brasileiro caminha para menor participação hídrica, crescente penetração de novas energias renováveis (eólica e solar) e maior complementação térmica. O potencial hídrico remanescente será aproveitado por usinas a fio d'água, sem expandir a reserva hídrica, aportando maior sazonalidade e variabilidade à oferta de energia. Com o crescimento da carga e a estagnação da reserva hídrica, a capacidade de regularização dos reservatórios se reduzirá gradativamente. Conseqüentemente, a utilização anual da reserva tende a ser cada vez mais intensa, comprometendo a garantia de suprimento.

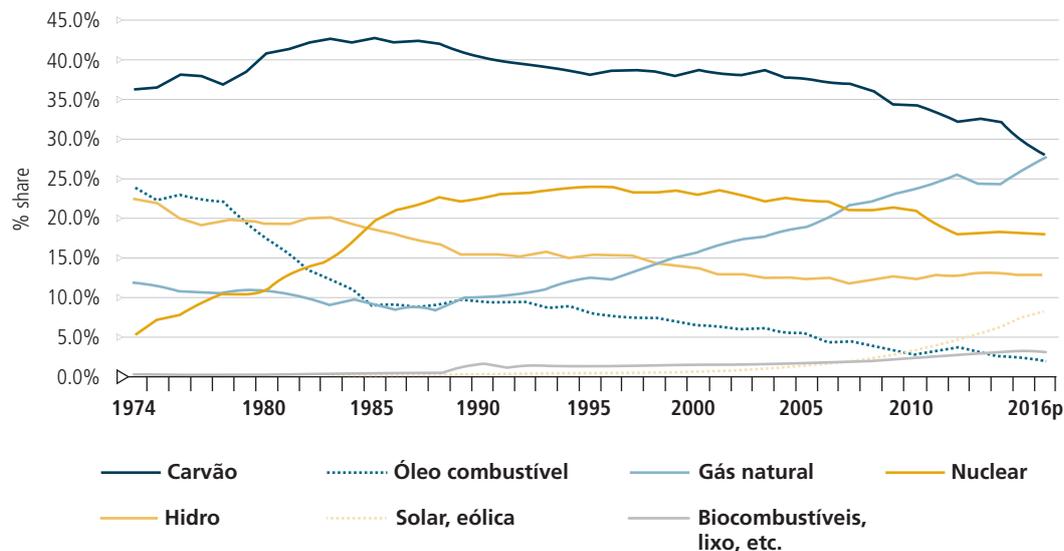
A penetração das novas renováveis, por sua vez, agrega ainda mais variabilidade e imprevisibilidade à oferta de energia. A capacidade de resposta do sistema às variações da disponibilidade desses recursos é essencial para a confiabilidade do suprimento no curto e longo prazo. Atualmente administrados para garantir energia, os reservatórios deverão ser preservados para suprir, cada vez mais, essa nova demanda por flexibilidade.

A maior variabilidade da oferta e o novo papel dos reservatórios hídricos apontam para novo contexto para geração termelétrica no Brasil, exigindo-se maior complementação térmica em termos de frequência, volume e duração. Esse cenário é favorável à melhor integração entre o gás natural e a geração de eletricidade no País, o que pode beneficiar a expansão da oferta de gás para demais segmentos, a entrada de novos agentes e o melhor aproveitamento dos recursos domésticos.

3.5.1 A falta de harmonia entre gás e eletricidade no Brasil

Nos países com sistema elétrico de base termelétrica, a relação entre o gás natural e o setor elétrico foi marcada, historicamente, por uma integração harmoniosa. A maior oferta de gás natural e o advento das turbinas a gás para geração elétrica, com ciclo combinado, alavancaram a penetração do energético na matriz elétrica de vários países. O gás deslocou o carvão na curva de despacho por mérito de custo, consolidando-se na base da geração. Nos países da OCDE, o gás natural tornou-se a principal fonte na composição da matriz de geração, triplicando sua participação relativa em menos de três décadas (Gráfico 8).

Gráfico 8 – Composição das fontes na produção de eletricidade (%), países da OCDE



Fonte: IEA ,2017. Electricity Information Overview.

A integração harmoniosa entre gás e eletricidade nesses países foi favorecida pela elevada previsibilidade e frequência de despacho das térmicas, além de os sistemas contarem, em geral, com infraestrutura consolidada e mercados desenvolvidos.

Já no Brasil, a relação entre gás e eletricidade tem sido marcada, historicamente, por uma integração truncada. Por um lado, por se concentrar predominantemente em campos *offshore* associados ao petróleo, a produção nacional de gás é inflexível e requer custosa infraestrutura de escoamento. Por outro lado, a demanda por geração termelétrica foi estruturada para ser flexível, com o objetivo de complementar a geração hidráulica, atuando como *backup* em situações hidrológicas adversas. Assim, a nascente indústria do gás natural no Brasil enfrentou baixa previsibilidade e frequência de despacho termelétrico, o que acaba por comprometer a expansão da infraestrutura e o desenvolvimento de outros mercados.

Os contratos de disponibilidade termelétrica, por sua vez, garantem *backup* de segurança – reduzindo riscos de racionamento – e conferem receita fixa às térmicas, viabilizando o investimento em capacidade instalada. Porém, esses contratos não internalizam para o setor elétrico os elevados custos da variabilidade e imprevisibilidade do despacho de gás natural. A flexibilidade exigida não é compatível com o perfil da produção nacional e com o grau de maturidade da indústria de gás no País.

Com características estruturais conflitantes, é consensual a falta de harmonia entre os setores. Entretanto, as transformações estruturais em curso no sistema elétrico brasileiro e a conjuntura atual de reformas regulatórias concomitantes nos setores de eletricidade e de gás natural abrem espaço oportuno para maior convergência entre as indústrias, com ganhos potenciais para ambos os setores.

3.5.2 Transformações estruturais do sistema elétrico brasileiro: oportunidade aberta para maior harmonia entre gás-eletricidade

O setor elétrico brasileiro caminha para menor participação hídrica, maior complementação térmica e crescente penetração das novas renováveis (eólica e solar). O potencial hídrico remanescente será aproveitado por usinas a fio d'água, sem expandir a reserva hídrica, reduzindo a importância relativa dos reservatórios em relação à carga. Com a perda gradativa de regularização dos reservatórios, a utilização anual da reserva tende a ser cada vez mais intensa, comprometendo a garantia de suprimento.¹⁴

A penetração das renováveis agrega ainda mais variabilidade e imprevisibilidade à oferta de energia. Nesse contexto, exige-se maior complementação térmica, em termos de frequência, volume e duração. O maior protagonismo das novas energias renováveis demanda maior capacidade de resposta (flexibilidade) do sistema elétrico residual, responsável por atender à demanda não suprida pela variação da disponibilidade dessas fontes.

O sistema brasileiro foi estruturado para mitigar a variabilidade das afluições tropicais, demandando complementação térmica flexível para não comprometer a otimização intertemporal do sistema. O protagonismo da eólica (e futuramente da solar) impõe uma nova dimensão de variabilidade, demandando flexibilidade intra-diária para acomodar a variação da sua disponibilidade no sistema.

A geração hidrelétrica já provê essa flexibilidade, pela rápida capacidade de resposta e baixo custo de geração. Térmicas a gás em ciclo simples, com rápido acionamento, também podem auxiliar a provisão de flexibilidade e o atendimento à ponta da demanda.

