

NOVO
MERCADO
DE GÁS



Nota Técnica

PROPOSTAS PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL

*Comitê de Promoção da Concorrência no
Mercado de Gás Natural do Brasil*

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA





MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Titular: Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho
Suplente: Symone Christine de Santana Araújo

Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural



MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Titular: Alexandre Manoel Angelo da Silva
Suplente: César Costa Alves de Mattos



CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

Titular: Guilherme Mendes Resende
Suplente: Kenys Menezes Machado



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Titular: José Cesário Cecchi
Suplente: Helio da Cunha Bisaggio



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Titular: Giovani Vitória Machado
Suplente: Marcelo Ferreira Alfradique

SUMÁRIO EXECUTIVO

O **Comitê para Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural**, constituído no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, tem por competência propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural, propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias e, ainda, encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamento de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural.

O Comitê é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e desenvolve suas ações em parceria com o Ministério da Economia - ME, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. O Comitê faz parte do programa Novo Mercado de Gás, uma reestruturação da Iniciativa Gás para Crescer.

O Novo Mercado de Gás reúne um conjunto de ações de governo e do setor privado em torno de quatro frentes:

- i. Promoção da concorrência;
- ii. Incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado, por meio das propostas conduzidas no Ministério da Economia para a promoção de equilíbrio fiscal e fortalecimento econômico dos Estados;
- iii. Simplificação tributária; e
- iv. Integração com políticas energéticas.

O presente relatório registra os trabalhos e os resultados do Comitê para o desenvolvimento da Indústria do Gás Natural, que abordou os aprimoramentos legais e/ou infralegais fomentando a discussão do Novo Mercado de Gás.

A Resolução Nº 4 do CNPE de 9 de abril de 2019 instituiu que as atividades do Comitê teriam um prazo de até 60 dias a conclusão dos trabalhos. Durante a etapa de elaboração, o Comitê definiu um Plano de Ação que considerou um conjunto de reuniões semanais. A abordagem prevista no Plano de Ação seguiu do geral para o particular, evoluindo de conceitos básicos e condicionantes das frentes propostas no Novo Mercado de Gás para aspectos regulatórios e técnicos concretos da experiência internacional, antes de se chegar à discussão das alterações de dispositivos legais e infralegais requeridas. Tal abordagem se revelou apropriada para uniformizar informações e favorecer a formação de consensos e a minimização de dissensos.

O Plano de Ação do Comitê também previu apresentações de especialistas e reuniões com os agentes interessados (*stakeholders*) de toda a cadeia do gás natural. Tais apresentações foram extremamente úteis para aprofundar a discussão de problemas práticos e esclarecer diversos pontos da experiência internacional sobre a competitividade no mercado de gás natural. Diversas as associações e instituições tiveram a oportunidade de expor suas visões e dúvidas sobre aspectos técnicos, legais e regulatórios sobre as frentes do Novo Mercado de Gás a fim de aumentar a competição e a liquidez do mercado.

Os tópicos a seguir resumem os direcionamentos apontados em relação aos princípios básicos que devem ser contemplados nas ações do Novo Mercado de Gás.

- Durante o período de transição, deve-se buscar a preservação da segurança no abastecimento nacional e da qualidade do produto preservação da segurança jurídica e o respeito aos contratos existentes, a avaliação de medidas que garantam uma transição gradual e segura, e o comprometimento com o adequado funcionamento do setor.
- A transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá estabelecer condições para a ampliação do acesso às infraestruturas de transporte de gás natural e o acesso às infraestruturas essenciais.
- A influência de agentes que ocupem posição dominante em algum segmento do setor de gás natural deve ser mitigada em relação aos outros segmentos da indústria, promovendo assim a não discriminação nas transações realizadas.
- No segmento *Upstream*, que inclui Exploração e Produção *onshore* e *offshore*, aponta-se a possibilidade de estabelecer critérios que otimizem a utilização das instalações pelos agentes, com possibilidades de interconexão para envio do gás natural para o continente de forma conjunta, além de promover o acesso dos diversos agentes produtores aos mercados consumidores de gás natural para monetização dos volumes produzidos.
- No segmento *Midstream*, que inclui gasodutos de escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs, terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL, instalações de estocagem subterrânea de gás natural – ESGN e gasodutos de transporte de gás natural, é indicada a aplicação da doutrina das infraestruturas essenciais para que o acesso de terceiros às instalações seja discutido dentro de um arcabouço transparente e não discriminatório, com disponibilização das características técnicas e das condições de acesso ao público. Também foi recomendada a certificação de independência para ampliação do acesso aos gasodutos de transporte, com convergência de longo prazo para a separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*), bem como a restrição à completa contratação de capacidades de gasodutos de transporte em casos específicos.
- No segmento *Downstream*, que inclui a comercialização e a distribuição de gás natural, são apontadas como importantes a separação entre estas duas atividades, a transparência das informações e a adequação das taxas de remuneração e das regras de reajuste de preços de cada atividade, bem como o estabelecimento de estruturas tarifárias que aloquem custos e receitas de forma eficiente.

Não obstante, há ainda um leque de medidas que se considera relevante para um direcionamento normativo pelo Poder Legislativo por meio do Congresso Nacional. São medidas que poderiam conferir maior *enforcement* e garantia de resultados econômicos e sociais com a abertura do mercado de gás.

Embora já abordadas no âmbito da Resolução do CNPE, fruto do presente trabalho, as seguintes medidas regulatórias seriam necessárias:

- Mudança do regime de outorga dos gasodutos de transporte do modelo de concessão, para o modelo de autorização;

- Nova abordagem para acesso às infraestruturas essenciais: Gasodutos de escoamento da produção, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL;
- Mudança do regime de outorga das estocagens geológicas de gás natural para o sistema de autorizações, pois atualmente a outorga ocorre no regime de concessão com aplicação da Lei nº 8.666/1993; e
- Previsão da realização de programas de *Gas Release* e *Capacity Release*, com regulação pela ANP.

Medidas que extrapolam as competências do CNPE também deveriam ser endereçadas, dentre as quais:

- Alíquotas unificadas para o gás natural do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), ou outro tributo que o substitua.

Ao final do relatório, são apresentados estudos que descrevem os potenciais benefícios econômicos da abertura do mercado de gás natural do Brasil. Dentre estes benefícios, podem ser destacados a ampliação da arrecadação de ICMS pelos Estados e de *Royalties* por todas as esferas Federal, Estadual e Municipal. A retomada e o crescimento de alguns segmentos da indústria podem ser incentivados pela disponibilização de volumes de gás natural a preços competitivos em diversos estados, e a ampliação do acesso a infraestruturas que permitem a importação de gás natural (via gasodutos ou terminais de GNL) poderá permitir uma otimização dos fluxos, bem como o surgimento de um mercado de gás natural com maior liquidez, diversidade de agentes e competição entre diferentes fontes de oferta de gás natural.

Sumário

1.	Introdução.....	10
2.	O Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil	13
2.1.	Ações de Promoção à concorrência.....	13
2.2.	Incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado	16
2.3.	Aspectos Tributários.....	17
3.	Regulação Setorial, Defesa da Concorrência e Política Energética	21
4.	Upstream.....	25
4.1.	Diagnóstico.....	26
4.2.	Problema Regulatório e Concorrencial	32
4.3.	Alternativas de Solução.....	34
5.	Midstream.....	36
5.1.	Diagnóstico.....	43
5.1.1.	Escoamento	46
5.1.2.	Processamento	47
5.1.3.	Terminais de GNL.....	49
5.1.4.	Gasodutos de Transporte	51
5.2.	Desafios Regulatórios e Concorrenciais.....	57
5.3.	Alternativas de Solução.....	61
6.	Downstream.....	62
6.1.	Diagnóstico.....	64
6.1.1.	Monopsônio no Upstream e monopólio com transações entre partes relacionadas no Downstream.....	68
6.2.	Problema Regulatório e Concorrencial	70
6.2.1.	Desverticalização (<i>unbundling</i>).....	70
6.2.2.	Privatização.....	71
6.2.3.	Agências Reguladoras Estaduais	73
6.2.4.	Práticas regulatórias	74
6.2.4.1.	Separação de distribuição e comercialização.....	74
6.2.4.2.	Regulação econômica do serviço de distribuição	76
6.3.	Alternativas de Solução.....	80
6.3.1.	Desverticalização (<i>unbundling</i>).....	80
6.3.2.	Privatização.....	81
6.3.3.	Agências Reguladoras.....	81

6.3.4.	Práticas Regulatórias	82
7.	Benefícios Potenciais	83
7.1.	Estudo da Ex Ante Consultoria Econômica (ABRACE)	85
7.2.	Estudo FGV e Gas Energy	86
7.3.	Estudo FGV CERI	87
7.4.	ENEVA – Potencial <i>Onshore</i>	89
7.5.	Associação Brasileira das Geradoras Termelétricas – ABRAGET	89
7.6.	Setor de Cerâmica no Brasil	90
7.7.	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)	90
7.8.	EPE – “Investimentos, empregos e arrecadação potenciais no Setor de Gás Natural” ..	91
7.9.	Estudo Ministério da Economia/SECAP	92
7.10.	Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura do Rio Grande do Sul.....	93
7.11.	Estimativas do Estado de Sergipe.....	94
7.12.	Evidências apontadas pela FIESP.....	94
7.13.	Estudos da FIRJAN	96
7.14.	Estudos futuros	98
8.	Considerações Finais.....	99
9.	Referências	102
	ANEXO.....	105

I. Introdução

O mercado de gás natural mostra-se relativamente estagnado nas últimas décadas. A Petrobras continua dominante em todos os segmentos da cadeia produtiva (exploração, produção, escoamento, tratamento, processamento, transporte e distribuição), com forte concentração de mercado. Além disso, a atual configuração regulatória não proporciona os devidos incentivos à existência de um mercado concorrencial.

Em 2016, no entanto, houve mudanças importantes na estratégia de negócios da Petrobras, com a venda de ativos e a concentração nos segmentos mais rentáveis. Desde então, o Governo Federal e agentes privados se mobilizaram em torno da busca de soluções em prol da implantação da abertura desse mercado.

Nesse contexto destaca-se o Programa Gás para Crescer, iniciativa criada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, formalizada pela Resolução CNPE nº 10/2016, estabelecendo diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural. Na prática, tratou-se de uma ação do MME de criar um amplo grupo de trabalho em que agentes públicos e privados tiveram a oportunidade de apresentar informações, estudos, ideias e propostas com o objetivo precípuo de aumentar a competição e fomentar um mercado com a presença de múltiplos agentes.

A iniciativa Gás para Crescer gerou diagnósticos e propostas de alterações legais e infralegais em pouco mais de 12 meses de trabalho. Nesse contexto, a Resolução CNPE nº 10, aprovada em 14/12/2016, objetivou estabelecer as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural e criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil - CT-GN, para propor medidas que garantissem a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e avaliar a possibilidade de aceleração da transição.

O senso de urgência da iniciativa se justificou, sobretudo:

- pela crise financeira e de governança da Petrobras que implicou no Programa de Desinvestimento da companhia;
- pelas significativas descobertas de gás natural no Pré-Sal das bacias de Campos e Santos;
- pela necessidade de aperfeiçoar os marcos legal, regulatório e tributário para favorecer à promoção efetiva de competição e de investimentos em infraestrutura, em linha com as boas práticas internacionais;
- pela maior integração entre as indústrias de gás natural e eletricidade.

Enfim, era preciso acelerar o processo de transformação da indústria de gás natural para que o país pudesse aproveitar melhor esse recurso na janela de oportunidade da transição para a economia de baixo carbono.

As propostas da iniciativa Gás para Crescer foram encaminhadas ao Congresso Nacional e contribuíram para a redação do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013 (apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016), pelo então relator Deputado Federal Marcos Vicente.

As principais alterações legais estão relacionadas:

- à previsão de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural, de forma negociada e não-discriminatória;

- à instituição de um sistema de transporte com certificação de independência, em regime de entrada-e-saída e com outorga por autorização da expansão da malha de gasodutos;
- e, harmonização dos marcos regulatórios estaduais no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

Ainda que tenha ocorrido razoável consenso nas propostas, alguns dissensos travaram a tramitação do PL - em particular, os aspectos relacionados a marcos regulatórios estaduais dos serviços de distribuição de gás canalizado (sobretudo: a percepção de conflito de jurisdição regulatória Federal-Estaduais; separação de serviço de distribuição e comercialização; e, definição de consumidor livre).

Houve uma breve retomada das discussões na Câmara Federal em novembro de 2018 e proposta de encaminhamento pela aprovação do Substitutivo do PL 6.407/2013 (Apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016) pelo novo relator, o Deputado Federal Marcelo Squassoni. Todavia, as negociações travaram novamente na Câmara Federal em dezembro de 2018 devido ao acirramento das discussões dos dissensos.

Ainda em 2018, o Governo Federal estabeleceu o Decreto nº 9.616, de 17/12/2018, no qual altera a regulamentação dos Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909/2009, dadas anteriormente pelo Decreto nº 7.382, de 2/12/2010. Basicamente, o Decreto nº 9.616/2018 introduz aperfeiçoamentos infralegais em linha com consensos do Gás para Crescer, como: reforço do papel normativo da ANP com vistas à promoção da livre concorrência, da transparência das informações, do acesso não discriminatório aos gasodutos e do uso eficiente das infraestruturas; possibilidade de organizar a malha de transporte dutoviário em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP; e a readequação do processo de planejamento da expansão setorial, inclusive no tocante aos estudos de expansão da malha dutoviária do País elaborados pela EPE.

Em 2019, com a criação do Programa Novo Mercado de Gás, os desafios legais e regulatórios associados à promoção de acesso e da concorrência nas infraestruturas essenciais e nas instalações de transporte foram retomadas. Particularmente, busca-se estabelecer medidas infralegais adicionais por intermédio do CADE e da ANP no sentido de acelerar a transição para o mercado competitivo de gás natural no Brasil. Ademais, procura-se também envolver os governos estaduais na construção do novo mercado de gás, harmonizando as regulações estaduais e federal e removendo as barreiras tributárias para o funcionamento efetivo do desenho regulatório de mercado competitivo.

De qualquer forma, há pontos que precisarão de aperfeiçoamento do marco legal para a maior robustez do novo mercado de gás.

Houve, portanto, um amplo diagnóstico dos principais problemas nos diversos segmentos da cadeia produtiva e as respectivas formas de solucioná-los. Assim, pode-se considerar que os pilares para proposição de relevantes mudanças no setor já se encontram largamente difundidos.

No atual momento, observa-se intensa mobilização de agentes privados em busca de oportunidades de negócios e investimentos no mercado de gás natural. Basta olhar os movimentos já planejados e em execução no segmento de Exploração e Produção - E&P, bem como as perspectivas de aumento de oferta diante da produção do gás associado do pré-sal e de novas perspectivas de aumento de oferta no segmento internacional de GNL.

Aliado a isso, ajustes recentes no marco legal e na regulação do setor de E&P despertaram uma nova onda de interesses de grandes companhias internacionais no pré-sal. Destacam-se os resultados positivos nos leilões de partilha ocorridos em 2017 e 2018.

Além dos resultados em termos de bônus e ágios sobre as ofertas mínimas decorrentes desses leilões, destaca-se o retorno ao país de grandes petrolíferas mundiais como, a ExxonMobil, assim como o fortalecimento da posição de outras grandes empresas internacionais no Brasil como a Equinor, Shell e BP Energy; além da entrada de novas empresas, como a CNOOC e Qatar Petroleum.

Está programada para 2019 a realização do leilão dos volumes excedentes ao contrato de cessão onerosa, que promete ser o maior certame de blocos em águas profundas no setor de E&P mundial. Além dos já citados acima, outros *players* também possuem interesse em estabelecer posição no Brasil.

Apesar da diferença histórica de rentabilidade entre a exploração de óleo e de gás, as empresas citadas são produtoras de gás ao redor do mundo e certamente possuem interesse e competência para monetizar o gás natural a ser produzido nos campos recentemente contratados.

Além disso, há potencial exploratório de campos de gás em terra, que tendem a responder a incentivos decorrentes de alterações na dinâmica do mercado.

Também há forte interesse pelo lado dos consumidores de gás natural, tanto atuais como potenciais, assim como empresas interessadas em operar ativos que prestam serviços de escoamento, processamento, regaseificação e transporte de gás natural. Exemplos disso foram as operações de venda das malhas de transporte da Petrobras. Em 2016, a Nova Transportadora Sudeste (NTS), que opera a malha Sudeste, foi alienada para a Brookfield e, em 2019, a Transportadora Associada de Gás (TAG), que opera a malha Nordeste, foi alienada para a Engie.

Do exposto, o presente relatório encontra-se dividido da seguinte maneira. No capítulo 2, apresenta-se o Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, com os seus objetivos, estratégias e visão prospectiva para o mercado de gás. No capítulo 3 faz-se uma avaliação da atuação dos órgãos que compõem a regulação, defesa da concorrência e política energética, e como eles podem contribuir com a agenda do Novo Mercado de Gás. Nos capítulos 4, 5 e 6 são abordados os segmentos de *upstream*, *midstream* e *downstream*, respectivamente. Faz-se um diagnóstico desses segmentos, identificam-se os problemas regulatórios e concorrenciais a se atacar e indicam-se alternativas de solução. No capítulo 7 faz-se uma descrição dos benefícios decorrentes de um processo consistente de abertura do mercado de gás natural, citando-se alguns estudos e levantamentos já existentes que demonstram esses benefícios. Por fim, o último capítulo traz as considerações finais.

Em anexo a esta Nota Técnica, é apresentado um resumo dos questionários respondidos pelos agentes consultados, que ajudaram a embasar os dados, as discussões e as soluções aqui apresentados.

2. O Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil

O **Novo Mercado de Gás** reúne um conjunto de ações de governo e do setor privado em torno de quatro frentes:

- i. Promoção da concorrência;
- ii. Incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado, por meio das propostas conduzidas no Ministério da Economia para a promoção de equilíbrio fiscal e fortalecimento econômico dos Estados;
- iii. Simplificação tributária; e
- iv. Integração com políticas energéticas.

Para a consecução desses objetivos, foi criado, por meio da Resolução nº 9 do CNPE, de 09/04/2019, o **Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural do Brasil**, composto pelo Ministério de Minas e Energia, Ministério da Economia, CADE, ANP e EPE. Compete ao Comitê propor medidas de estímulo à concorrência; propor ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias; e encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural.

Importante reforçar que as ações do Comitê levam em conta a experiência e o conhecimento adquiridos no âmbito do Programa Gás para Crescer, no qual foi definido o desenho do mercado de gás natural, já amplamente debatido desde 2016, e nesse contexto, o que se pretende é a proposição de ações a serem tomadas pelas diversas instituições que compõem o comitê, de forma integrada e harmoniosa, que orientem e acelerem a transição para um mercado, de fato, concorrencial.

2.1. Ações de Promoção à concorrência

Um aspecto essencial desse processo se trata da cooperação do agente dominante no sentido de antecipar algumas ações que permitam a abertura do mercado de gás natural. Essa cooperação se consubstanciaria no lançamento de um conjunto de propostas que teriam por objetivo alterar a atual configuração do setor, enfrentando os problemas concorrenciais atualmente presentes na indústria do gás natural.

As propostas abarcaria temas relevantes para o desenvolvimento do setor. Esse conjunto de compromissos seria referendado por meio da celebração de um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o agente dominante e o CADE, conforme diretrizes aprovadas pelo CNPE.

Embora a efetividade da medida dependa de uma mudança de postura do agente dominante, entende-se que há incentivos para sua adesão ao TCC, sob a ótica de se isentar de possíveis punições, visto que atualmente a Petrobras está sendo investigada no processo no âmbito do CADE.

Além disso, há incentivos econômicos envolvidos ao agente dominante. Primeiro, vultosos investimentos serão necessários no segmento de E&P e a empresa terá que se desfazer de ativos para ter um nível confortável de alavancagem num cenário desafiador de novos investimentos. Depois, com a abertura do mercado, os efeitos multiplicadores podem ser sentidos ao longo do tempo. Há grande expectativa de aumento da produção em campos do pré-sal. Com o preço do gás natural mais competitivo, decorrente do maior número de agentes em condições de fornecer gás natural, haverá crescimento da demanda e um ciclo virtuoso de investimentos na economia brasileira.

Embora a participação da Petrobras na oferta de gás natural possa diminuir em termos percentuais com a reestruturação da IGN, o crescimento do mercado de gás natural terá o condão de beneficiá-la em escala. Isto é, em troca de maiores margens para um menor volume faturado, ter-se-ia um maior faturamento com menores margens, com potenciais benefícios líquidos para a empresa. Além disso, pontua-se o benefício para a Petrobras, no médio prazo, deixar de ser a garantidora de toda a segurança da operação do mercado.

Para atingir os objetivos elencados, o Comitê consolidou uma visão de quais elementos são imprescindíveis para que tenhamos um mercado concorrencial. Para tanto, há um processo de transição em que algumas etapas devem ser percorridas.

A seguir, destacam-se as linhas gerais dos principais elementos para se atingir um mercado concorrencial, bem como as respectivas etapas de transição, as quais também serão melhor detalhadas nos capítulos seguintes.

No **segmento de Exploração e Produção (*upstream*)**, busca-se primordialmente a garantia de acesso aos dutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural. Como etapas de transição, até que um novo arcabouço legal ou regulatório esteja vigente, entende-se como pertinente que haja acesso negociado com cronograma de disponibilização da capacidade, preços e condições operacionais estabelecidos no âmbito de negociação do agente dominante junto ao CADE. A ANP passaria a ter um papel no acompanhamento e aprovação das medidas mínimas para que, de fato, a negociação se estabeleça, bem como o papel de arbitrar eventuais divergências entre os agentes envolvidos na negociação.

No **segmento de Transporte (*midstream*)**, a visão do Comitê é que exista a desverticalização completa desse segmento aos elos concorrenciais da cadeia (E&P e Comercialização). A Petrobras deve vender sua participação societária nas transportadoras, desvincular-se de acordos operacionais e comerciais e contratar o carregamento como todos os demais carregadores. O processo será estruturado de modo que a posição da estatal não seja ocupada por outro agente da indústria com os mesmos conflitos de interesse, que prejudiquem a independência da atividade de transporte em relação aos demais elos da cadeia.

Como etapa transitória, até que a Petrobras consiga vender suas participações, deve deixar de indicar conselheiros e diretores, assim como os atuais conselheiros da empresa devem solicitar a sua renúncia; deve ainda abdicar de participação em decisões colegiadas, entre outras ações a serem planejadas para atingir o fim em tela.

Adiante, explicita-se que a desverticalização da Petrobras alcança sua participação acionária nas companhias de distribuição de gás natural. Propõe-se a venda integral dessa participação para a robustez do desenvolvimento de uma indústria competitiva, com adoção de um conjunto de

medidas para assegurar a independência das áreas comerciais e de operação das distribuidoras de gás canalizado enquanto não for concluído o processo de alienação societária completa.

As iniciativas de desverticalização podem abranger ainda a participação da Petrobras na Transpetro. Essa participação pode criar barreiras à entrada decorrentes de dificuldade de acesso às infraestruturas operadas pela Transpetro, como os terminais GNL. Os problemas de acesso aos terminais são comentados no relatório no Capítulo 5.1.3, bem como nas próprias experiências internacionais descritas – que justificaram, por exemplo, o acesso regulado na União Europeia e Reino Unido.

Com relação à **operação do sistema**, o objetivo precípua é que a competência seja atribuída aos transportadores, com regulação da ANP para aprovar os códigos de rede e a coordenação entre os transportadores. Como transição, cada transportador continua operando sua rede normalmente, oferecendo eventuais novas contratações já no regime de entrada e saída, com regulação pela ANP, e a Petrobras continua atuando como carregadora.

O **modelo de Entradas e Saídas (E-S)** é uma premissa essencial para operação do sistema. Idealmente, uma área de mercado unificada, é o modelo que traz mais vantagens para o funcionamento do mercado. Contudo, há que se avaliar, como etapa transitória, a conveniência de três áreas de mercado de forma a se adaptar para a existência de restrições físicas e operacionais do sistema. Outras alternativas de transição podem ser avaliadas, bem como as ações necessárias para se alcançar a meta de desenvolvimento de área única de mercado.

No cenário ideal, o *hub* único é uma possibilidade a ser avaliada juntamente com a alternativa de permitir que o mercado defina de modo mais eficiente hubs de referência de preço, considerando, inclusive, que o mercado brasileiro pode ter vários pontos de entrada/saída dispersos geograficamente e com incentivos locais distintos.

Em relação à capacidade de transporte existente, pretende-se que a Petrobras acesse os gasodutos de transporte nas mesmas condições que os demais carregadores do sistema.

Outro componente do novo modelo de regulação do transporte é a introdução gradativa de sinal locacional na tarifa. O propósito é incentivar a eficiência operacional e de investimentos na atividade. A proposta é inserir o componente locacional na tarifa gradativamente no tempo, possibilitando transição fluída para precificação mais eficiente do serviço de transporte, sinalização correta de escassez e atração de investimentos.

Na transição, a ação de curto prazo consiste na liberação de parte da capacidade de transporte pela Petrobras, em um mecanismo de “*capacity surrender*”, em que a empresa disponibiliza a capacidade de saída para o transportador oferecer para outros carregadores. No caso de um carregador contratar essa capacidade, a cessão seria automática.

Como há período de exclusividade contratual nos dutos, pretende-se que a Petrobras permita um *waiver* dos contratos de capacidade, bem como definir os pontos da malha em que irá injetar e retirar gás da rede para que a capacidade excedente seja oferecida a novos acessantes.

No tocante à **comercialização no Ponto Virtual de Negociação (PVN)**, para os próximos contratos de venda de gás para as distribuidoras, a Petrobras e as distribuidoras negociam todos os contratos de venda de gás (GSAs) para dividi-los em contratos de capacidade e contratos de commodity nos *city-gates*. Idealmente, o ponto de entrega dos contratos de *commodity* deve ser

o PVN. A Petrobras deverá fazer os melhores esforços para renegociar os GSAs atuais no mesmo sentido. Esses esforços, inclusive, são passíveis de serem previamente identificados para posterior monitoramento; por exemplo, podem envolver a obrigatoriedade de a estatal apresentar propostas às distribuidoras com separação de contratos de commodity e capacidade. As propostas seriam informadas e verificadas por órgãos reguladores ou de defesa da concorrência para avaliação dos melhores esforços em comento.

Em relação aos mecanismos de **gas release e capacity release**, pretende-se que a Petrobras promova o desinvestimento em toda a cadeia do gás natural, conforme cronograma a ser definido pelo CADE. Durante esse prazo, a compromissária manterá o curso normal dos negócios já realizados e que fazem parte do programa de desinvestimento.

Entretanto, será obrigada a elaborar programas de venda obrigatória de gás natural, a fim de superar o problema de ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte. Essas vendas obrigatórias deverão ser realizadas por meio de leilões, além de oferecer ao mercado até metade do volume contratado ou a capacidade ociosa existente nos gasodutos.