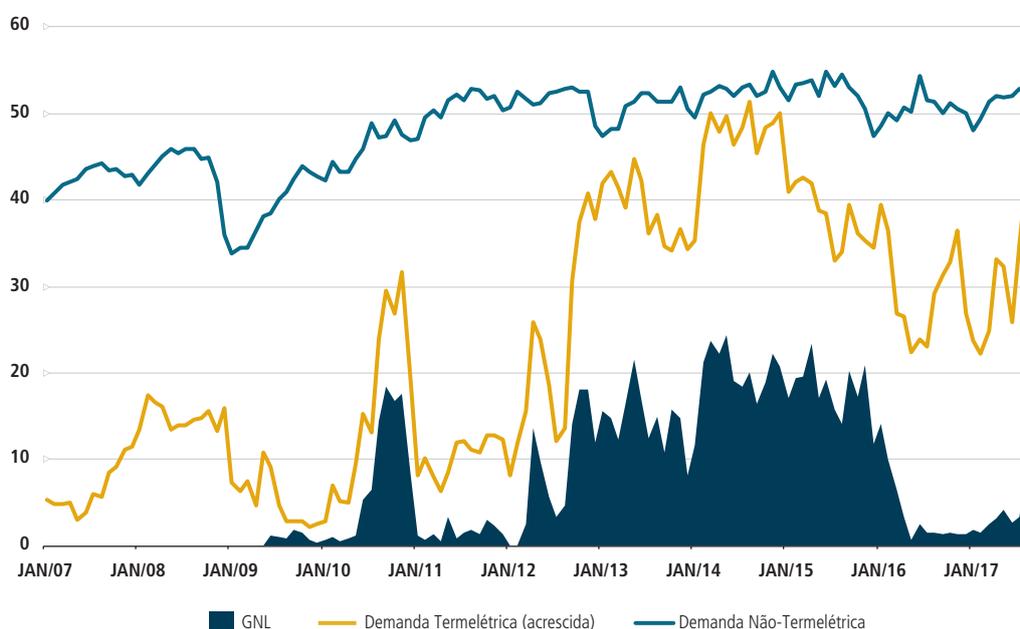
Porém, a precificação de energia elétrica no Brasil ainda é semanal (*week ahead*) e discriminada apenas para três patamares diários de carga (leve, média, pesada).¹⁵ Essa precificação é incapaz de reconhecer a variação recorrente da disponibilidade dos recursos e sinalizar aos consumidores o custo efetivo da geração. Consequentemente, o valor da provisão de flexibilidade para o sistema (capacidade de resposta à variação da oferta dos recursos) não é reconhecido e, assim, esse serviço não é remunerado.

14. Em 2002, a energia máxima armazenada nos reservatórios seria capaz de suprir seis meses de consumo, sem contar com novas afluições ou utilização de outros recursos para geração de eletricidade. Essa capacidade de regularização, no entanto, reduz-se gradativamente, com a expansão da carga e a estagnação da reserva hídrica, que alcança atualmente menos de cinco meses.

15. No Brasil, o ONS otimiza o despacho de todo o parque gerador, determinando o Custo Marginal de Operação (CMO) *week ahead*. Não há, portanto, preço *spot*, mas um Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que liquida as diferenças entre fluxos contratado e realizado. O PLD é o CMO limitado a patamar mínimo e máximo, anualmente definidos pela Aneel.

Em um contexto, em que não há sinalização adequada de escassez, as hidrelétricas são sub-remuneradas e sobreutilizadas, o que faz com que outros recursos de flexibilidade (como resposta da demanda) não sejam desenvolvidos. Se a precificação fosse mais granular no tempo, passando de preços semanais com três patamares (*week ahead*) para preços horários para o dia à frente (*day ahead*), o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios se tornaria mais aderente aos novos valores sistêmicos e sinais de escassez. Dessa forma, parte da geração hidrelétrica se deslocaria da base da carga, abrindo espaço para que outros recursos recomponham e preservem os reservatórios, com destaque para as termelétricas a gás natural.

Gráfico 9 – Demanda térmica e não-térmica e importação de GNL, valores mensais (MMm³/d)



A tendência de maior complementação térmica no sistema brasileiro já está presente desde 2012. O comportamento da demanda de gás para geração termelétrica, nos últimos anos, atesta esse novo paradigma de operação (Gráfico 9). Enquanto o mercado não térmico está estagnado desde 2011 (em torno de 50 MMm³/d), a demanda térmica saltou de 10 MMm³/d para 50 MMm³/d, em 2014.

A demanda termelétrica média, entre 2012 e 2017, triplicou em relação ao patamar histórico anterior. Embora a frequência, o volume e a duração do despacho térmico tenham aumentado desde 2012, a variabilidade e a imprevisibilidade ainda permanecem elevadas. Na atual conjuntura, com os reservatórios esvaziados – principalmente no

Nordeste, que chegou ao fim do período seco de 2017 com 5% do volume total –, térmicas custosas são utilizadas para recompor a variação da disponibilidade eólica.¹⁶

No entanto, a maior geração térmica na base, ao deslocar a geração hidrelétrica, poderia mitigar o esvaziamento acentuado dos reservatórios e direcionar parte da disponibilidade hídrica para provisão de flexibilidade, elevando a garantia (longo prazo) e a confiabilidade (curto prazo) do suprimento.

3.5.3 Novo cenário para geração termelétrica a gás natural no Brasil

Com a integração vertical ao longo de toda a cadeia do gás natural e a consequente coordenação centralizada de seu portfólio integrado, a Petrobras foi capaz de prover a elevada flexibilidade operativa exigida pelo setor elétrico, garantindo o suprimento e suportando riscos alheios à indústria do gás.

A gestão centralizada da oferta garantiu a disponibilidade de gás para as térmicas mesmo em contexto de elevada imprevisibilidade de despacho, apoiando-se na importação de GNL para equacionar o balanço entre oferta e demanda doméstica. Como resultado, o gás tornou-se mais oneroso para os demais segmentos, refletindo o custo da infraestrutura ociosa permanentemente disponível para o setor elétrico e a exposição crescente ao mercado *spot* de GNL.

A perspectiva de novos entrantes na indústria, pela expectativa de expansão e pelos desinvestimentos da Petrobras, demanda alocação de riscos adequada que viabilize a gestão descentralizada, sem comprometer a garantia de suprimento e a competitividade do gás, vis-à-vis os demais energéticos.

A importação de GNL foi o principal instrumento utilizado para fazer frente à flexibilidade requerida pela demanda termelétrica, seguindo determinação do próprio CNPE, indicada na Resolução 4, de novembro de 2006. Atualmente, o sistema conta com capacidade de regaseificação de 41 MMm³/d, com os três terminais de regaseificação da Petrobras (Rio de Janeiro, Bahia e Ceará). Essa capacidade irá se expandir nos próximos anos, já que a maior parte das térmicas a gás contratadas nos últimos leilões de energia nova (LEN) preveem a construção de novos terminais.

Até 2023, devem ser instalados três novos terminais no país (Sergipe, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul) atrelados à construção de quatro novas térmicas a gás já contratadas nos LEN. A UTE Porto de Sergipe I (1,5 GW, com consumo previsto de 6 MMm³/dia) prevê um terminal de 14 MMm³/d. As duas térmicas (1,2 GW cada) pertencentes

16. O despacho mensal de todo o parque termelétrico brasileiro supera R\$ 2 bilhões ao mês, o que suscitou a introdução de bandeiras tarifárias para antecipar receita para as distribuidoras e sinalizar, ainda que de forma incipiente, o custo real de geração para os consumidores.

originalmente ao Grupo Bolognesi, UTE Novo Tempo (PE) e Rio Grande (RS), também preveem a construção de dois novos terminais.

A outorga da UTE Novo Tempo foi adquirida pela Prumo Logística e transferida para o Porto de Açú (RJ), onde será construído um novo terminal, com capacidade de 10 MMm³/d. O terminal também suprirá outra térmica da Prumo (UTE GNA Porto do Açú III, com 1,6 GW), contratada no LEN A-6 de 2017. A Prumo projeta a instalação de 6 GW de térmicas em seu complexo, infraestrutura para estocagem de GNL e possibilidade de ampliação do seu terminal de regaseificação para 40 MMm³/d. Já a construção da UTE Rio Grande (RS) e de seu respectivo terminal de regaseificação ainda está incerta, com processo de suspensão de outorga em análise na Aneel.

Embora a expansão de novas termelétricas se apoie majoritariamente em GNL, a ser importado por novos terminais de regaseificação, a contratação da térmica Vale Azul, no último LEN A-6 de 2017, acena para a possibilidade promissora de aproveitamento dos recursos do pré-sal. Com capacidade instalada de 466 MW, empreendida pela Mitsubishi, a térmica, localizada em Macaé (RJ), será suprida com gás do pré-sal, fornecido pela Shell. Como o gás é associado (inflexível), a estratégia foi aumentar a probabilidade de despacho integral. A térmica tem custo variável declarado de apenas R\$ 85/MWh e inflexibilidade média anual de 50%.¹⁷

Embora nesse certame ainda não se tenha ampliado o limite máximo de inflexibilidade permitido (50%), já se considerou a sazonalização mensal da inflexibilidade no cálculo do Índice Custo Benefício (ICB). A Vale Azul concentrou inflexibilidade total no período úmido (novembro a abril), permanecendo totalmente flexível nos outros seis meses do ano, já que, no período seco, a probabilidade de despacho por mérito é maior.