Note-se que até se alcançar a meta de metade do volume contratado, o cálculo do volume a ser descontratado deve ser proporcional à oferta (produção e importação) disponível dos concorrentes da Petrobras no *upstream*. Essa proporcionalidade deve ser observada para que o *gas release* não implique aumento de ineficiências, por exemplo, com a introdução de agentes de intermediação que podem elevar os custos de transação na indústria.

O volume de gás liberado precisa ser significativo em comparação com o tamanho da carteira do agente incumbente. Os leilões do programa devem ser modelados com regras que compatibilizem os objetivos de: i) premiar o agente mais eficiente; e ii) favorecer a entrada de mais agentes no mercado.

A ANP ficaria encarregada de definir o prazo e a forma de aplicação do programa a ser conduzido pela Petrobras, assim como deve avaliar o sucesso de cada etapa do programa e tomar as medidas necessárias, a fim de assegurar que eles contribuam ativamente para o desenvolvimento da concorrência no setor e diminuição dos incentivos à colusão no mercado.

O programa de *gas release* pode contemplar garantias de suprimento a serem oferecidas pelo novo fornecedor de gás, de modo a favorecer o objetivo de segurança do abastecimento. No mesmo sentido prudencial, as iniciativas de *capacity release* e *capacity surrender* devem ser implementadas sem prejudicar a segurança jurídica dos contratos celebrados com os transportadores, portanto, não comprometendo a receita e risco de crédito de contratos previamente celebrados.

2.2. Incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado

A principal iniciativa junto aos governos estaduais se relaciona com a proposição de dois projetos de Lei que abordam a promoção de equilíbrio fiscal e fortalecimento dos Estados.

O primeiro instrumento se trata do Programa de Transparência Fiscal. Trata-se de mecanismo em que Estados com problemas fiscais, classificados pelo Tesouro Nacional como rating C¹, possam receber garantias da União em futuras operações de crédito, desde que se comprometam com medidas de melhoria e transparência fiscal, as quais deverão incluir limites na contratação de funcionalismo público, autorização para privatização de empresas, redução de incentivos tributários, regras de crescimento de despesas, entre outros.

Prevê-se a inclusão de 7 ou 8 compromissos, dos quais os Estados escolherão 3 ou 4 para fazer jus aos benefícios do Tesouro.

Dentre esses pré-requisitos, constará a adoção de reformas e medidas estruturantes e comportamentais na prestação do serviço de gás canalizado, de forma a refletir boas práticas regulatórias, inclusive no tocante aos consumidores livres, a serem propostas pela ANP.

O segundo instrumento é o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE). Trata-se da possibilidade de transferência de recursos de participações governamentais de petróleo e gás que hoje são de titularidade da União para os Estados. Parte dos recursos seria distribuída com base em indicadores relativos a melhorias na regulação estadual de gás natural.

Será criado um *ranking* onde os Estados com melhores indicadores receberão mais recursos relativamente aos com piores indicadores. A EPE criará esse ranking que levará em conta os seguintes critérios:

- Privatização das distribuidoras estaduais;
- Adoção de boas práticas regulatórias, conforme diretrizes da ANP;
- Criação e/ou manutenção e fortalecimento das agências reguladoras estaduais; e
- Adesão ao acordo SNIEF quanto ao ICMS no transporte do gás.

Ainda que, em sua adesão ao Programa de Transparência Fiscal, apenas alguns estados exerçam a opção de aderir às regras da ANP, os incentivos para que os outros estados não aderentes também modernizem suas regulações podem surgir por meio de um “efeito demonstração”. De fato, a partir do aumento de investimentos, geração de empregos e tributos nos estados aderentes ao Programa na “modalidade adesão às regras da ANP”, haverá estímulo para que haja mudança de comportamento em outros estados por meio da demonstração dos benefícios auferidos pela adoção das boas práticas regulatórias no setor de distribuição de gás.

No caso do Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE) mantém-se a lógica de trabalhar com incentivos a melhorias regulatórias, mas neste caso por meio de transferência de recursos aos Estados.

2.3.Aspectos Tributários

Atualmente, o transporte de gás natural tem o mesmo tratamento das demais mercadorias, cuja tributação ocorre sobre o fluxo físico, incompatível com as características de fungibilidade do bem e com operações de otimização de fluxo. Essa barreira impede o regime de entradas e saídas

¹ [Portaria MF nº 501/2017](#), da Secretaria do Tesouro Nacional.

(Modelo de E-S), considerado um dos pilares do Novo Mercado Gás. Hoje a tributação é efetivada no contexto em que apenas a Petrobras atua como carregadora de gás natural em quase todos os gasodutos de transporte em operação no país.

Nesse sentido, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Ajuste SINIEF nº 03/2018, que modifica a base de cálculo do fluxo físico para o fluxo jurídico/contratual, adequado para um produto fungível e operação em fluxo contínuo/permanente. Contudo, sem a adesão de todos os estados. Entretanto, em função do envolvimento de vários agentes (remetente, destinatário e transportador) na mesma operação, este Ajuste ainda se encontra em discussão no CONFAZ.

Dessa forma, duas ações poderiam ser implementadas no âmbito do CONFAZ:

- Previsão de emissão de um CTe para acobertar a injeção de GN no sistema (Entrada) e outro para amparar a retirada do GN do gasoduto (Saída);
- Mudanças no Ajuste SINIEF nº 03/2018: compatibilizar com a existência de um remetente e destinatário, que não contratarão mais o percurso inteiro, mas a entrada e o outro, a saída; e
- Uso do Protocolo ICMS, que tem a vantagem de não necessitar a adesão de todos os Estados da Federação e, por isso, pode amparar de forma mais célere a mudança tributária entre os entes interessados, viabilizando a operação do fluxo jurídico/contratual.

Além disso, caso se faça necessário, serão propostos ajustes na tributação por meio de alterações legais. Isto porque, para o desenvolvimento do mercado de gás natural dinâmico e competitivo, é frequente menção às questões tributárias e aduaneiras, sendo que algumas delas são efetivamente barreiras que dificultam ou impedem a tributação das atividades.

No âmbito da iniciativa Gás para Crescer, o subcomitê 5 do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN) analisou e propôs soluções para diversos desafios tributários e aduaneiros, abrangendo os segmentos de escoamento, processamento, transporte, comercialização, regaseificação de GNL e estocagem.

Posteriormente, o Ministério de Minas e Energia, com recursos do Banco Mundial no âmbito do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META), contratou consultoria especializada para aprofundar a análise das questões tributárias e aduaneiras que afetam o setor ou que poderiam surgir com a implementação das medidas da iniciativa Gás para Crescer.

O relatório elaborado pela consultoria contratada, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados (MMSO, 2019), apresenta uma análise mais abrangente dos diversos desafios tributários e aduaneiros envolvendo o setor, inclusive aqueles decorrentes do seu consumo em usinas termelétricas.

Vale ressaltar que há questões envolvendo tributos federais, estaduais e municipais. E no caso de questões aduaneiras, envolvem os normativos da Secretaria da Receita Federal do Brasil. A maior parte das questões envolve o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e

sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação (ICMS).

A principal controvérsia do tributo remete ao art. 44 do Convênio SINIEF S/N, de 15 de dezembro de 1970, que dispõe que, fora dos casos previstos nas legislações dos Impostos sobre Produtos Industrializados e de Circulação de Mercadorias, é vedada a emissão de nota fiscal que não corresponda a uma efetiva saída de mercadorias.

Da interpretação desse dispositivo do Convênio, os fiscos estaduais entendem que, via de regra, toda operação comercial de gás natural deva ser acobertada por documentos fiscais que retratem o verdadeiro fluxo físico do energético, especialmente quando a legislação estadual estabelecer a vedação ao transportador de aceitar despachos de mercadorias ou efetuar seu transporte sem que estejam acompanhadas dos documentos fiscais próprios e de entregá-las ao destinatário diverso do indicado no documento fiscal que as acompanhar.

No caso de gás natural, por ser uma indústria de rede, quando há uso compartilhado de infraestruturas por dois ou mais agentes, ocorre a mistura do gás de diferentes proprietários, não sendo possível garantir que o gás retirado por um agente corresponda exatamente ao gás por ele injetado, exceto em situações específicas.

Em decorrência desse entendimento, sem as devidas adequações na legislação tributária as barreiras tributárias podem aumentar os custos de transação ou gerar incertezas com relação à tributação das atividades que envolvem o compartilhamento de infraestruturas, por mais que a regulação setorial venha a garantir o acesso de terceiros.

No caso do sistema de transporte dutoviário, foi publicado o Ajuste SINIEF nº 03/2018, de 3 de abril de 2018, que concede tratamento diferenciado às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto. Esse Ajuste SINIEF permite a desvinculação entre os fluxos físico e contratual, o que já viabiliza a contratação do serviço de transporte por outros agentes (denominados carregadores) que não a Petrobras na malha de gasodutos de transporte do País.

Entretanto, o caráter voluntário para adesão dos Estados ao Ajuste SINIEF nº 03/2018 não proporciona um arcabouço totalmente livre de incertezas com relação à tributação relacionada ao funcionamento do sistema de transporte, uma vez que, à medida que aumenta o número de carregadores, tornará cada vez mais inviável operar com o fluxo físico para atendimento de todos os contratos de serviço de transporte na malha integrada.

Releva ainda comentar que o modelo de contratação de serviço de transporte a ser adotado no novo mercado de gás é o de contratação por entrada e saída, em que é possível agentes distintos contratem capacidade de entrada e de saída independentemente. Isto está sendo previsto na chamada pública para contratação de capacidade no Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), cujo processo está atualmente em andamento (ANP, 2019a). Para isso, estão em discussão, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), adequações no Ajuste SINIEF nº 03/2018 para prever a possibilidade de realização do serviço de transporte contratado por dois agentes independentes.

O relatório da MMSO propõe ainda um novo modelo de tributação do serviço de transporte, mais aderente à dinâmica do modelo de entrada e saída. De acordo com a proposta, o fato gerador da tributação seria a injeção ou a retirada do gás do sistema de transporte, não havendo a necessidade de identificação do fluxo contratual do gás natural dentro da malha de transporte. À medida que se aumenta o número de gasodutos interconectados na malha, a identificação do fluxo contratual torna-se mais complexa e passível de ter fluxos alternativos. Com isso, as adequações propostas ao Ajuste SINIEF nº 03/2018 não seriam suficientes para o desenvolvimento do sistema de transporte. Por outro lado, a nova proposta exige alterações em lei complementar.

No caso do escoamento, houve a publicação do Protocolo ICMS nº 18/2017, de 22 de junho de 2017, que concede tratamento diferenciado para o escoamento, por meio do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), do gás natural não processado, produzido em águas jurisdicionais confrontantes aos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo. O SIE, conforme definição no Protocolo ICMS, é o conjunto de ativos de infraestrutura que, integrados, viabilizam o escoamento do gás natural produzido em águas jurisdicionais confrontantes aos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Considerando que há possibilidade de produção de gás natural em outros Estados, especialmente *offshore*, tratamento semelhante teria que ser previsto com uma abrangência regional maior, senão nacional.

No caso de uso compartilhado de infraestruturas de processamento de gás natural e de terminais de GNL (gás natural liquefeito), não há ainda normativos publicados. Com isso, inviabiliza-se o compartilhamento das infraestruturas, mesmo que haja vontade por parte dos proprietários e usuários atuais.

Ainda em relação às atividades de processamento de gás natural e de regaseificação de GNL, é necessária maior clareza sobre o tributo (ICMS, de competência estadual, ou Imposto sobre Serviços – ISS, de competência municipal) sobre elas incidente, em caso de realizar para terceiros.

Em relação aos terminais de GNL, existem ainda questões aduaneiras para viabilizar o compartilhamento. Os terminais de GNL existentes ou em implantação preveem a operação a partir da importação de GNL. Assim, tornam-se relevantes os procedimentos aduaneiros para liberação da carga. A legislação atual exige a emissão de um documento fiscal para a remessa do GNL para o terminal, quando o titular do GNL e o proprietário do terminal não forem o mesmo agente. Entretanto, para emissão desse documento, é necessária a formalização da disponibilidade de uso da carga importada, que depende da apuração a ser feita após a conclusão do transbordo da carga. Em outras palavras, o descasamento temporal dos procedimentos inviabiliza o compartilhamento dos terminais de GNL quando envolve importação de GNL.

Existem outras questões envolvendo o GNL, em função das suas particularidades, como a padronização do tratamento aplicável para a apuração da quantidade de gás naturalmente evaporado nos tanques (*boil off*) e da parcela mínima a ser mantida nos tanques (*heel on board*) e a exigência de informações pelo Regulamento Aduaneiro que não são fornecidas pelos fornecedores estrangeiros.

É importante ressaltar que há questões tributárias relevantes para promover o desenvolvimento do mercado de gás, especialmente em relação a acúmulo de créditos de ICMS e estornos. Nesse sentido, o relatório da MMSO apresenta várias questões, entre elas a cumulatividade do ICMS na cadeia do gás natural para uso em geração termelétrica e a cumulatividade decorrente das diferentes alíquotas de ICMS nos segmentos da indústria do gás natural.

Para o desenvolvimento do hub virtual, também é necessária uma uniformização de tratamento tributário do ICMS, com critérios de apuração da base de cálculo e de alíquota que independa da identificação do comprador e do vendedor.

Há ainda questões relacionadas com estocagem, que, embora ainda não haja o exercício dessa atividade no Brasil, para o novo mercado de gás pode ser interessante e necessário.

A MMSO apresenta soluções para as questões analisadas, embora, em alguns casos, indique necessidade de maiores detalhes da regulação ainda a ser emitida, como no caso do hub virtual.

3. Regulação Setorial, Defesa da Concorrência e Política Energética

Conforme disposto na Lei 12.529/2011, o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência – SBDC, é formado pelo CADE e pela Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda. As Agências Reguladoras desempenham papel complementar ao prestar informações acerca dos mercados nos setores de sua atuação, além de exercer suas respectivas atribuições institucionais no âmbito da defesa da concorrência.

Na esfera de atribuições da Lei do SBDC, as competências da SEAE estão relacionadas à promoção e advocacia da concorrência. A partir de janeiro de 2019, o Ministério da Fazenda foi extinto, dando lugar ao Ministério da Economia, com consequente ajuste de atribuições no âmbito de suas secretarias.

Cabe mencionar que, conforme o Decreto 9.745/2019, foi delegada à Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria - SECAP, o exercício das competências relativas promoção da concorrência no setor de energia. Dentre suas competências, também consta a análise do impacto regulatório de políticas públicas no setor de energia.

O SBDC orienta-se pelos ditames constitucionais de liberdade de iniciativa, livre concorrência, função social da propriedade, defesa dos consumidores e repressão ao abuso do poder econômico. Esses princípios são empregados, na prática, sob duas formas: a primeira diz respeito às ações punitivas propriamente ditas, que visam coibir práticas anticompetitivas, em decorrência de poder de mercado; e a segunda às ações preventivas que evitem estruturas de mercado que restrinjam a competição a partir de operações de fusão, aquisição ou quaisquer outras nesse sentido.

O **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE** pode ser considerado o braço da política energética nacional quanto à proposição de políticas nacionais e medidas específicas.

Ao **Ministério de Minas e Energia – MME** cabe o papel de formular e executar a política energética nacional.

A orientação estratégica da política energética nacional prevê, dentre outros objetivos, garantir o abastecimento de derivados do petróleo, incrementar a utilização do gás natural e dos biocombustíveis em bases econômicas, promover a livre concorrência e ampliar a competitividade, bem como atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis, e proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de energéticos, conforme Art. 1º, da Lei nº 9.478/1997.

Portanto, a livre concorrência é um dos princípios constitucionais da ordem econômica e está inserida na Lei do Petróleo como um dos objetivos da Política Energética Nacional.

Em relação ao setor de gás, pode-se afirmar que o principal marco regulatório foi o estabelecimento da Lei do Gás. Passados mais de 10 anos de sua edição, observa-se que a medida não conseguiu atingir o objetivo de expandir o mercado de modo significativo, tampouco de atrair novos agentes e criar concorrência.

Com relação a medidas infralegais representadas por Resoluções do CNPE, apesar de Lei do Petróleo conter o objetivo de promoção da concorrência, não se identificam, em todo o seu histórico, atos do Conselho que tenham dentre os seus propósitos a busca pelo aumento da concorrência no setor de gás natural.

Todavia, há uma importante exceção. O Programa Gás para Crescer foi criado por meio da Resolução CNPE nº 10/2016, estabelecendo diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural. Na prática, tratou-se de uma ação do MME de criar um amplo grupo de trabalho em que agentes públicos e privados tiveram a oportunidade de apresentar informações, estudos, ideias e propostas com o objetivo precípuo de aumentar a competição e fomentar um mercado sustentável.

Criaram-se diversos subgrupos temáticos para abordar diferentes desafios. Após quase seis meses de discussões, houve formação de consensos, propostas e visão de futuro, das quais houve apoio da maior parte dos seus integrantes, o que resultou na proposição do Projeto de Lei 6.407/2013.

Em relação a medidas infralegais, foi publicado o Decreto 9.616/2018 que procurou avançar rumo à desverticalização da cadeia e à introdução o modelo de entradas e saídas para a contratação de capacidade de transporte.

O **CADE** exerce o papel de entidade judicante no SBDC, o que implica a função de Tribunal Administrativo de Defesa da Concorrência, dotado de prerrogativas para implementação de ações punitivas por meio de processos administrativos. Dentre as competências do CADE, constam a prevenção e repressão das infrações contra a ordem econômica; proposição de compromissos de cessação e acordos de leniência e adoção de medidas preventivas.

Um caso emblemático de atuação do CADE no setor de gás natural se trata do processo de concentração do Consórcio Gemini², originado em 2004. Em 2006, o Conselho aprovou

² Na Joint Venture Gás Local (Petrobrás com 40% e White Martins com 60%)², onde a Petrobras fornece o gás natural, que é liquefeito pela White Martins e comercializado e distribuído pela Gás Local.

restrições, determinando a publicidade dos preços, prazos e condições praticadas, de modo a viabilizar o amplo monitoramento, inclusive pelos concorrentes do Consórcio, para evitar a discriminação de preços no fornecimento de gás natural em São Paulo.

As medidas impostas não foram cumpridas, entre idas e vindas, processos judiciais, em 2013, foi instaurado processo administrativo de infração à ordem econômica por discriminação de concorrente e fechamento de mercado, indicando pela revisão do ato de concentração. Entretanto, tais medidas não foram tomadas pela Petrobrás, o que levou a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) a denunciá-la por ação discriminatória na chamada Nova Política de Preços (NPP)³. O caso teve seu último capítulo com a decisão do Superior Tribunal de Justiça que manteve a decisão do CADE, pela validade das medidas preventivas e de reestabelecimento da concorrência no fornecimento de gás natural em São Paulo.

Outras denúncias contra a Petrobras foram realizadas pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) ao CADE:

- i. Abuso das cláusulas ToP/SoP (*Take or Pay/Ship or Pay*) denunciado envolvendo compromissos de retirada mínima (ToP/SoP) em transações entre as distribuidoras não-integradas com a Petrobras, com exclusividade de preços com coligada em detrimento de concorrentes;
- ii. Discriminação de preços (*price squeeze*) por discriminação de preços entre agentes integrados (refinarias, termelétricas e FAFENs) à Petrobras *vis-à-vis* agentes não integrados, onde as facilities integradas possuíam registros de "autoprodutor" e "autoimportador", mas não estariam em tese sujeitas aos mesmos contratos do tipo *Transportation Capacity Quantity* (TCQ) e NPP com acesso a preços mais baixos de insumos;
- iii. Preço excessivo em decorrência da retirada abrupta dos descontos da NPP, em tese, sem justificativa em termos de custos, o que eventualmente poderia significar uma prática anticompetitivas;
- iv. Barreiras à importação direta de GNL por parte das distribuidoras e consumidores livres, criada pela falta de transparência e previsibilidade nos custos de transporte. A materialização ocorria por meio da "recusa de contratar, em razão da falta de clareza na precificação dos custos de transporte e da dificuldade de acesso aos gasodutos e plantas de regaseificação existentes nos elos da distribuição e transporte, com o agravante de inexistir rivalidade efetiva" (CADE, 2016); e
- v. Eventual discriminação por parte da Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás) na pactuação de condições comerciais com clientes no mercado de gás natural como um todo, que possam acarretar dificuldade à criação ou ao funcionamento de concorrentes e clientes. Solicitou-se especial atenção a condutas envolvendo fornecimento de insumo para o setor de geração de energia elétrica.

O mercado de Gás Natural é analisado, de maneira ampla, pelo CADE, por meio do Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82. Ainda não há, em tal caso, uma cristalização da denúncia investigada, considerando o caráter ainda preliminar das investigações no setor. Em tal caso, é possível que a empresa investigada, no caso a Petrobras, busque adaptar sua conduta a

³ A Petrobras possui dois tipos de contratos para o fornecimento desse gás: o primeiro é chamado de Nova Política de Preços – NPP, e inclui gás nacional, boliviano e importado por navios; o segundo é o *Transportation Capacity Quantity* – TCQ, que está vinculado exclusivamente à fonte boliviana.

preocupações do CADE, propondo algum tipo de acordo (TCC – Termo de Cessação de Conduta) entre Petrobras e CADE, em que, independentemente de assunção ou debate a respeito de culpa, tenha-se uma mudança no comportamento empresarial, capaz de garantir que o ambiente concorrencial seja preservado⁴.

A Lei de criação da **ANP**, Lei 9.478/1997, prevê a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Também consta como atribuição da Agência o dever de notificar o CADE quando tomar conhecimento de ações que possam configurar indício de infração à ordem econômica.

Em sua atuação regulatória no setor, a Agência tomou uma importante iniciativa ao publicar duas notas técnicas (ANP, 2018a; ANP, 2018b) que demonstram diversas barreiras concorrenciais no setor de gás natural, respaldadas em evidências e ampla base informacional.

Há um diagnóstico sobre as principais questões que prejudicam a concorrência no setor e indícios que demonstram o grande poder de mercado da Petrobras, assim como propostas para viabilizar um mercado com preços competitivos, pluralidade de agentes e incentivos a novos investimentos.

Mesmo não possuindo poder normativo, a nota da ANP tem o condão de subsidiar o CADE em processos investigatórios que possam resultar em medidas punitivas. Também podem subsidiar os formuladores de políticas públicas para sua decisão.

A **Empresa de Pesquisa Energética – EPE** tem o papel de subsidiar o MME através da realização de pesquisas e estudos.

A EPE conta com corpo técnico altamente qualificado e especializado, tendo contribuído de forma relevante na produção de estudos e conteúdos durante o Programa Gás para Crescer. Também se destacam seus estudos sobre o setor de gás, como os recentes “Custo de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro” e “Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e países selecionados”.

Conforme mencionado acima, a base normativa de atuação da **SECAP/Ministério da Economia**⁵ no setor de energia encontra-se nas atribuições herdadas da extinta Secretaria de Acompanhamento Econômico -SEAE, nos termos da Lei nº 12.529/2011, relacionadas à advocacia da concorrência no setor de energia.

No exercício dessas atribuições, a então SEFEL apoiou e participou em conjunto com outros agentes de Governo nas agendas de alterações regulatórias no setor de E&P e da iniciativa Gás para Crescer do MME.

A SEFEL também elaborou, em 2018, o estudo “Energia – Diagnósticos e Propostas para o Setor” (SEFEL, 2018) no qual todos os setores de energia foram tratados, inclusive gás natural, sempre com a visão de promoção a concorrência.

⁴ A ANP, também, realizou algumas medidas neste setor, como a Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018, que buscou discutir com a sociedade “regras e diretrizes para a formalização do acesso a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento de gás natural e terminais de regaseificação de GNL”, além de “medidas para dar transparência às transações comerciais entre partes relacionadas”, entre outras questões.

⁵ Cabe mencionar que após o início do novo governo e a consequente reestruturação institucional com a criação do Ministério da Economia, a Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria (SEFEL) foi redefinida passando a se chamar Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria (SECAP).

Posto isso, enxerga-se a criação do Comitê da Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural como um meio para aproveitar as experiências e competências de cada órgão, em um processo fortalecimento mútuo para fazer frente ao desafio de viabilizar e acelerar a abertura do mercado, incluindo a transição para um setor de gás natural mais aberto e competitivo.

4. Upstream

A exploração é a etapa inicial dentro da cadeia de gás natural, consistindo no processo de pesquisa de acumulação de hidrocarbonetos, tanto em bacias terrestres (*onshore*) como em bacias marítimas (*offshore*). Produção é o processo de extração, recuperação e processamento do Gás Natural em escala comercial (FGV, 2014). A produção pode ser de gás natural associado (dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás) ou não-associado (livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo).

4.1. Diagnóstico

A Petrobras é responsável, como concessionária, por 76,62% da produção de gás nacional, conforme Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Produção de Gás Natural, por concessionário, em 2017 no Brasil

CONCESSIONÁRIO	Prod. de gás (mil m ³)	Share
Total PRODUZIDO	40.117.382,50	100,00%
Petrobras	30.737.765,00	76,62%
Shell Brasil	4.170.788,60	10,40%
Parnaíba Gás Natural	1.617.242,10	4,03%
Petrogal Brasil	1.181.497,00	2,95%
Repsol Sinope	980.009,80	2,44%
Queiroz Galvão	800.355,10	2,00%
Geopark Brasil	177.856,70	0,44%
Brasoil Manati	177.856,70	0,44%
Chevron Frade	44.489,10	0,11%
ONGC Campos	41.860,00	0,10%
OP Pescada	38.419,50	0,10%
QPI Brasil	35.658,50	0,09%
Statoil Brasil O&G	21.807,00	0,05%
Frade	15.701,00	0,04%
Sinochem Petróleo	14.538,00	0,04%
Maha Energy	11.642,20	0,03%
Chevron Brasil	8.288,30	0,02%
PetroRio O&G	8.228,20	0,02%
Dommo Energia	6.744,30	0,02%
Petrosynergy	5.437,60	0,01%
Total E&P do Brasil	5.046,80	0,01%
SHB	2.823,60	0,01%
CNOOC Petroleum	2.523,40	0,01%
CNODC Brasil	2.523,40	0,01%
Phoenix	2.068,40	0,01%
Nova Petróleo Rec	1.776,40	0,00%
Imetame	1.648,30	0,00%
Santana	715,3	0,00%
Recôncavo E&P	515,7	0,00%
Petro Vista	403,5	0,00%
UP Petróleo	322,8	0,00%
IPI	295,6	0,00%
Alvopetro	124,7	0,00%
Partex Brasil	99,3	0,00%
EPG Brasil	98,7	0,00%
TDC	80,7	0,00%
Sonangol Guanambi	69,1	0,00%
Vipetro	24,8	0,00%
Perícia	23,8	0,00%
Guto & Cacal	6,9	0,00%
Aurizônia Petróleo	2,3	0,00%
Norteoleum	2,3	0,00%
Leros	0,9	0,00%
Central Resources	0,7	0,00%
Guindastes Brasil	0,2	0,00%

Fonte: ANP (2018c).