Já a térmica GNA Porto do Açú III (que também declarou inflexibilidade anual de 50%), concentrou sua inflexibilidade no período seco (julho a novembro), declarou CVU de R\$ 167/MWh e não optou pelo despacho antecipado de GNL. Com essas características, ambas obtiveram garantia física elevada, superior a 90% da potência instalada.¹⁸

Com o horizonte de expansão da capacidade de regaseificação no país, a garantia de acesso de terceiros aos terminais pode ser um importante instrumento para que a importação de GNL expanda a oferta aos segmentos não térmicos e amplie a competição nos diferentes mercados. Assim, pode-se transformar a dependência ao GNL importado em vetor para contestação de mercados e expansão da indústria.

17. Inflexibilidade refere-se à geração compulsória e contínua de parcela da disponibilidade da térmica, incondicionada ao mérito de custo calculado pelo ONS. A inflexibilidade garante, assim, que a operação seja adequada ao perfil de oferta do recurso, a sua monetização e às cláusulas contratuais de take-or-pay.

18. A garantia física, calculada e atribuída pelo MME, se traduz em energia comercializável e expressa a contribuição média da potência instalada ao suprimento de energia, para um dado critério de risco, considerando a inflexibilidade e o custo variável da central.

3.5.4 Alternativa estratégica: térmicas como âncoras estruturantes para expansão de novos mercados

A demanda termelétrica se constitui naturalmente em parcela estratégica para abertura e desenvolvimento sustentáveis de novos mercados. Com consumo elevado, as térmicas ancoram os vultosos investimentos em infraestrutura subjacentes à indústria do gás, viabilizando sua expansão. Em um mercado pouco maduro como o brasileiro, espreado em um território de proporções continentais, o caráter estratégico das térmicas como âncora para novos mercados torna-se ainda mais crucial.

Desde a construção do Gasbol, tenta-se reconhecer este papel das térmicas para a indústria do gás no Brasil (DIAS LEITE, 2014), mas a baixa previsibilidade e frequência de despacho inibiram seu papel estruturante. Esse cenário pode se transformar com a perspectiva de maior despacho térmico, desde que a instalação de novas térmicas seja coordenada com a expansão da malha de gasodutos, interiorizando a oferta e abrindo novos mercados. Entretanto, as térmicas contratadas recentemente ainda não acenam totalmente para essa direção.

Diante da inflexibilidade do gás associado doméstico, a solução encontrada foi priorizar o GNL como solução para provisão da flexibilidade requerida. Porém, térmicas ancoradas no porto pouco contribuem para ampliação concomitante de novos mercados. A instalação conjunta de novas térmicas e terminais de regás é resultante dos entraves ao acesso à infraestrutura existente, sem refletir a localização mais adequada para ambos os setores.

Assim, limita-se a localização das novas centrais à costa, perpetuando o subdesenvolvimento da malha de gasodutos e sua assimetria geográfica. O acesso de terceiros aos terminais existentes e à capacidade de transporte poderia resultar em localização mais adequada e estratégica.

A monetização de gás não associado em modelo *gas-to-wire*, com a instalação de térmicas na boca do poço (como no complexo de Parnaíba), também não contribui para expansão da infraestrutura e da oferta para outros segmentos. Ainda que na atual conjuntura esse modelo seja virtuoso – ao aproveitar recursos que seriam irrecuperáveis, dada a escassez de infraestrutura –, a expansão coordenada entre gasodutos e térmicas poderia viabilizar a oferta para outros segmentos e regiões interioranas. Os incentivos futuros à exploração *onshore* não devem negligenciar a coordenação estratégica entre novas térmicas e novos gasodutos.

A monetização do gás do pré-sal, via térmicas na costa, por sua vez, acena para o aproveitamento desejável dos recursos domésticos. Porém, não garante, necessariamente, aportes adicionais de gás ao mercado não térmico. O risco é o gás do pré-sal “morrer na praia”, sem que novos escoamentos contribuam para a

ampliação de outros segmentos. Deve-se incentivar a prospecção de demanda não térmica, concomitante à contratação de novas térmicas a gás, para que novas rotas de escoamento sejam adequadamente dimensionadas.

Enquanto a expansão de térmicas a gás atende às novas necessidades do sistema elétrico brasileiro, ainda não se concebe sua expansão e localização de forma estratégica e integrada. O desafio atual está em alavancar o aproveitamento dos diferentes recursos de gás para geração termelétrica (*offshore*, *onshore*, associado, não associado e GNL importado) como vetor estratégico para expansão de toda indústria do gás, utilizando a instalação de novas térmicas como âncora para ampliação da infraestrutura e de novos mercados para todos os segmentos de consumo, especialmente o industrial.

O planejamento integrado e harmonioso entre os setores de gás e eletricidade pode viabilizar soluções conjuntas, que atendam aos objetivos específicos de cada indústria e explorem os potenciais de cada energético.

Nesse horizonte, a perspectiva de complementação térmica mais frequente e duradoura pode induzir maior previsibilidade do despacho térmico futuro, favorecendo a entrada de novos agentes e o melhor aproveitamento dos recursos domésticos. Aprimoramentos regulatórios que reduzam as barreiras à competitividade das térmicas – voltados para a base do sistema e que viabilizem a expansão coordenada entre térmicas e gasodutos – são fundamentais para a agenda de modernização institucional.

3.5.5 Gás para Crescer: agenda para integração do setor elétrico e do gás natural: avanços conquistados

A iniciativa do MME “Gás para Crescer” contemplou atenção especial para a integração do setor elétrico e do gás natural, contando com participação abrangente de atores e associações importantes de ambas as indústrias. As discussões, no âmbito do programa, identificaram os principais pontos de entrave à harmonia entre os setores e à competitividade das térmicas a gás no Brasil e reuniram recomendações para superá-los.

O elevado grau de consenso obtido na formulação das propostas identificou caminhos com pouca resistência para a maior integração. Os aperfeiçoamentos envolvem alterações de ordem legal (leis e decretos) e regulatória (resoluções do CNPE e revisões de normas infralegais), além de propor a realização de consulta pública para determinados temas. Abaixo, aparecem listados os principais temas discutidos:

- eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de gás; prazos de contratos de gás com horizonte rolante; horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional); redefinição do limite de inflexibilidade e possibilidade de declaração sazonal;

- fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e na receita fixa (RFcomb); desvinculação da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb; procedimentos de programação da operação / Pré-despacho e remuneração de custos de ciclagem;
- institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás-eletricidade; critérios de despacho por carga de GNL; armazenamento virtual; leilões coordenados de termelétricas e gasodutos;
- gestão de contratos de gás por meio de comprador único; inclusão de supridor de última instância no setor; e
- remuneração diferenciada por serviços e produtos; sinais locacionais mais efetivos; estocagem de gás natural; compartilhamento de terminais de regaseificação.

Entre as propostas elencadas, as seguintes medidas já foram implementadas no último leilão A-6, de 2017, com alterações na Portaria MME 42/2007:

- possibilidade de sazonalização mensal da inflexibilidade, mantendo o limite máximo de 50% de inflexibilidade média anual;
- indexação em dólares (inflação americana – CPI-U) da parcela de custos associada à regaseificação do GNL;
- reajuste mensal da parcela RFcomb; e
- possibilidade de distintas estratégias de indexação do custo de combustível da parcela flexível (CVU) e da parcela inflexível (receita fixa).

A Resolução CNPE 18/2017, por sua vez, abriu espaço para revisão e adequação da penalidade por falta de combustível, ao determinar que Aneel e ANP *“regulem a penalidade por falta de combustível, respectivamente, para os agentes de geração de energia elétrica e para os supridores de combustível, compatível com as características de cada fonte energética”*.

Em relação ao horizonte rolante de comprovação de reservas de gás, permanece a diretriz da Portaria MME 102/2016 em que se estabelecem três períodos de comprovação: período inicial mínimo de dez anos; período adicional de no mínimo cinco anos; e prazo remanescente compatível com o período de suprimento do contrato de energia. A renovação do período adicional e remanescente deve ser realizada com antecedência mínima de cinco anos do término do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.

Além destes últimos avanços, cabe-se frisar outros importantes aperfeiçoamentos já incorporados à regulação, que também apontam para a maior integração gás-eletricidade:

- despacho antecipado de 60 dias para geração proveniente de GNL, favorecendo a logística e a contratação;

- possibilidade de geração térmica adicional antecipada acima da inflexibilidade, a título de crédito a ser compensado, nos casos de indisponibilidades por falta de combustível (“reservatório virtual”); e
- distinção do preço-teto nos leilões de energia nova entre as fontes que competem por disponibilidade, reconhecendo algum grau de externalidade positiva das térmicas via preço-teto mais elevado.