De outro lado, conforme a Tabela 4.2, a Petrobras - como operadora – representou, em 2017, cerca de 95% da produção nacional de gás.

Tabela 4.2. Produção de Gás Natural, por operador, em 2017 no Brasil

OPERADOR	Op. de gás (mil m ³)	Share
Total PRODUZIDO	40.117.382,50	100,00%
Petrobras	38.104.253,20	94,98%
Parnaíba Gás Natural	1.617.242,10	4,03%
Shell Brasil	226.301,10	0,56%
Chevron Frade	85.986,00	0,21%
Statoil Brasil O&G	36.345,00	0,09%
Maha Energy	11.642,20	0,03%
PetroRio O&G	8.228,20	0,02%
Dommo Energia	6.744,30	0,02%
SHB	5.476,80	0,01%
Petrosynergy	5.437,60	0,01%
Norteoleum	2.080,60	0,01%
Nova Petróleo Rec	1.776,40	0,00%
Phoenix	1.311,00	0,00%
Petrogal Brasil	1.149,90	0,00%
UP Petróleo	1.076,10	0,00%
Santana	715,3	0,00%
Recôncavo E&P	515,7	0,00%
Imetame	326	0,00%
IPI	295,6	0,00%
Partex Brasil	198,5	0,00%
Alvopetro	124,7	0,00%
EPG Brasil	98,7	0,00%
Vipetro	24,8	0,00%
Perícia	23,8	0,00%
Guto & Cacal	6,9	0,00%
Leros	0,9	0,00%
Central Resources	0,7	0,00%
Egesa	0,2	0,00%

Fonte: ANP (2018c).

Analisando-se os dados em metros cúbicos por dia e incluindo a importação no cômputo da oferta de gás natural, é possível reportar os números apresentados na Figura 4.1.

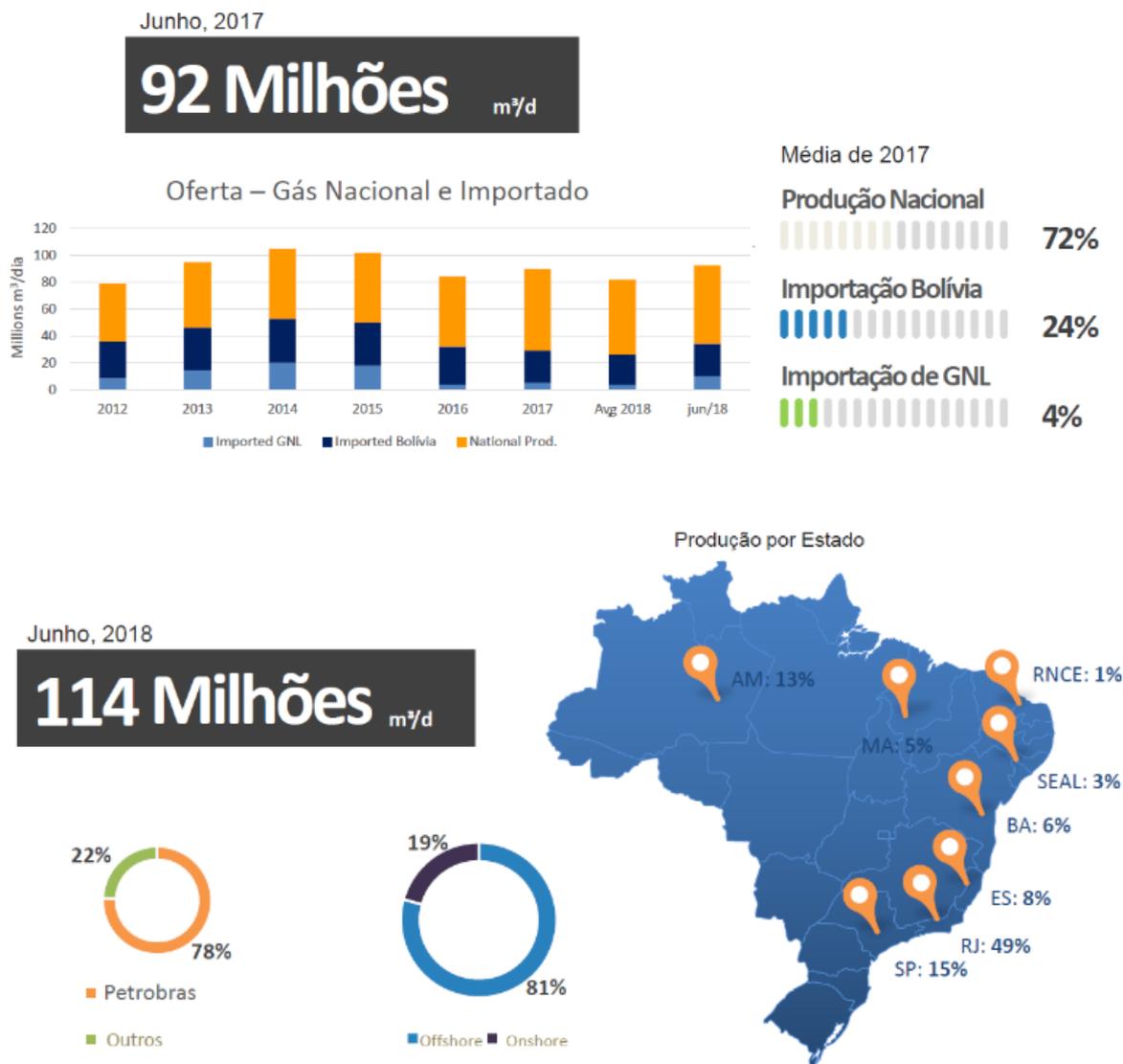


Figura 4.1. Produção e importação de Gás Natural, no Brasil, em diferentes períodos de tempo
 Fonte: BISAGGIO (2018).

Assim, a Petrobras é um agente prevalente no setor. De outro lado, haveria, *em tese*, possibilidade de contestação de tal posição dominante da Petrobras, caso houvesse alguma forma de acesso (i) a dutos de transporte e de escoamento que interligam o sistema de gás natural; (ii) a unidades de processamento de gás e (iii) a terminais de GNL (Gás Natural Liquefeito). Todavia, como tais ativos em sua *quase* totalidade são detidos pela Petrobras, acaba-se com a possibilidade de contestação do poder de mercado do agente dominante, via importação de gás natural ou mesmo de aquisição de gás natural nacional de terceiros.

Em relação aos dutos de escoamento, segundo a ANP (2018b):

“os mesmos “são ativos de propriedade do consórcio detentor da concessão de cada campo produtor, e, na maioria dos casos, estes consórcios são

formados pela Petrobras e parceiros. Entretanto, por questões logísticas, tais gasodutos de escoamento se conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, como um gasoduto de escoamento de um outro campo, ou uma plataforma de um outro campo ou ainda uma UPGN, aos quais, segundo a Lei n° 11.909/09 (Lei do Gás), não há obrigatoriedade de acesso a terceiros.

A única exceção ao caso geral citado acima é o gasoduto de escoamento da produção do Campo de Manati (BA), o qual se conecta à Estação de Processamento Vandemir Ferreira de propriedade do consórcio detentor da concessão do campo (Petrobras - 35%, Queiroz Galvão - 45%, Brasoil 10% e Geopark - 10%). Este é o único caso no qual o gás dos parceiros da Petrobras é vendido após uma unidade de processamento e, ainda assim, os parceiros firmaram contrato único para venda das suas parcelas de gás para a Petrobras até 2030.

Vale destacar que um campo de gás não associado como Manati estaria mais sujeito a ter sua produção interrompida que um campo de gás associado ao petróleo, o que pode ser um incentivo para uma venda firme de longo prazo como a realizada. Outro caso a ser mencionado é a venda de gás do campo de Pescada e Arabaiana (RN), no qual a empresa Ouro Preto vende sua parcela de gás para Petrobras após o gasoduto de escoamento, mas antes do processamento, realizado na UPGN (100% Petrobras) localizada dentro do Terminal de Guamaré, em contrato com vigência até o fim do período de concessão. Em ambos os casos, os produtores privados preferiram vender em um contrato de longo prazo praticamente toda a produção dos campos para a Petrobras”.

ANP (2018b), também esclareceu que o Brasil possui 14 UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural) com capacidade total de processar 95,65 MMm³/d, sendo que a Petrobras detém 99% desta capacidade de processamento. A Estação Vandemir Ferreira seria a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo aos concessionários do Campo de Manati (BA) e possuindo capacidade de processar 6 MMm³/d de gás natural.

A ANP (2018b) considera que as UPGNs também representam uma barreira significativa à entrada no mercado e são consideradas infraestruturas essenciais, ou seja, às quais “o acesso é imprescindível para que novos produtores possam vender suas parcelas de gás natural diretamente ao mercado”. De outro lado informou, também, que há uma Resolução (Resolução ANP n° 17/2010) que estaria em revisão uma vez que, segundo seu Artigo 22, Parágrafo 2º, o serviço de processamento de gás natural somente pode, no Brasil, “ser contratado por um outro agente já autorizado, reduzindo o escopo de agentes capazes de solicitar o serviço de processamento de gás natural”.

Deste modo, a produção nacional de terceiros não é uma alternativa viável para contestação do poder de mercado da Petrobras.

No que diz respeito à importação, a mesma pode ocorrer, via gasoduto ou via terminais de GNL. A importação de GNL (Gás Natural Liquefeito) requer a existência de terminais regaseificadores,

a fim de introduzir o gás natural, em seu estado gasoso, na malha de transporte. Dessa forma, o gás natural regaseificado é movimentado até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até aos pontos de entrega às distribuidoras estaduais. Atualmente existem 3 (três) Terminais de GNL autorizados a operar no Brasil: Baía de Guanabara/RJ (Terminal BGB), Salvador/BA (TRBA) e Pecém/CE (Terminal de Pecém), todos de propriedade e operados pela Petrobras. (ANP, 2018b)

Segundo Tabela 4.3, a taxa de não-utilização dos referidos terminais é elevada, mostrando que há capacidade ociosa nos mesmos para permitir maior nível de importação:

Tabela 4.3. Taxa de não utilização de terminais de GNL

Ano	Terminal de Pecém (7,00 MM m ³ /dia)		Terminal BGB (20,0 MM m ³ /dia)		TRBA (14,00 MM m ³ /dia) ¹	
	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)
2009	868.018	87,60%	203.817	98,98%	-	-
2010	2.489.395	64,44%	5.150.105	74,25%	-	-
2011	1.128.283	83,88%	507.484	97,46%	-	-
2012	1.925.204	72,50%	6.565.771	67,17%	-	-
2013	3.599.266	48,58%	10.997.890	45,01%	-	-
2014	3.662.835	47,67%	10.621.951	46,89%	5.675.828	57,95%
2015	2.967.021	57,61%	5.181.716	74,09%	9.835.461	29,75%
2016	1.755.221	74,93%	636.868	96,82%	1.433.938	89,76%
2017	2.138.710	69,45%	-	100,00%	2.900.290	79,28%
2018	1.267.550	81,89%	1.055.706	94,72%	4.571.306	69,01% ²

Fonte: ANP (2018b).

Notas: 1) e 2) O TRBA teve sua capacidade de regaseificação ampliada para 20,00 MMm³/dia por meio da Autorização ANP nº 607, de 20 de julho de 2018.

A Petrobras informa que a ausência de capacidade de armazenagem nos terminais de GNL impede o uso dos mesmos por múltiplos agentes, assim como a empresa alega que estas instalações devem estar integralmente disponíveis para um eventual despacho térmico pelo Operador Nacional do Sistema Interligado (ONS). Em relação à ONS, a ANP sustenta que há uma certa previsibilidade acerca dos períodos em que ocorrem as maiores probabilidades para a ocorrência destes despachos térmicos, havendo espaço para se negociar contratos interruptíveis que levassem em consideração tal risco. Deste modo, a importação de gás natural via terminais de GNL, ao menos atualmente, também, não se mostra como alternativa para limitar o poder de mercado da Petrobras. De igual forma, a importação de gás natural por meio de gasodutos é atualmente realizada, em grande medida, pela própria Petrobras (vide Tabela 4.4), sendo que a importação de terceiros encontra limitações de várias ordens:

O país detém estrutura dutoviária para importar gás de origem Argentina, por meio do Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1), e Boliviana, através dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Bolívia-Brasil (GASBOL). Contudo, o GASBOL é responsável por quase todo o gás natural importado por dutos, sendo que a

Petrobras figura como carregadora e comercializadora exclusiva do gás boliviano. Com relação ao volume importado por meio dutoviário, a Petrobras é praticamente o monopolista no segmento(...). Por ser a detentora exclusiva do contrato de fornecimento de gás natural, firmado em 16 de agosto de 1996 junto à Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, a única fornecedora de gás natural boliviano, o predomínio da Petrobras observado no segmento de importação de gás natural deverá perdurar até pelo menos o final do ano de 2019, quando se encerra o contrato de fornecimento correspondente ao volume de 30,08 MMm3/dia. Existe, contudo, uma previsão de prorrogação por prazo indeterminado do contrato de fornecimento para a recuperação das quantidades de gás natural pagas e não retiradas.

Tabela 4.4. Volume Importado por Meio Dutoviário – 2010-2018

ANO	PETROBRAS	SULGÁS	ÂMBAR	MTGás	TOTAL	%
	Mil m ³ /dia					PETROBRAS
2010	26.903	0	0	6	26.909	99,98%
2011	26.857	0	0	7	26.864	99,97%
2012	27.551	0	0	11	27.562	99,96%
2013	31.735	167	0	13	31.914	99,44%
2014	32.815	182	0	8	33.005	99,42%
2015	32.014	469	0	4	32.487	98,54%
2016	28.335	0	11	3	28.348	99,95%
2017	23.952	0	346	2	24.300	98,57%
2018	22.718	0	0	35	22.752	99,85%

Fonte: ANP (2018b).

Além deste problema de ordem contratual referente à possibilidade de uso de cláusula contratual que possibilita a recuperação das quantidades de gás natural pagas e não retiradas do contrato entre Petrobras e YPFB, a ANP (2018b), citando estudo da EPE (2017), refere que para que ocorra contratação firme de volumes adicionais para o Brasil (até o limite de 14 milhões de m³/dia adicionais) em tempo hábil para a renovação dos contratos da YPFB de fornecimento para o Brasil de 30 milhões de m³/dia (até 2019-2020), será preciso que a Bolívia incorpore novas descobertas às suas reservas provadas de gás natural, o que é classificado como “desafio significativo”. Em não havendo contestação por importação ou por agentes internos, cria-se uma estrutura mercadológica pouco sensível a pressões concorrenciais. Talvez tal fato explique parte do motivo pelo que o gás natural ofertado no Brasil é mais caro que em outros países, como Estados Unidos, Canada, Reino Unido, Espanha, Alemanha e Coreia (CNI, 2018a).

Portanto, há evidências de que a estrutura de mercado atual tende a ser impermeável a pressões competitivas, se traduzindo em poder de mercado para o agente dominante, dificilmente contestável tanto por produtores nacionais de gás, como por meio de importações.

4.2. Problema Regulatório e Concorrencial

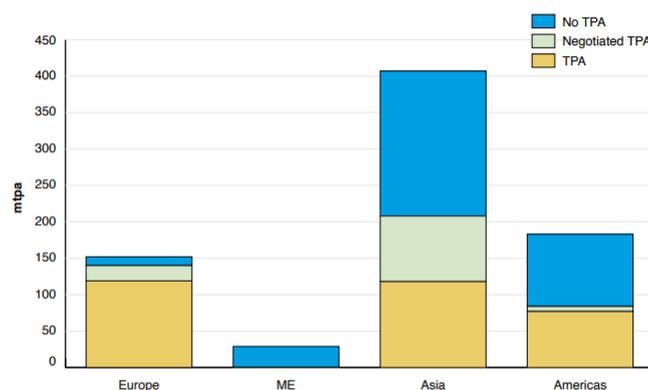
Em se estruturando o mercado de gás natural em uma grande rede, cuja decisão de acesso é detida pelo agente dominante de mercado, é natural que se pense no uso de políticas de desverticalização (*unbundling*) da referida rede, o que pode ocorrer em razão de Lei, de estipulação da Regulação ou do uso do Direito Concorrencial, em alguns casos, sendo que esta última hipótese (uso do Direito Concorrencial) é indicada quando houver a negativa injustificada de acesso a uma “estrutura essencial” do mercado, ausente política de *unbundling*.

De outro lado, à medida em que o Estado, via Autoridade Antitruste ou via Autoridade Regulatória, interfere no mercado e determina o *unbundling* de uma “estrutura essencial”, é possível daí derivar efeitos positivos e efeitos negativos à concorrência. Geralmente, o debate foca apenas e tão somente no viés positivo de se “compartilhar” estruturas produtivas de uma rede, porque este é o efeito mais claro e imediato de curto prazo. Nesse sentido, argumenta-se que a entrada via *unbundling* poderia representar um primeiro passo para uma entrada mais consistente "baseada em infraestrutura" em um prazo mais longo.

Todavia, há um *tradeoff* em se determinar o *unbundling* de redes e o compartilhamento de infraestruturas essenciais, que consiste em eventuais incentivos em o entrante não investir em ampliação da infraestrutura por terem a opção de acessar as infraestruturas já existentes. No limite os entrantes podem desejar serem (e permanecerem) meros revendedores de serviços baseados em infraestrutura integral do incumbente.

Deste modo, do ponto de vista teórico, o debate sobre *unbundling* é complexo e seus efeitos líquidos de longo prazo deste tipo de estratégia são difíceis de serem compreendidos.

Trazendo este debate ao presente caso, Six e Corbeau (2017) referem que se de um lado o acesso de terceiros (TPA, ou Third Party Access) a plantas de regaseificação aumenta a concorrência por deixar novos entrantes no mercado, alguns autores argumentam que este tipo de política desencoraja investimento em capacidade adicional de importação de GNL. A maioria dos terminais de GNL do Reino Unido foram construídos por meio de obtenção de exceções de TPA, mesmo sendo o Reino Unido um dos mercados mais abertos da Europa em termos de gás natural. Na França, o terminal de importação de GNL de Dunkirk, que iniciou atividades em Julho de 2016 também recebeu 20 anos de isenção à política de TPA. De outro lado, tais autores referem que mesmo quando os terminais recebem este tipo de exceção há cláusulas que permitem o uso de terceiros à capacidade ociosa [use it or lose it (UIOLI) rules]. Como demonstrado pelo Relatório Anual da GIIGNL (2018) há uma grande quantidade de países que permitem TPA para plantas de regaseificação, como Estados Unidos, Japão (com exceção de alguns terminais), Canadá, México, quase todos os países Europeus analisados (com exceção da Turquia), entre outros. Do ponto de vista de capacidade, os terminais com TPA são bem expressivos no mundo, conforme Figura 4.2.



Third-party access to LNG terminals by region (2015).
Source: GII&NL 2016.

Figura 4.2. Capacidade de terminais de GNL no mundo com TPA com condições pré-ajustadas (amarelo) e TPA com condições de acessos passíveis de negociação (verde) ou sem TPA (Azul)

Fonte: Six e Corbeau (2017).

Não bastasse a análise deste difícil *tradeoff* entre ganhos e perdas de longo prazo com o *unbundling*, no caso concreto, aliás, há outro fator que também diferencia este caso específico dos demais. Com efeito, no que diz respeito ao mercado *upstream* de gás natural (e das infraestruturas tidas como essenciais para acesso ao *midstream*), verifica-se que o art. 45 da Lei 11.909/2009 estabelece que:

“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, **não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros**”.

Assim, por mais que os Terminais de GNL sejam subutilizados e que o gás natural nacional de terceiros em regra tenha que passar pela infraestrutura da Petrobras, que é o agente dominante do setor, não há, em uma primeira leitura do ordenamento jurídico, uma obrigação positiva, ao menos regulatória, de permitir acesso a terceiros. Já o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, regulamentou alguns aspectos da Lei 11.909/2009 e, em seu art. 62, repetiu o texto do art.45 da Lei 11.909/2009. Todavia, o Decreto 9.616 de 17 de dezembro de 2018, inseriu um parágrafo único no referido artigo 62, esclarecendo que “A *negativa de acesso*” a essas infraestruturas (gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação) “*que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011.*”

Assim, segundo interpretação do Decreto 9.616 de 17 de dezembro de 2018, embora a Lei determine não haver uma obrigação regulatória positiva de compartilhamento deste tipo de infraestrutura, a Lei Antitruste poderia, em tese, analisar eventuais recusas de acesso injustificadas sobre este tipo de infraestrutura, punindo a empresa dominante caso uma recusa injustificada de negociação venha a ocorrer.

Sem adentrar no mérito da adequação do Decreto, do ponto de vista concorrencial, a Lei 12.529/2011, no art. 36, caput e nos seus incisos I a IV lidos em consonância com o § 3º, XI, do

mesmo artigo considera ilícita a recusa a venda de bens ou a prestação de serviços, dentro das condições de pagamento normais aos usos e costumes comerciais.

Independentemente se há uma obrigação regulatória ou antitruste para determinar o acesso e as condições de acesso (como preço) a infraestruturas essenciais no mercado de gás, segundo a ANP (2018b), a Petrobras encontra poucos incentivos a oferecer voluntariamente acesso a tais infraestruturas, sendo poucos os casos de conhecimento da agência de agentes da indústria que realizaram tratativas comerciais para tentar obter acesso a estas instalações essenciais. Sabe-se, também, que tais infraestruturas são replicáveis apenas com intensivo gasto em capital (e ainda que fossem facilmente replicáveis teriam que se conectar à malha de transporte de gás natural já estabelecida). De outro lado, os agentes interessados em acessar e utilizar tais infraestruturas ociosas teriam que entrar em litígio com a Petrobras, comprovando práticas de recusa de negociação injustificadas. Ocorre que, como as relações de dependência de todos os agentes da indústria com a Petrobras são muito fortes, é possível que exista receio de represálias comerciais a quem, eventualmente, formalize uma denúncia neste sentido.

Também, dado que não há um sistema eletrônico, ágil e transparente de oferta de insumos no mercado atacadista (com demonstração exaustiva de quais são os elementos de rede disponíveis a serem acessados por terceiros, garantindo determinados níveis de serviço [como pressão e qualidade do gás], delimitando em que quantidades e situações tais elementos são passíveis de serem contratualizados, a que preços e com que tipos de contratualização estão disponíveis [capacidade firme ou interruptível, por exemplo], com prazos e formas de pagamento pré-definidos e por qual plataforma ocorre a contratualização), a demanda pelo acesso a este tipo de infraestrutura, também, fica inviabilizada, por diversos motivos, já que há custo e prazo para realizar todo este tipo de negociação (em um ambiente de pouca transparência). É possível por exemplo que a negociação demore tempo demais. É possível também, que alguns agentes que queiram ter acesso a tais infraestruturas sequer solicitem acesso das mesmas, porque ou não sabem o que está disponível para contratualizar e de que forma contratualizar; ou porque já antecipam que não há disposição da Petrobras, que é proprietária de tais infraestruturas, na referida contratualização.

Há, assim, um impasse institucional a respeito de como lidar com este tipo de problema, referente à ausência de pressões concorrenciais, em um contexto em que a ANP (2018b), considera o acesso às estruturas referidas no art. 45 da Lei 11.909/2009 como importantes vias “de entrada de novos supridores no mercado de gás natural no Brasil”.

4.3. Alternativas de Solução

Há diferentes alternativas de solução para a presente questão. Uma forma de solução da presente questão (referente à falta de pressões competitivas no *upstream*) seria a imposição do *unbundling* de estruturas essenciais, permitindo acesso a terceiros, havendo já alguma literatura empírica a respeito, com diferentes perspectivas (ALESINA *et. al.*, 2005; BRAU *et. al.*, 2010; CAMBINI & RONDÌ, 2010; HATTORI & TSUTSUI, 2004; NAGAYAMA, 2009; STEINER, 2001; GROWITSCH & STRONIZIK, 2011; entre outros). Independentemente de um debate acadêmico a respeito do impacto deste tipo de política (o que necessitaria uma reflexão mais aprofundada), caso se queira viabilizar o acesso a terceiros via *unbundling* da atual rede, isto poderia ser feito

via mudança legislativa que determinasse a revogação do atual artigo 45 da Lei 11.909/2009, com a elaboração de um novo artigo em sentido contrário: ou seja, que assegurasse o compartilhamento (de maneira transparente e não discriminatória) dos gasodutos de escoamento da produção, das instalações de tratamento ou de processamento de gás natural, assim como dos terminais de liquefação e regaseificação: o que seria feito mediante regulação da ANP. Paralelamente, a ANP poderia acelerar a revisão do texto do § 2º, do art.22, da Resolução ANP nº 17/2010, caso compreenda que exista uma redação superior à atual do ponto de vista concorrencial ou caso compreenda que é possível flexibilizar a autorização dos agentes para atuação em UPGNs, de maneira a garantir a segurança do sistema, sem criar entraves desnecessários à concorrência.

Tais soluções, no entanto, podem, talvez, demandar algum tempo, considerando o andamento natural e próprio do processo legislativo e regulatório.

De outro lado, até que o novo o arcabouço legal ou regulatório esteja pronto e funcional, talvez, seja possível adiantar alguns compromissos de acesso à infraestrutura do *upstream* do mercado de gás natural brasileiro. Tal seria viabilizado na hipótese em que o CADE e a Petrobras, ***caso entendam que há conveniência e oportunidade em assinar um Termo de Compromisso de Cessaçao de Conduta (TCC)*** para suspender a investigação do Inquérito Administrativo 08700.007130/2015-82, concordem em procedimentalizar as demandas do mercado atacadista deste setor, negociando, assim, as diretrizes em que este sistema funcionaria. Frise-se que é a Petrobras quem pode propor o referido acordo, havendo regulamentação do CADE específica a respeito de como ocorre a negociação deste tipo de acordo.

Em ambos os casos (i) solução pela modificação da Lei e posterior regulação da ANP ou (ii) solução via TCC no CADE, é relevante que se pense em como facilitar a procedimentalização dos pedidos de acesso às infraestruturas tidas por essenciais.

Como há questões de ordem pública que estão envolvidas neste debate, seria importante uma Resolução do CNPE a respeito do assunto para auxiliar a pautar as diretrizes de como o mercado de atacado pode se estruturar, auxiliando na interlocução dos agentes envolvidos, até que uma decisão legislativa a respeito deste tema venha a ocorrer. O ideal é que este sistema de oferta de atacada do setor *upstream* de gás natural funcione temporariamente, até que outros agentes consigam também fazer investimentos em infraestrutura, considerando as questões referidas ao longo deste texto. Todavia, é difícil estipular neste momento qual seria o prazo ideal máximo para tanto, considerando as várias incertezas que há em relação à viabilidade deste tipo de modelo. Pode-se, também, sugerir algum tipo de limitação em relação à cláusula de *make-up* de gás entre Petrobras e YPF, impedindo a prorrogação por prazo indeterminado do contrato de fornecimento de gás natural via GASBOL.