4 A AGENDA REGULATÓRIA PARA A COMPETITIVIDADE DO SETOR DE GÁS NATURAL

O Brasil precisa de uma agenda para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural que não dependa somente da Petrobras para articular os investimentos setoriais. Para continuar a crescer, o principal desafio da indústria será atrair novos *players* para investir na oferta de gás, em um contexto concorrencial.

Os resultados do Programa **Gás para Crescer** oferecem uma visão de futuro para a indústria de gás natural brasileira, capaz de orientar uma reforma estrutural, voltada para um ambiente de múltiplos agentes.

Os resultados do Programa **Gás para Crescer** foram construídos por diversos agentes da indústria ao longo do ano de 2017, que se reuniram em diversos grupos de trabalho temáticos, para discutir as barreiras ao desenvolvimento da indústria e propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo e estratégias de ação. A CNI é um *stakeholder* ativo no Programa, e suas propostas de alteração legal e regulatória, sempre que possível, refletem as discussões dessa iniciativa.

O Programa Gás para Crescer buscou colocar reestruturação da indústria do gás no centro da discussão sobre política energética no País. Para tanto, o debate sobre a reforma da indústria do gás se ancorou nas seguintes diretrizes estratégicas (MME/EPE, 2016):

- remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural;
- realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra;
- implementação de medidas de estímulo à concorrência, que limitem a concentração de mercado e promovam, efetivamente, a competição na oferta de gás natural;
- estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade;
- reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais (produção e comercialização de gás natural) das atividades monopolísticas (transporte e distribuição);

- incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da promoção do desenvolvimento de *hub(s)* de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor;
- aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural no Brasil;
- aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, como instrumento de política pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural, levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional;
- promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, de forma a manter o funcionamento adequado do setor; e
- abertura de chamada pública na renovação dos contratos de importação da Bolívia.

A seguir, são apresentadas as principais propostas para a reforma da indústria de gás no Brasil, a maioria das quais contemplada no texto do substitutivo de projeto de lei do deputado Mendes Tamen, ora tramitando no Congresso Nacional. Outros tópicos são propostas em discussão no âmbito do programa **Reate** do Governo Federal, da regulação do setor elétrico ou das regulações estaduais de gás.

4.1 Propostas para incentivar a oferta competitiva do gás natural

A política nacional de petróleo e gás vem experimentando mudanças importantes a partir do reconhecimento, por parte das autoridades, da necessidade de medidas para promoção da retomada do investimento no setor, com maior participação da iniciativa privada. Várias mudanças regulatórias foram implementadas recentemente, a saber:

- o fim da regra de operadora única no pré-sal;
- a retomada dos leilões, com a programação de 10 leilões nos próximos três anos dentro e fora do pré-sal;
- a revisão das regras de conteúdo local;
- a renovação do Repetro; e
- o lançamento dos programas Gás para Crescer e Reate, que se inserem no esforço de retomada do setor de óleo e gás.

Considerando o debate dos agentes que compõem o mercado de gás natural nos subcomitês técnicos e as recentes iniciativas do governo, as propostas para incentivar uma oferta competitiva de gás podem ser divididas em duas frentes de ação: a) reduzir as barreiras à entrada a novos ofertantes no mercado de gás; e b) estimular a produção de gás em terra.

4.1.1 Reduzir as barreiras à entrada de novos ofertantes no mercado de gás

O aproveitamento do gás do pré-sal e a disponibilização de oferta competitiva de gás natural ao mercado dependem de políticas para melhorar a atratividade do investimento privado. É fundamental a busca de mecanismos e formas de contratação que dêem oportunidades a novos fornecedores.

Todos os investimentos realizados até o momento para monetização do gás do pré-sal foram capitaneados pela Petrobras. Entretanto, a empresa encontra-se focada na redução do seu nível de alavancagem financeira e já deixou claro seu interesse em reduzir a participação no negócio do gás natural¹⁹. A viabilidade do acesso ao mercado por empresas independentes passa pela redução das barreiras à entrada existentes no setor.

Várias propostas apresentadas pelo Programa **Gás para Crescer** buscaram atacar o problema das barreiras à entrada. Entre elas, cabe destacar a promoção do **acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais (aplicação da *essential facilities doctrine*)**. A *essential facilities doctrine* impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente, precisando ser justa e motivada.

Os gasodutos de escoamento, as unidades de tratamento/processamento e os terminais de GNL (liquefação e regaseificação) são as infraestruturas que permitem o escoamento do gás natural desde sua produção até a rede de transporte e, embora não sejam caracterizadas por serem monopólios naturais, como o transporte, são vitais para permitir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia de valor do gás natural. Portanto, deve-se aplicar a *essential facilities doctrine*, caso a negativa de acesso a esses ativos inviabilize o processo concorrencial a montante ou a jusante.

Essa medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação e tratamento por terceiros, além de permitir o compartilhamento dos custos entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado²⁰.

O substitutivo ao projeto de Lei 6.407/2013 assegura o acesso não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento, às instalações

19. A venda das suas participações nas empresas de transporte NTS (já concluída) e TAG (em andamento), bem como de 49% da Gaspetro e 49% de duas térmicas na Bahia testemunham esta orientação estratégica.

20. A garantia de acesso às infraestruturas essenciais da indústria de gás natural é uma condição necessária, mas não suficiente para a diversificação da oferta de gás natural ao mercado, enquanto a Petrobras exercer o monopólio da infraestrutura de transporte e influenciar as decisões de compra de gás das distribuidoras, por meio de *self-dealing*.

de tratamento ou processamento²¹, assim como aos terminais de GNL, por meio de negociação entre as partes (Artigo 34). O dispositivo define determinadas condições de acesso como: preferência de uso do proprietário; definição pelo proprietário do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura e, no caso dos terminais de GNL, dos serviços prestados e remunerações; e publicidade e transparência dos dados das instalações.

As propostas do Gás para Crescer incluem ainda medidas para reduzir as barreiras para a contratação de capacidade de transporte (tarifação por entrada e saída) e acesso ao mercado final, via criação de um ambiente de negociação e padronização de contratos.

4.1.2 Programa Reate e agenda do gás em terra

Para se garantir uma oferta abundante e competitiva de gás doméstico, é necessário identificar uma agenda de incentivos para produção no Brasil, que permitiria não apenas incrementar a oferta do gás associado da área do pré-sal, mas também do gás (associado e não associado) proveniente de campos terrestres.

Em julho de 2017, o Governo Federal publicou o Programa Para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate). Tal programa tem o objetivo de propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional do gás natural *onshore*. O Reate reúne diversas ações estratégicas, apresentadas a seguir:

- a) Oferta de novas áreas:** inclui a definição de calendário de licitações e adequação da regulação às condições de E&P em terra. O segundo ponto reúne diversos temas, como: definição de exigências regulatórias compatíveis ao nível de complexidade dos ativos terrestres; aprimoramento do processo de licenciamento ambiental dos estados; definição da participação governamental; e tratamento das questões tributárias específicas da produção em terra. O Reate prevê maior autonomia à ANP na oferta de áreas terrestres oferecidas e não arrematadas e de áreas devolvidas. No caso de áreas com acumulações marginais, pretende-se tornar o processo de licenciamento mais ágil, por meio da implementação de um cronograma plurianual de rodadas de licitações.
- b) Processo de licenciamento ambiental:** pretende-se aprimorar e implementar o mecanismo de manifestação conjunta do MMA e MME, em até 120 dias, para dar maior previsibilidade ao licenciamento ambiental para as atividades do PEM.
- c) Adequação do percentual das participações governamentais** em áreas terrestres considerando:

21. Com exceção das instalações de tratamento/processamento de gás natural em refinarias existentes.

- os royalties dos novos editais, com base nos riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas terrestres (maduras, de novas fronteiras e/ou com produção predominante de gás natural), conforme preconizado no §1º do art. 47 da Lei 9.478, de 1997; e
- as alíquotas da Participação Especial (PE) aplicadas para campos terrestres, conforme previsto no inciso I § 1º do Decreto 2.705, de 3 de agosto de 1998.

d) Adequação fiscal da carga tributária incidente sobre a cadeia de fornecedores.

Pretende-se analisar a possibilidade de redução dos impostos federais e estaduais (ICMS) sobre a produção e disponibilização, por empresas brasileiras, de bens e insumos necessários para as atividades petrolíferas em terra, especialmente para o desenvolvimento e operação dos projetos de EOR.

e) Desenvolvimento de alternativas de financiamento: articulação com potenciais investidores e órgãos financiadores, públicos e privados, para definir pontos a serem aprimorados nas resoluções da ANP e nos próprios contratos, com vistas ao financiamento das atividades de E&P, e ainda ao uso de reservas certificadas como garantia nas operações de crédito, considerando ainda o modelo *reserve-based lending* (RBL). Ademais, pretende-se avaliar a possibilidade de usar fundos do PD&I, para criar programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica, aplicados à indústria do petróleo e gás natural vinculados a campos terrestres.

f) Concepção de políticas específicas de comercialização de gás natural produzido em terra: consultar o CADE sobre as possíveis medidas a serem adotadas para distinguir condutas não competitivas, verificar as barreiras para o surgimento da figura do comercializador e acompanhar as propostas de aprimoramento das regras de acesso à malha de gasodutos de transporte de gás natural e Pemat, ambas apresentadas na iniciativa **Gás para Crescer**.

g) Disponibilidade de bens e serviços no Brasil: para isso, é importante fazer um levantamento da demanda e oferta de bens e serviços no País, atrair novos fornecedores, promover o desenvolvimento tecnológico e criar incentivos tributários.

h) Apoio ao desenvolvimento de cadeia de fornecedores: o Reate pretende avaliar as demandas dos interessados em áreas terrestres em nível regional (por meio de fóruns regionais) e as medidas necessárias para o estímulo ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços *onshore*, encaminhando propostas ao Pedefor. Defende-se o alinhamento das minutas dos novos contratos e da regulação, tendo como base as diretrizes no âmbito do Pedefor.

i) Desenvolvimento da produção de gás não convencional: criação de incentivos tributários para atividades de E&P de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade e revogação da Resolução CNPE 1/2013, que impõe restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais.

A CNI defende as propostas do Reate. Em seu estudo intitulado **Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor** apresentou propostas convergentes com as do programa Reate. Além das apontadas, o estudo propôs também:

- novos procedimentos licitatórios para áreas maduras e de fronteira;
- simplificação e padronização dos processos de licenciamento ambiental, em especial em relação aos requerimentos para o licenciamento de operações de fraturamento hidráulico de poços não convencionais;
- criação de um programa de capacitação dos órgãos ambientais estaduais sobre a exploração de recursos não convencionais;
- isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas (ou o desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS) e para autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica); e
- criação de um fundo público de *private equity*, para investimento em empresas envolvidas com a exploração de gás.

4.2 Propostas para o setor de transporte de gás

O segmento do transporte foi alvo de grande parte das propostas para revisão do atual arcabouço regulatório da indústria do gás, no âmbito da iniciativa **Gás Para Crescer**. As principais propostas são:

a) Mudar o regime de concessão para autorização.

A Lei 11.909 instituiu o regime de concessão nas atividades de transporte de gás natural, em detrimento ao regime de autorização anteriormente vigente. O objetivo da proposta foi dar maior estabilidade jurídica aos contratos de transporte e aumentar a atratividade dos investimentos na expansão da malha de transporte. O debate, no âmbito do programa Gás Para Crescer, deixou claro que o regime de concessão acabou “engessando” os novos investimentos na malha de transporte, em função das exigências jurídicas e administrativas, associadas à seleção dos agentes transportadores.

O resgate do sistema de autorizações para os investimentos em gasodutos, proposto pelo novo arcabouço regulatório, visa reduzir as barreiras para os novos agentes transportadores, fornecendo maior dinamismo ao processo de licenciamento do exercício da atividade de transporte.

Outra proposta importante diz respeito à ampliação do escopo de atividades que os transportadores poderão praticar.

No arcabouço regulatório proposto, a empresa ou o consórcio de empresas autorizado para o exercício da atividade de transporte poderão explorar, além de toda a infraestrutura associada ao serviço de transporte, a construção, manutenção, ampliação e operação de acondicionamento de gás natural ou estocagem subterrânea; a construção, manutenção, ampliação e operação de infraestrutura e transporte de biocombustíveis; a construção, manutenção, ampliação e operação de terminais, inclusive terminais de GNL; e a compra e venda de gás natural na forma e nas hipóteses previstas na regulamentação da ANP.

A proposta fortalece as empresas de transporte de gás, ao viabilizar sua atuação em segmentos que possuem sinergia com a atividade de transporte.

A Lei do Gás havia fixado o prazo de 30 anos para as autorizações outorgadas. Findo esse prazo, os ativos dos gasodutos seriam revertidos à União, para serem relicitados sob regime de concessão. Na proposta atual, as outorgas deixariam de ter prazo de duração, e os gasodutos de transporte passariam a ter o mesmo tratamento dispensado a outros ativos da indústria, como unidades de tratamento de gás ou plantas de regaseificação.

b) Adotar o regime tarifário de entrada e saída.

O objetivo da mudança é reduzir os custos de transação no mercado de capacidade de transporte e criar um ambiente de mercado favorável à competição entre carregadores de forma, tanto para diversificar o número de fornecedores como para trazer sinais mais corretos de preço. Para tanto, pretende-se adotar o regime de entrada e saída, como metodologia de alocação tarifária.

Ou seja, ao invés de cada contrato de transporte especificar o ponto de entrada e o ponto de saída para se calcular uma tarifa ponto a ponto, os carregadores fariam contratos separados, para a entrada e para a saída da rede. Dessa forma, cada vendedor poderia comercializar o gás para qualquer consumidor livre ou distribuidora, sem a necessidade de ter um contrato de transporte para cada contrato de venda de gás, desde que pagasse por uma capacidade de entrada no sistema.

Assim sendo, cada comprador poderá adquirir o gás de qualquer vendedor habilitado, desde que tenha um contrato com reserva de capacidade de retirada do sistema de transporte.

c) Criar os Sistemas de Transporte de Gás.

Atualmente, a tarifação é realizada por gasodutos/transportadora. Ou seja, caso um carregador precise transportar gás através de gasodutos de transportadores diferentes, deverá ter um contrato separado para cada transportador.

O objetivo da implementação dos Sistemas de Transporte é a criação de um mesmo mercado de capacidade de transporte envolvendo vários gasodutos, inclusive

pertencentes a transportadoras diferentes. Em um primeiro momento, pretende-se criar um sistema por transportadora (TBG, NTS e TAG). Entretanto, existe o objetivo de integrar esses sistemas em um sistema único, operado por um gestor único e independente. Cada Sistema de Transporte de Gás Natural comporá uma Área de Mercado de Capacidade, onde o carregador poderá contratar capacidade de transporte nos pontos de entrada e saída, por meio de contratos padronizados.

Para dar maior dinamismo às negociações dentro dos Sistemas de Transporte, a ANP deverá definir pontos virtuais de negociação de gás natural e zonas de balanceamento. A proposta da nova Lei é que cada área de mercado de capacidade seja operada por um gestor independente e tenha sua própria tarifa de entrada e saída.

d) Introduzir uma gestão independente do sistema de transporte.

A criação do Sistema de Transporte proposto deverá incluir a criação de um gestor de área. Caberá aos transportadores de determinada área de mercado de capacidade a constituição do gestor de área, nos termos da regulação da ANP. Na hipótese de que haja apenas um transportador na área, esse atuará também como gestor. Constituem obrigações do gestor, entre outras:

- publicar, de forma transparente, informações das capacidades e tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte oferecidos;
- submeter à aprovação da ANP os códigos comuns de redes e o plano de contingência, elaborados de forma transparente e conjunta pelos transportadores e pelo conselho de usuários carregadores;
- oferecer aos carregadores potenciais serviços de transporte padronizados na área de mercado de capacidade, de forma transparente e não discriminatória, por meio de plataforma eletrônica conjunta;
- balancear as áreas de mercado de capacidade, garantindo a integridade do sistema de transporte; e
- calcular e alocar a capacidade de transporte dos pontos de entrada e saída da área.

Para fins de balanceamento, os transportadores poderão contratar serviços de armazenamento, acesso a capacidade em terminais de GNL ou outros serviços eventualmente necessários para tal finalidade.

e) Criar o conselho de usuários.