Desse modo, as linhas gerais para uma etapa de transição consistem em haver acesso negociado com cronograma de disponibilização da capacidade, preços e condições operacionais estabelecidos no âmbito de negociação do agente dominante junto ao CADE.

5. Midstream

Por requerer uma rede física para interconectar seus elos da cadeia produtiva, a indústria de gás natural é caracterizada, de uma maneira geral, como uma indústria de rede (vide Figura 5.1). O estabelecimento destas infraestruturas de rede implica em investimentos elevados em ativos fixos e específicos, tornando os custos unitários do gás natural extremamente sensíveis ao volume e ao número de usuários (há substanciais economias de escala e escopo). Dessa forma, diversos elos da cadeia industrial do gás natural constituem-se em estruturas de monopólio natural, erigindo barreiras à entrada e restringindo a competição. As estruturas da cadeia desde o escoamento do gás natural até os pontos de entrega para as Companhias Distribuidoras Locais - CDLs, incluindo gasodutos de escoamento, UPGNs, terminais de GNL, gasodutos de transporte, ESGN, podem ser consideradas parte do segmento *Midstream*.

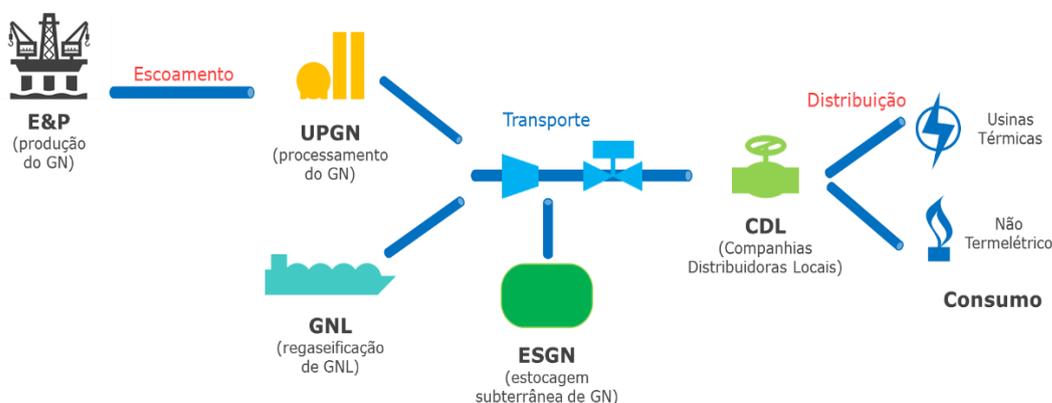


Figura 5.1. Elos da cadeia industrial de gás natural

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Ademais, o gás natural não tem mercado cativo, podendo substituir e ser substituído por várias fontes energéticas. Por isto, a despeito de suas qualidades intrínsecas (por exemplo, combustão mais limpa, homogênea e eficiente), precisa ter preço competitivo para motivar o consumidor final a usá-lo ao invés de a seu substituto – quer seja para geração elétrica, quer seja para usos não-termelétricos (processos industriais, matéria-prima, residencial, comercial ou outros usos).

Tais características da indústria de gás natural trazem também implicações e elevados riscos para a tomada de decisão de investimento, uma vez que, após a construção das infraestruturas (ativos fixos e específicos), o poder de barganha na negociação comercial com os consumidores fica desfavorável aos investidores. Ou seja, se os custos de capital já tiverem sido incorridos (“custos afundados”), os empreendedores podem sofrer estrangulamento de margem na negociação comercial e perder o incentivo econômico para novos investimentos. Como o gás natural não tem mercado cativo, os consumidores podem utilizar outros combustíveis como alternativa de suprimento de energia.

Por isso, a indústria do gás natural se desenvolveu no mundo inicialmente a partir de contratos de longo prazo e com alto grau de concentração industrial. A questão é que consumidores que optaram por tecnologias que utilizavam gás natural tornaram-se vulneráveis nas renovações contratuais, pois haviam afundado custos de capital em processos e/ou equipamentos a gás

natural. Assim, o poder de barganha na negociação comercial ficava favorável aos fornecedores de gás natural e desfavorável aos consumidores.

Neste contexto, o abuso de poder de mercado tornou-se frequente e os governos criaram, progressivamente, aperfeiçoamentos legais e regulatórios para introduzir competição na indústria de gás natural, retirando barreiras à entrada, separando propriedade da infraestrutura e comercialização da molécula e/ou prevendo acesso não-discriminatório às infraestruturas. A Figura 5.2 resume a dinâmica de desenvolvimento do mercado de gás natural, ressaltando a evolução dos arranjos contratuais (redução de prazos e desenvolvimento de contratos de transações físicas para financeiras em busca de maior liquidez e *hedge*) para garantir mercados mais competitivos à medida que se amplia o número de compradores e vendedores induzido pelos novos arranjos.

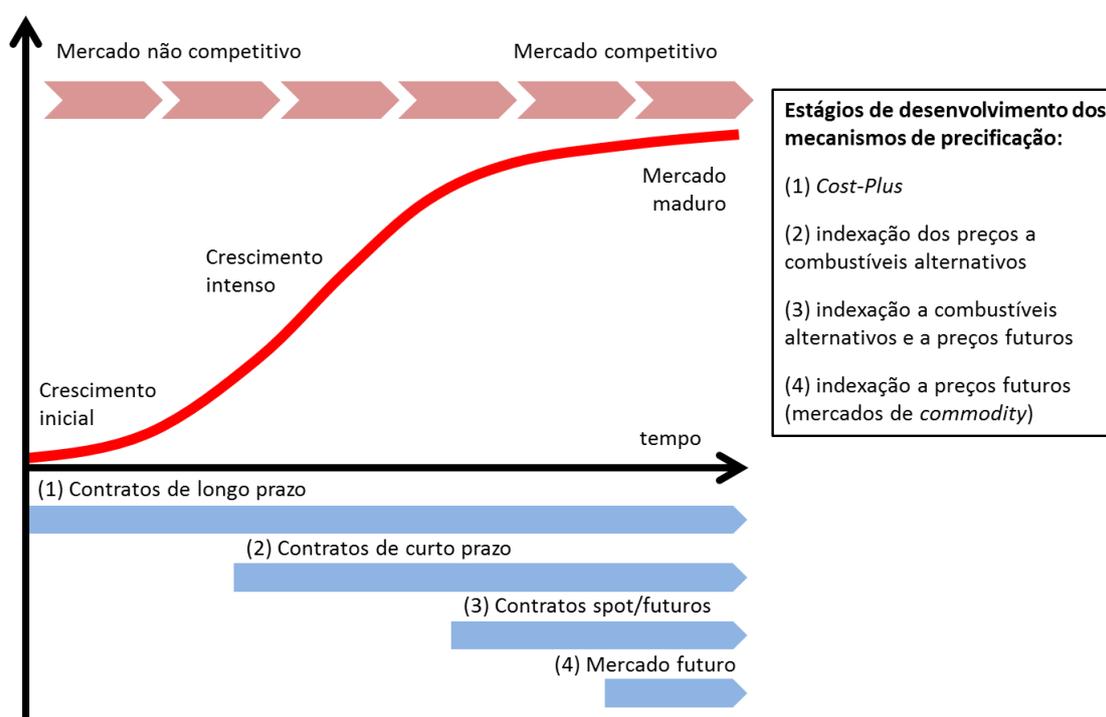


Figura 5.2. Dinâmica de desenvolvimento do mercado de gás natural

Fonte: adaptado de Konoplyanik (2007).

Tal processo de transformação da indústria de gás natural se intensificou nos anos 90 em todo o mundo, com diversos países estabelecendo mudanças em seus arcabouços legais e regulatórios para promover o acesso de terceiros ao conjunto de infraestruturas essenciais para a concorrência. Assim, além de aplicável a gasodutos de transporte, o acesso de terceiros passou a ser estendido também a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL.

Doutrina de Infraestruturas Essenciais

A Doutrina de Infraestruturas Essenciais (*Essential Facilities Doctrine*) determina que o proprietário de uma infraestrutura considerada essencial seja obrigado a providenciar o acesso a essa instalação a um preço “razoável” (i.e., com justificativa técnica e econômica objetiva). Isto porque a recusa a negociar o acesso à infraestrutura essencial ou a imposição de preços

injustificáveis podem representar uma restrição à competição e uma tentativa de abuso do poder de monopólio por parte da empresa dominante. Considera-se que sua concepção original remonta à decisão da Suprema Corte dos EUA no caso “*United States v. Terminal Railroad Ass 'n*” em 1912 (PITOFISKY *et. al.*, 2002).

A aplicação do conceito de infraestrutura essencial envolve uma empresa em posição dominante e uma concorrente que deseja adquirir um bem ou serviço desta empresa dominante, tendo seu pedido recusado ou inviabilizado, restringindo a competição no mercado. A instalação é considerada essencial quando a recusa de acesso pelo monopolista for fundamental para sua estratégia de impedimento à concorrência no mercado alvo. Assim, a Doutrina estabelece as condições nas quais a empresa dominante deve ser obrigada a ofertar este bem ou serviço ao seu concorrente (OECD, 1996). Tal Doutrina deve ser entendida como uma exceção aos princípios da economia de mercado, aplicável a situações que requerem a regulação do exercício do direito de propriedade e sua aplicação varia em função do tipo de instalação envolvida e da estrutura de mercado vigente.

A Suprema Corte dos EUA, por exemplo, considera que a regra geral dos mercados é que a firma não tem obrigação de negociar com seus competidores, o que é sujeito a certas exceções relacionadas à defesa da concorrência. É nessa excepcionalidade que entra a Doutrina de Infraestruturas Essenciais. Assim, nos EUA, uma parte deve provar quatro fatores para estabelecer a responsabilização antitruste sob a égide da Doutrina de Infraestruturas Essenciais (PITOFISKY *et. al.*, 2002): i) controle da infraestrutura essencial por um monopolista (ou agente dominante); ii) inabilidade prática ou razoável para duplicar a infraestrutura essencial por parte de um competidor; iii) a negação do uso da infraestrutura a um competidor; e, iv) a viabilidade de fornecer o uso da infraestrutura aos competidores. Esses testes de responsabilização antitruste têm sido adotados em virtualmente todas as cortes nos EUA para avaliar a reivindicação de infraestrutura essencial. Os mesmos princípios e testes também são aplicados no Canadá e há dispositivos similares em outros países, ainda que haja variações de princípios e critérios de aplicação (OECD, 1996).

O fato é que a Doutrina de Infraestruturas Essenciais tem papel destacado na regulação de indústrias em estruturas de monopólios naturais, como a indústria do gás natural, mas sua aplicação não deve gerar incertezas ao direito de propriedade ou comportamentos oportunistas (*free rider* e risco moral) que inibam novos investimentos.

Experiência Internacional: União Europeia

A experiência europeia⁶ se destaca por estabelecer um arcabouço geral ou de princípios que define um guia para a formulação de dispositivos específicos para sua aplicação nos Estados-

⁶ Como destacado em MME (2017), a experiência europeia tem algumas características que a tornam mais adequada para derivar lições para o Brasil: i) há um arcabouço geral de Diretivas da Comunidade Europeia que permite acomodar as particularidades regulatórias e de mercado de cada país-membro, permitindo analogias para a harmonização dos marcos regulatórios federal e estaduais no Brasil; ii) como no caso brasileiro, diversos países-membros tiveram formação da indústria que passaram por fases de monopólio estatal e de abertura de mercado e promoção de competição; e, iii) Há países-membros, como o Reino Unido e a Noruega, cuja oferta doméstica de gás natural é, predominantemente, *off-shore*. A experiência dos EUA, ainda que também tenha sido estudada, é mais difícil de derivar lições para o Brasil em função das enormes diferenças de formação da indústria do gás natural e de características

Membros, no que tange ao acesso de terceiros não discriminatório a gasodutos de escoamento, a unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL.

Sendo assim, a Comunidade Europeia propôs três Diretivas (Diretivas 30/1998/EC, 55/2003/EC e 2009/73/EC) entre as décadas de 1990 e 2000, que tiveram como um dos objetivos a abertura do mercado de gás natural à competição, através do desenvolvimento de um mercado interno de gás, propondo regras comuns aos Estados-Membros. Esta abertura do mercado foi um processo gradual, no qual cada nova Diretiva promulgada revogava a anterior, com alterações visando o acesso mais efetivo de terceiros e o reforço da independência das autoridades regulatórias (IEA, 2012).

Como movimento inicial de liberalização do setor, European Community (1998) estabeleceu, através do artigo 14 da Diretiva 30/1998/EC, a possibilidade dos dois tipos de acesso (negociado ou regulado), utilizando critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios. De acordo com o artigo 15, o acesso negociado é fundamentado na celebração de contratos realizados entre as partes interessadas, com base em acordos comerciais voluntários apoiados na publicação das principais condições comerciais para uso da instalação. Segundo o artigo 16, o acesso regulado é baseado no direito de acesso dado a terceiros para uso da instalação, com base em tarifas publicadas e/ou outras condições e obrigações também publicadas.

No intuito de intensificar a harmonização do mercado europeu, desenvolver a competição no mercado e promover o acesso não discriminatório às infraestruturas, as Diretivas seguintes (Diretiva 55/2003/EC e 73/2009/EC) gradualmente passaram a sugerir o nível de *unbundling* desejado no mercado, assim como o tipo de acesso para cada tipo de infraestrutura.