Os carregadores de uma determinada área de mercado de capacidade deverão formar um conselho de usuários para o monitoramento do desempenho e da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores. Esse conselho deverá permitir representatividade de produtores, importadores, comercializadores, distribuidoras e consumidores livres, com a estrutura de governança aprovada pela ANP.

As informações necessárias para o monitoramento deverão ser enviadas periodicamente pelos respectivos gestores de áreas de mercado, de acordo com a regulamentação da ANP.

f) Implementar o *Unbundling* do segmento de transporte.

A proibição da participação societária direta ou indireta das empresas de transporte (em empresas que atuem ou exerçam as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural) é essencial. Com relação aos gasodutos existentes, onde já existe uma participação da Petrobras, propõe-se a certificação de independência, de acordo com a regulação da ANP. A ANP, por sua vez, definirá os requisitos e o processo para obtenção do certificado de independência, de modo a garantir a independência do transportador em relação aos eventuais interesses comerciais de seus sócios no mercado de gás de natural.

g) Promover a concorrência, via cessão compulsória de capacidade.

Entende-se por cessão de capacidade a transferência, no todo ou em parte, do direito de utilização da capacidade de transporte contratada. O projeto propõe a introdução da cessão compulsória de capacidade como mecanismo de promoção da concorrência no mercado de gás. Assim, propõe-se que a ANP, a partir de consulta ao Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, possa determinar a cessão compulsória de capacidade por parte do carregador dominante, assegurando que tal cessão observe as condições e requisitos técnicos e econômicos estabelecidos nos contratos de Serviço de Transporte em vigor e não impacte negativamente os direitos do transportador.

4.3 Propostas para o setor de comercialização de gás

A transição de um monopólio de fato exercido pela Petrobras para um contexto de concorrência exige um arcabouço institucional específico, que permita aumentar a diversidade de oferta de gás e reduzir os custos de transação no mercado. O debate do programa Gás para Crescer resultou nas seguintes propostas:

a) Regular a comercialização de gás para as distribuidoras e consumidores finais, via ANP.

A promoção da concorrência no mercado de gás requer, necessariamente, uma regulação da comercialização, com vistas a reduzir os custos de transação e evitar práticas anticompetitivas. Essa regulação deve abarcar a comercialização de gás para as distribuidoras e os consumidores livres. O principal objeto da regulação são os contratos de suprimento. Em ambos os casos, esses contratos envolvem transações

de gás no mercado interestadual e até internacional. Portanto, a regulação estadual não tem o alcance necessário para regular tais questões. O projeto de lei deixa clara a competência da ANP em regular o mercado atacadista de gás, ao determinar a padronização dos contratos de suprimento.

b) Criar o mercado organizado de gás natural (*hub* virtual).

A introdução do modelo tarifário por entrada e saída, poderá contribuir para a redução do custo de transação no mercado de gás, que permite a criação de um mercado organizado (*Hub* virtual) nos sistemas de transporte. Nesse mercado, todos os agentes habilitados a injetar gás no sistema poderão vender gás para os agentes habilitados a retirá-lo do sistema. Essa transação poderá ser realizada por meio de contratos com diferentes características (curto, médio e longo-prazos), viabilizando, inclusive, o mercado secundário de gás natural.

c) Criar a entidade administradora de mercado de gás natural.

Para viabilizar o desenvolvimento do mercado organizado de gás, propõe-se criar um agente habilitado para administrar o mercado, mediante celebração de acordo de cooperação técnica com a ANP. Esse agente será responsável pelo registro, acompanhamento e liquidação dos contratos de gás, à luz do que é realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

d) Introduzir mudanças tributárias para viabilizar o comércio no mercado atacadista.

O sistema tributário vigente não atende a especificidades inerentes ao gás natural, como a característica de ser um bem fungível e ser movimentado em fluxo contínuo e permanente. É necessária a adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural, ao compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL e às operações interestaduais e de importação.

4.4 Propostas para o setor de distribuição

Foram debatidas propostas de aperfeiçoamento das estruturas de regulação dos estados e da performance das empresas que operam na distribuição, de forma que estejam preparadas para exercer as atividades requeridas ao novo desenho de mercado. As principais propostas apresentadas pelo programa Gás para Crescer foram:

a) Realizar a harmonização das regulações estaduais.

O debate no grupo de trabalho sobre distribuição do Programa Gás para Crescer identificou a necessidade de buscar uma maior coordenação entre as diferentes regulações dos estados da Federação, mesmo reconhecendo a competência desses

estados para regular o setor. O projeto de lei proposto determina ainda que a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural.

Em particular, o debate apontou a importância de haver uma regulação federal dos aspectos relativos à comercialização do gás, incluindo a regulação dos usuários livres, autoimportadores e autoprodutores, abertura do mercado final à competição, e bem como a regulação de contratos de venda de gás para as distribuidoras e consumidores livres.

b) Introduzir uma separação clara entre as atividades de transporte, distribuição e comercialização.

O debate do Gás para Crescer identificou a necessidade de aprimorar a regulação do setor de gás, de modo a evitar conflitos competência entre as atividades de transporte, distribuição e comercialização. A partir deste debate, o substitutivo do projeto de lei proposto buscou definir, de forma mais clara, cada um desses segmentos.

No que tange à distribuição, o substitutivo define a distribuição de gás canalizado como “o serviço público de movimentação de gás natural em redes de distribuição de gás canalizado e comercialização ao consumidor cativo, explorado com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal”.

Fica entendido, assim, que a atividade de distribuição de gás canalizado é a prestação do serviço de movimentação através de dutos até o usuário final, exercida por meio, necessariamente, de um serviço público. A comercialização de gás natural é meramente acessória do primeiro serviço e, portanto, somente poderá ser incluída no conceito de “serviços locais” quando e se realizada sob o regime de serviço público. Delimita-se também a fronteira entre a competência federal e a competência estadual, em matéria de gás natural: enquanto a competência federal engloba todas as atividades não pela competência estadual; e a competência estadual está limitada à regulamentação do serviço local de gás canalizado. Respeitada a exclusividade do exercício de serviço local de gás canalizado, é necessário atribuir à União a competência para a outorga da atividade de comercialização, como atividade econômica autônoma.

Alguns pontos importantes do debate no âmbito do Programa Gás para Crescer não foram matéria do projeto de lei, mas fazem parte de uma agenda futura de políticas públicas, voltadas para o setor de distribuição.

c) Criar agências reguladoras independentes e capacitadas.

Apesar de não ter sido matéria do projeto de lei, o programa Gás para Crescer apontou a necessidade de criação, em todos os estados, de agências reguladoras com independência decisória e autonomia administrativa, orçamentária e financeira, que fiscalizem as concessionárias de distribuição de gás natural canalizado. Sugeriu-se também a formação de Fórum Técnico para atualizar, capacitar e treinar as equipes sobre os objetivos centrais da regulação, fomentando as boas práticas regulatórias entre os estados.

Determinação e transparência tarifária de acordo com as melhores práticas do mercado, incluindo o estabelecimento de critérios objetivos para determinação das tarifas pelas agências reguladoras, alinhadas com as melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais para a prestação de serviços públicos em regime de exclusividade, remunerando apenas o investimento prudente e eficiente, realizado pelas concessionárias.

Dado que as premissas do Gás para Crescer incluem como melhores práticas regulatórias a transparência e a previsibilidade, entende-se que as concessionárias devem divulgar todas as informações referentes à prestação dos serviços públicos de distribuição de gás natural canalizado e custos de operação, manutenção e ampliação das instalações, custos de movimentação e aquisição do gás natural, estratégia de investimento e critérios adotados para determinação das tarifas. Essas informações devem ser apresentadas às agências reguladoras, de forma a permitir a verificação da eficiência da concessionária para cada período de revisão tarifária, sob pena de multa. É importante também a criação de banco de dados, que passe a funcionar como referência para aferir o ganho ou perda de eficiência das concessionárias.

Os reajustes e as revisões tarifárias devem ser previsíveis para os usuários, devendo as agências reguladoras estaduais promover a divulgação das informações pertinentes. As audiências públicas nos processos tarifários são fundamentais para imprimir a adequada transparência ao mercado, no que se refere aos critérios adotados para cálculo de tarifas.

d) Introduzir mecanismo de contratação competitivo pelas distribuidoras.

É fundamental criar condições para competição na venda para as distribuidoras. Como a Petrobras tem participações na maioria das distribuidoras, a única forma de viabilizar a concorrência seria a realização de leilões para aquisição de gás, a exemplo do mercado de energia elétrica.

e) Privatizar as distribuidoras estaduais de gás.

O desenvolvimento do segmento da distribuição pode ser acelerado por meio da venda do controle estatal. A privatização permitiria levantar recursos para aliviar a atual crise financeira dos estados e alavancar investimentos nas distribuidoras. O BNDES iniciou um programa para privatizar o segmento de distribuição. Até o momento, nove governos estaduais, que controlam as distribuidoras de gás, aderiram ao programa.

O processo de privatização em curso representa uma nova oportunidade para implementar mudanças estruturais na indústria, favoráveis à competição. Para aproveitar essa oportunidade, é importante priorizar a multiplicação de *players* controladores dessas distribuidoras. Se o processo de alienação dos ativos não for feito com esse cuidado, o resultado pode ser o surgimento de um oligopólio privado no segmento de distribuição, reforçando ainda mais as barreiras à entrada para novos fornecedores de gás (ALMEIDA, 2017).

4.5 Propostas para aprimoramento da integração entre os mercados de gás e geração elétrica

Os dois últimos anos registraram avanços significativos na agenda de integração gás-eletricidade. Porém, ainda há espaço para avanços importantes, que consolidem a maior harmonia entre as indústrias. Seguem propostas para intensificar a convergência entre os setores, beneficiando o setor elétrico e explorando as potencialidades da indústria do gás natural:

a) Ampliar o limite à inflexibilidade operativa média anual para além de 50%, permitindo maior adequação ao perfil da oferta nacional (gás associado):

- A limitação atual de 50% para a inflexibilidade operativa das termelétricas constitui limite estreito tanto do ponto de vista do gás nacional associado, como do setor elétrico em transformação, que demanda complementação cada vez mais constante e significativa.

b) Dar previsibilidade ao despacho futuro, indicando previsão de despacho máximo esperado para térmica durante os próximos dois anos. Acima desse patamar, a térmica não seria penalizada por indisponibilidades:

- A incerteza quanto ao despacho futuro é especialmente danosa ao gás natural, cuja indústria de rede também requer elevada coordenação para equilibrar oferta e demanda. A variabilidade e a imprevisibilidade dificultam a logística e encarecem a contratação do combustível.

- c) Adotar mais de um CVU para cada térmica, permitindo a modularização da potência instalada, como já ocorre em alguns casos.** A térmica poderia declarar diferentes CVUs nos leilões ou, posteriormente, declarar CVU menor ou igual ao contratado para diferentes parcelas da potência instalada. O ONS levaria em conta os diferentes CVUs e correspondentes disponibilidades, declarados anualmente, com possibilidade de sazonalização, isto é, com modularização abaixo do contratado apenas durante algum período do ano:
- O objetivo é possibilitar maior otimização contratual do gerador térmico e, paralelamente, tornar a curva de ordem de mérito do parque térmico menos inclinada. A tendência é reduzir a variação do PLD, com distribuição da potência térmica instalada em um intervalo maior de custo.
- d) Adotar a comprovação anual de reservas rolantes para os próximos cinco anos,** tornando o horizonte de exigência de lastro integral para despacho pleno mais compatível com a lógica da indústria de óleo e gás e com a janela de operação de longo prazo do setor elétrico brasileiro:
- A produção futura não é garantida pelas reservas atuais, mas sim pela contínua campanha exploratória presente, que viabiliza a descoberta de novas reservas, recompondo a relação reserva/produção. Embora a comprovação atual de ao menos 10 anos já tenha tornado a exigência mais próxima da lógica da indústria, o horizonte rolante com janelas mais curtas, para o gás *onshore*, pode ser mais adequado.
- e) Revisar a cláusula obrigatória de penalidade por falta de combustível do contrato bilateral entre gerador térmico e supridor de gás,** deixando livre a negociação entre as partes:
- Atualmente não se distingue a natureza da indisponibilidade e ainda se determina repasse do risco para o supridor de gás, o que dificulta a contratação. Deve-se distinguir a falta de combustível por insuficiência prolongada de lastro de razões circunstanciais operativas. Para esse caso, bastaria o ressarcimento da energia não gerada; já a falta de combustível prolongada ou recorrente poderia ser penalizada adicionalmente. A distinção entre indisponibilidade conjuntural de estrutural pode ser estabelecida por número de semanas de falha.
- f) Considerar outros atributos na análise comparativa de custo-benefício nos LEN,** como localização (proximidade aos centros de carga), despachabilidade, flexibilidade e emissão de carbono, além de utilizar séries de custo marginal de operação futuros mais aderentes à tendência de perda gradual de regularização dos reservatórios:
- A comparação entre os diferentes projetos nos leilões é calculada com base em custos marginais de operação futuros, sistematicamente subestimados.

Ademais, não se consideram atributos como localização dos empreendimentos e despachabilidade das fontes, negligenciando custos de transmissão adicional e integração das fontes no sistema. Portanto, embora se proceda à análise de custo-benefício, negligenciam-se na seleção componentes significativos que, na prática, determinam o real valor das fontes.

- g) Introduzir leilões específicos de termelétricas estruturantes a gás natural, coordenados com a expansão da malha de gasodutos.** Propõe-se que o MME, subsidiado pela EPE, a partir de maior integração entre os planejamentos do setor elétrico e gás natural, submeta ao CNPE a indicação de térmicas estruturantes a gás a serem licitadas prioritariamente. Define-se térmica estruturante o projeto que a) seja voltado para a base da carga, com inflexibilidade superior aos 50% atuais, a ser determinada pela conveniência de cada projeto; b) tenha localização adequada, satisfazendo conjuntamente a maior conveniência do setor elétrico e a expansão da malha de gasodutos, atuando como âncora de novos mercados; e c) utilize combustível proveniente de recursos domésticos:
- As termelétricas estruturantes a gás natural possuem caráter estratégico e interesse público, pois reforçam o sistema elétrico, expandem a indústria do gás e promovem a exploração de recursos domésticos.

REFERÊNCIAS

+ GÁS BRASIL. **Impactos econômicos da competitividade do gás natural**: relatório executivo. [S.l.]: ABRACE, 2012.

ABEGÁS. **Bahiagás recebe cinco propostas de oferta de gás**. 2017. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=65150>>. Acesso em: 15 dez. de 2017.

AIE. **World Energy Outlook 2017**. 2017. disponível em International Energy Agency: Disponível em: <<https://www.iea.org/weo2017/>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

ALMEIDA, E. **Evolução recente e tendências para a formação de preços no mercado mundial de GNL**. 2010. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2010/11/29/evolucao-recente-e-tendencias-para-a-formacao-de-precos-no-mercado-mundial-de-gnl/>>. Acesso em: 07 dez. 2017.

ALMEIDA, E. **Introdução da competição na indústria de gás natural**: quando mudanças na regulação não são suficientes. 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2017/06/12/introducao-da-competicao-na-industria-de-gas-natural-quando-mudancas-na-regulacao-nao-sao-suficientes/>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

ALMEIDA, E. **Introdução da competição na indústria de gás natural: quando mudanças na regulação não são suficientes**. 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2017/06/12/introducao-da-competicao-na-industria-de-gas-natural-quando-mudancas-na-regulacao-nao-sao-suficientes/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

ALMEIDA, E. et al. **Gás do Pré-Sal**: oportunidades, desafios e perspectivas. 2017. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Resolução ANP nº 51 de 30/11/2016**. 2014. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=332580>>. Acesso em: 05 fev. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Resolução ANP nº 11 de 16/03/2016**. 2016. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=317660>>. Acesso em: 05 fev. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Anuário Estatístico 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>>. Acesso em: 19 jan. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP. **Dados Estatísticos**. 2018. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em: 07 jan. 2018.

ARMSTRONG, M., VICKERS, J., & COWAN, S. **Regulatory reform: economic analysis and british experience.** Cambridge: MIT, 1994.

BAHIAGÁS. **Chamada Pública abre oportunidade para produtores de gás natural.** 2017. Disponível em: <<http://www.bahiagas.com.br/chamada-publica-abre-oportunidade-para-produtores-de-gas-natural/>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

BANCO MUNDIAL. **Reorganizar a indústria do gás natural para auxiliar a retomada do crescimento.** 13 abr. 2016. (Apresentação).

BP. **BP Statistical Review.** 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2018.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>. Acesso em: 10 fev. 2018.

BRASIL. **Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 12 fev. 2018.

BRASIL. **Lei 11.909, de 4 março de 2009.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/>. Acesso em: 20 jan. 2018.

CANAZIO, A. **Petrobras: Total terá participação em térmicas e acesso ao terminal de GNL na Bahia.** 2016. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/36487516/petrobras-total-tera-participacao-em-termicas-e-acesso-ao-terminal-de-gnl-na-bahia>>. Acesso em: 09 fev. 2018.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Gás natural em terra:** uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Competitividade Brasil 2016:** Comparação com Países Selecionados. Brasília: CNI, 2016.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Reestruturação do setor de gás natural:** uma agenda regulatória. Brasília: CNI, 2016.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Desempenho da indústria no mundo**. Brasília: CNI, 2017.

COLOMER, M. **Abertura do mercado final de gás natural no Brasil**. 2013. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2013/03/25/abertura-do-mercado-final-de-gas-natural-no-brasil/>>. Acesso em: 12 fev. 2018.

COLOMER, M. **Desinvestimento da Petrobras e reestruturação da indústria de gás no Brasil**. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/08/10/desinvestimento-da-petrobras-e-reestruturacao-da-industria-de-gas-no-brasil/>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

COLOMER, M.; ALMEIDA, E. **Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras**. 2016. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2016/06/29/industria-do-gas-natural-no-brasil-a-reforma-necessaria-para-a-saida-da-petrobras/>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

EIA. **Natural Gas**. 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>. Acesso em 20 nov. 2017.

G1. **Obras da termoeletrica de Sergipe terão início em julho**. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/se/sergipe/noticia/2016/05/obras-da-termoeletrica-de-sergipe-terao-inicio-em-julho.html>>. Acesso em: 09 fev. 2018.

IEA. **Energy prices and taxes**. Paris: Agência Internacional da Energia, 2017.

IGU. **Wholesale Gas Price Survey 2017 Edition**: a global review of price formations mechanisms 2005 to 2016. maio 2017. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_Wholesale%20Gas%20Price%20Survey%202017%20Digital_0.pdf>. Acesso em: 07 nov. 2017.

IMF. **IMF Primary Commodity Prices**. 2017. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

LOSEKANN, L.; & ALMEIDA, E. **A transformação do panorama global do petróleo e do gás e os impactos sobre o Brasil**. 2014. Acesso em: 07 dez. 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/11/24/a-transformacao-do-panorama-global-do-petroleo-e-do-gas-e-os-impactos-sobre-o-brasil/>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

MACHADO, G. **Perspectivas de Produção e Oferta de Gás Natural no Brasil**. A HORA E VEZ DO GÁS NATURAL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES DO NOVO MARCO LEGAL. São Paulo, 11 dez. 2017.

METI. **Spot LNG Price Statistics**. 2017. Disponível em: <<http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html>>. Acesso em: 20 nov. 2017.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 07 jan. 2018.

MME; EPE. **Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário**: PEMAT 2013-2022. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

MME; EPE. **Prgrama Gás para Crescer**: diretrizes estratégias. 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/4033411/0.G%C3%A1s+para+Crescer_Relat%C3%B3rio+T%C3%A9cnico.pdf/91716743-86ae-44e9-a838-c850a1f5d6cb>. Acesso em: 22 nov. 2017.

NEWBERY, D. M. **Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities**. Cambridge, MA: MIT Press, 1999.

OCDE; AIE. **Global Gas Security Review 2017**: How is LNG Market Flexibility Evolving? 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalGasSecurityReview2017.pdf>>. Acesso em: 07 nov. 2017.

STERN, J. P. **Competition and Liberalization in European Gas Markets**: a diversity of models. [S.l.]: Chatham House; Royal Institute for International Affairs, 1998.

SUBCOMITÊ SC3. **1º Relatório do Subcomitê SC3**. [S.l.]: MME, 2017.

TEIXEIRA, P. A. **Prumo Logística assina termos de compromisso com BP e Siemens para UTE do Açu**. 2017. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53023001/prumo-logistica-assina-termos-de-compromisso-com-bp-e-siemens-para-ute-do-acu>>. Acesso em: 09 fev. 2018.

TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F.; ALMEIDA, E. (Volume 47 de 2015). Efficiency and performance in gas distribution: evidence from Brazil. **Applied Economics Journal**, v. 47, 2015. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/00036846.2015.1047093>>. Acesso em: 12 fev. 2018.

ZANARDO, C. **Projeto ALPHA – rota 4**: desafios para desenvolvimento de infraestrutura. SEMINÁRIO DE GÁS NATURAL, 16. Rio de Janeiro, 2015.

LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018

1. Segurança Jurídica e Governança: o problema e a agenda
2. Segurança Jurídica e Governança na Infraestrutura
3. Segurança Pública: a importância da governança
4. O Brasil na OCDE: um caminho natural
5. Saúde Suplementar: uma agenda para melhores resultados
6. Educação: a base para a competitividade
7. Ensino de Engenharia: fortalecimento e modernização
8. Financiamento Privado de Longo Prazo: uma agenda para fortalecer o mercado de debêntures
9. Licenciamento Ambiental: propostas para a modernização
10. Biodiversidade: as oportunidades do uso econômico e sustentável
11. Mudanças Climáticas: estratégias para a indústria
12. Economia Circular: o uso eficiente dos recursos
13. Segurança Hídrica: novo risco para a competitividade
14. Modernizar a Tributação Indireta para Garantir a Competitividade do Brasil
15. Tributação da Renda de Pessoas Jurídicas: o Brasil precisa se adaptar às novas regras globais
16. Tributação sobre a Importação e Exportação de Serviços: mudar para uma indústria competitiva
17. Tributação no Comércio Exterior: isonomia para a competitividade
18. Relações de trabalho: caminhos para continuar a avançar
19. Modernização Previdenciária e da Segurança e Saúde no Trabalho: ações para avançar
20. Privatização da Infraestrutura: o que falta fazer?
21. Sistema Portuário: avanços, problemas e agenda
22. Transporte Marítimo de Contêineres e a Competitividade das Exportações
23. Transporte Ferroviário: colocando a competitividade nos trilhos
24. Saneamento Básico: uma agenda regulatória e institucional
25. Grandes Obras Paradas: como enfrentar o problema?

26. Energia Elétrica: custos e competitividade
27. Insumos Energéticos: custos e competitividade
28. Gás Natural: mercado e competitividade
29. Térmicas na Base: a escolha inevitável
30. Telecomunicações: modernização do marco institucional
31. Inovação: agenda de políticas
32. Indústria 4.0 e Digitalização da Economia
33. Compras Governamentais e Desenvolvimento Tecnológico: a experiência internacional e propostas para o Brasil
34. Propriedade Intelectual: uma agenda para o desenvolvimento industrial
35. Governança do Comércio Exterior: aperfeiçoamento de instituições e competências
36. Acordos Comerciais: as prioridades
37. Barreiras Comerciais e aos Investimentos: ações para abrir mercados
38. Investimentos Brasileiros no Exterior: superando os obstáculos
39. Defesa Comercial: agenda para um comércio justo
40. Financiamento e Garantias às Exportações: mais eficácia no apoio ao exportador
41. Facilitação e Desburocratização do Comércio Exterior Brasileiro
42. Documentos Aduaneiros: comércio exterior sem amarras
43. Política Industrial Setorial: conceitos, critérios e importância (*esse documento será divulgado em um seminário específico dedicado ao tema*)

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha
Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato
Diretor

Diretoria CNI/SP

Carlos Alberto Pires
Diretor

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Relações Institucionais - DRI

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Gerência Executiva de Infraestrutura - GEINFRA

Wagner Cardoso
Gerente-Executivo

Rodrigo Sarmiento Garcia
Equipe Técnica

Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Marcelo Colomer Ferraro
Amanda Tavares
Diogo Lisboa Romeiro
Consultores

Coordenação dos projetos do Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022**Diretoria de Políticas e Estratégia - DIRPE**

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Renato da Fonseca
Samantha Ferreira e Cunha
Maria Carolina Correia Marques
Mônica Giágio
Fátima Cunha

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves
Gerente-Executiva

André Augusto Dias
Produção Editorial

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

ZPC Comunicação
Revisão Gramatical

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico e Diagramação

Athalaia Gráfica e Editora
Impressão

www.cni.org.br

[/cnibrasil](https://www.facebook.com/cnibrasil)

[/cni_br](https://twitter.com/cni_br)

[/cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

[/cniweb](https://www.youtube.com/c/cniweb)



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



ISBN 978-85-7957-175-6



9 788579 571756