Neste contexto, a European Community (2009) estabeleceu, através da Diretiva 73/2009/EC, que os Estados-Membros deveriam garantir o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. Em relação aos gasodutos de escoamento, o artigo 34 da Diretiva determinou que o acesso seria garantido aos agentes interessados e aos clientes elegíveis dos Estados-Membros e validado por um órgão regulador, que atuaria nos arranjos para solução de controvérsias com acesso a todas as informações relevantes, sem, no entanto, definir se este acesso seria negociado ou regulado. Este acesso teria como objetivo assegurar a entrada de novos agentes interessados em atuar em um mercado de gás natural competitivo, especialmente em setores onde há atuação de uma empresa com posição dominante. Neste contexto, deveria levar-se em consideração: a regularidade e a segurança de fornecimento; proteção ambiental; capacidade que poderia ser disponibilizada a terceiros; necessidade de recusa de acesso caso houvesse incompatibilidade nas especificações técnicas do gás natural que não pudessem ser razoavelmente superadas, entre outros. Quanto ao acesso de terceiros a UPGNs, a Diretiva o trata implicitamente, à medida que assegura o acesso ao sistema de escoamento e ao sistema de transporte e distribuição de gás natural. Já o acesso de terceiros a terminais de GNL é garantido de forma explícita e baseado em tarifas publicadas, com aprovação *ex ante* pelas autoridades regulatórias, configurando-se como acesso regulado.

típicas deste mercado (história de organização industrial com diversos agentes desde a origem, predominância de oferta doméstica de gás natural *on-shore*, doutrina fundiária da propriedade dos recursos naturais do subsolo, etc.).

O artigo 36 da Diretiva propôs a possibilidade de solicitação de isenção de acesso de terceiros por um período determinado em relação a novas infraestruturas ou com possibilidade de expansão, incluindo os terminais de GNL. Tal solicitação deveria ser baseada na melhoria da segurança de suprimento e da competição no mercado de gás, bem como na necessidade de evitar os riscos inerentes aos altos graus de investimento, entre outros critérios, e deve ser avaliada pela Comissão Europeia. Vale ressaltar que o artigo 35 da Diretiva também abordou a possibilidade de recusa de acesso, com base na falta de capacidade, na impossibilidade de cumprimento de obrigações de serviço público ou em dificuldades econômicas e financeiras relativas a compromissos aceitos em contratos *take or pay*.

Sendo assim, as Diretivas Europeias estabeleceram um conjunto de regras básicas que os Estados-Membros deveriam implementar, na forma de regulações nacionais, adotando-se os termos e condições que determinavam os critérios não discriminatórios e transparentes de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, levando-se em consideração os custos incorridos nos investimentos e eventuais adaptações decorrentes.

Experiência Internacional: Reino Unido

O Reino Unido começou a liberalizar o seu mercado do gás natural muito antes do processo de abertura do mercado na União Europeia e sua experiência serviu de referência em muitos aspectos para outros mercados europeus (IEA, 2012).

As regulações relativas ao acesso de terceiros a gasodutos de escoamento e plantas de processamento no Reino Unido se encontram no *Pipelines Act* 1962 e no *Gas Act* 1995, respectivamente, e ambos os documentos foram modificados por diversas emendas ao longo do tempo. Tais legislações garantem o acesso de terceiros a estas infraestruturas através de negociação de boa-fé entre o proprietário e o usuário em potencial, com base na publicação das principais condições comerciais de acesso às instalações. Durante a negociação de acesso, o terceiro potencial deve especificar o tipo e a quantidade de gás a transportar ou processar. No caso do acesso aos gasodutos de escoamento, as atribuições e a conduta de ambas as partes são regidas por um Código de Práticas de Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Óleo e Gás (OIL AND GAS UK, 2017), desenvolvido por um grupo de trabalho representativo da indústria de óleo e gás do Reino Unido.

Caso não haja acordo entre o proprietário das infraestruturas e o terceiro potencial, as legislações determinam diferentes formas de atuação da Autoridade Regulatória no arbitramento de conflitos (OGA, 2016). No caso de gasodutos de escoamento, o terceiro deve solicitar o acesso ao *Oil and Gas Authority* (OGA), que atuará na solução de controvérsias. Neste caso, a Autoridade deve informar sua decisão ao usuário em potencial e pode solicitar ao proprietário informações financeiras relativas às suas atividades. O OGA estabelece as obrigações das partes envolvidas em um Guia de Disputas Relativas ao Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Óleo e Gás. No caso de UPGNs, o órgão regulador OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*) deve decidir: (i) se considerará a questão após dar prosseguimento à negociação entre as partes; (ii) se aprofundará a questão, dando oportunidade de manifestação de demais agentes, como o *Health and Safety Executive*, os proprietários e outros terceiros; ou (iii) se recusará o acesso. Após

estas considerações, o órgão regulador deve avaliar se a solicitação do terceiro não irá prejudicar a operação eficiente da UPGN, atuando na solução de controvérsias.

Já a regulação relativa a terminais de GNL está baseada no *Gas Act* 1986, também modificado por diferentes emendas. A legislação britânica incorporou as orientações das Diretivas Europeias e estabeleceu que o acesso de terceiros a essas infraestruturas seria regulado, com base em termos publicados e preços não discriminatórios, bem como isenção de acesso de terceiros e mecanismos de alocação de capacidade em terminais novos e modificados.

De acordo com o *Gas Act* 1986, o acesso é regulado com base nas principais condições comerciais publicadas relativas ao uso dos terminais de GNL por terceiros. O órgão regulador deve aprovar a tarifa de acesso ou sua metodologia de determinação antes de sua publicação e pode solicitar que o operador de um dado terminal consulte o mercado antes da publicação das condições comerciais. Neste contexto, o acesso de terceiros deve ser solicitado ao proprietário, especificando a composição e o volume de gás natural a ser tratado (regaseificado ou liquefeito). Caso o proprietário recuse a solicitação feita pelo requerente de forma justificada, o terceiro deve solicitar o acesso a Autoridade Regulatória, que deve decidir se: (i) se especificará os termos nos quais o proprietário deverá entrar em acordo com o terceiro para concessão de acesso; (ii) se aprofundará a questão, dando oportunidade de manifestação de demais agentes, como o *Health and Safety Executive*, os proprietários e outros terceiros e decidindo se dará ou não o acesso; ou (iii) se recusará o acesso.

Ainda conforme a legislação citada, o órgão regulador pode conceder isenção do acesso de terceiros a terminais de GNL novos ou com proposta de modificação. No caso de terminais com proposta de modificação, esta deve garantir aumento significativo na capacidade do terminal ou permitir o desenvolvimento de novas fontes de suprimento de gás natural. A isenção pode ser concedida durante um período de tempo indeterminado ou especificado na isenção e deve atender diversos requisitos, como por exemplo, a isenção não deve ter um impacto negativo na competição, na operação do mercado de gás e no funcionamento eficiente do sistema de gasodutos conectado ao terminal. A decisão da autoridade a respeito da concessão de acesso deve ser publicada e devidamente justificada e, em determinados casos, tal isenção pode ser revogada. No sentido de orientar os usuários interessados no acesso a terminais de GNL, o OFGEM (2012) publicou um Guia de acesso regulado de terceiros a terminais de GNL na Grã-Bretanha.

Experiência Internacional: Noruega

Ainda que não integre a Comunidade Europeia, a Noruega faz parte do acordo da Área Econômica Europeia e adota o que é disposto nas Diretivas da Comunidade Europeia quanto ao acesso às infraestruturas do setor de petróleo e gás (EFTA, 1994). Este país é o terceiro maior exportador de gás natural no mundo e aproximadamente todo o gás produzido na plataforma continental norueguesa é exportado (NPD, 2018). Nesse sentido, a regulação foca os acessos de terceiros à infraestrutura de gasodutos (escoamento e transporte) e de processamento de gás natural.

Os acessos de terceiros aos gasodutos e plantas de processamento se dão na forma regulada, cujas regras são estabelecidas na Lei do Petróleo (*Act 29 November 1996 No. 72 relating to*

petroleum activities), na Regulação de Petróleo (*Regulations to Act Relating to Petroleum Activities*) e na Regulação de Tarifas para Certas Infraestruturas (*Regulations Relating to the Stipulation of Tariffs etc. for Certain Facilities*).

A proprietária da maior parte da rede de infraestruturas essenciais é a Gassled, uma *joint-venture* criada pela fusão de empresas proprietárias de parte da rede. As atividades da Gassled são reguladas pelas regras da Regulação de Petróleo, enquanto que as tarifas cobradas pelos serviços individuais são reguladas pelo Ministério de Petróleo e Energia (MPE). O operador independente do sistema é a Gassco, uma empresa estatal norueguesa, que tem como responsabilidades a condução das operações diárias em nome da Gassled, além do gerenciamento da capacidade e do desenvolvimento das infraestruturas.

A Regulação do Petróleo determina que o operador, o proprietário e os usuários da rede de gasodutos garantam o acesso não discriminatório de empresas de gás natural e de clientes elegíveis a essas infraestruturas. O direito de acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento está condicionado à necessidade devidamente fundamentada de movimentação e/ou processamento de gás natural e às especificações do gás natural, no sentido de serem razoavelmente compatíveis com os requisitos técnicos da infraestrutura. As condições e procedimentos para a aplicação das regras de acesso a terceiros devem ser determinados pelo operador após consulta ao proprietário e aos usuários da rede de gasodutos de escoamento.

A reserva e a alocação de capacidade nos gasodutos são feitas através de um mercado primário, no qual o operador disponibiliza o acesso coletivamente, em nome do proprietário, durante um período de tempo determinado. Antes, porém, o operador deve submeter a capacidade considerada fisicamente disponível à aprovação do proprietário. Há um documento denominado Manual de Reservas (*Booking Manual*), publicado pelo operador, no qual são apresentadas as disposições sobre a metodologia de reserva de capacidade no mercado primário. Na Noruega, também é possível a transferência do uso da capacidade da rede a um terceiro através de acordos em um mercado secundário. Neste contexto, o operador deve elaborar as regras, sujeitas à aprovação do MPE, organizar e conduzir este mercado secundário.

No caso de alocação de nova capacidade resultante da expansão de um gasoduto, a isenção de acesso é prevista, uma vez que são consideradas inicialmente as necessidades razoáveis e devidamente fundamentadas da parte que irá arcar com o custo de tal expansão, limitadas à parcela do investimento nesta nova capacidade. O MPE pode modificar este limite máximo da parte individual do investimento. Vale ressaltar que o acesso pode ser recusado se as condições estipuladas não forem satisfeitas. A Regulação de Tarifas estipula as regras de cálculo de tarifas a serem pagas pelos usuários que desejarem adquirir acesso à rede. A rede de gasodutos e as plantas de processamento são divididas em zonas de tarifa separadas, com tarifas de entrada e saída aplicadas a cada zona.

Quanto ao acesso de terceiros a terminais de regaseificação de GNL, a regulação norueguesa não aborda tais questões, uma vez que não há tais instalações no país.

A Tabela 5.1 sumariza aspectos importantes da regulação de acesso a terceiros para os gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL nos casos estudados.

Tabela 5.1. Comparação de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais na Europa

	UNIÃO EUROPEIA	REINO UNIDO	NORUEGA
Gasodutos de escoamento	Acesso negociado ou regulado. Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente	Acesso negociado. Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Solução de controvérsias: mediação do Estado.	Acesso regulado (consulta ao mercado). Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Regulação de tarifas. Tarifação por entrada e saída por zonas.
Unidades de processamento de gás natural	Acesso negociado ou regulado. Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Solução de controvérsias: mediação de autoridade independente	Acesso negociado. Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Solução de controvérsias: mediação do órgão regulador.	Acesso regulado. Acesso não discriminatório com elegibilidade (especificidades técnicas). Regulação de tarifas. Tarifação por entrada e saída por zonas.
Terminais de GNL	Acesso regulado.	Acesso regulado.	Não se aplica.
Infraestruturas novas ou com proposta de modificação	Possibilidade de isenção do acesso.	Possibilidade de isenção do acesso.	Possibilidade de isenção do acesso.

Fonte: Elaboração própria EPE.

5.1. Diagnóstico

O gás natural é um importante insumo energético da economia brasileira, contribuindo para substituição de derivados do petróleo mais poluentes, como óleo combustível e diesel, em diversas aplicações como geração de energia elétrica, calor de processo e uso veicular. O particionamento da oferta total de gás natural por fonte e da demanda total de gás natural por tipo de consumo, em 2018, é apresentado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil em 2018 (milhões de m³/d)

Oferta Total	84,12
Oferta Nacional	55,09
Importação por gasoduto	22,11
Importação GNL	6,92
Demanda Total	84,12
Não-termelétrica	48,32
Termelétrica	30,53
GUS/Ajustes	5,27

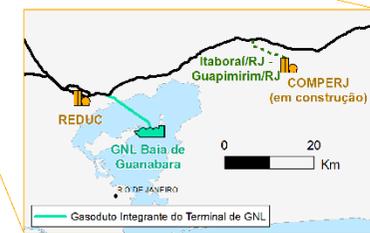
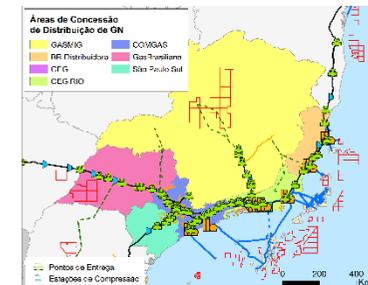
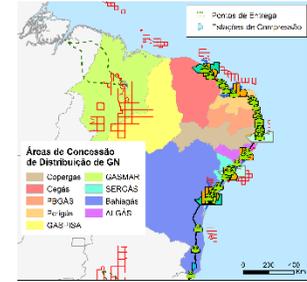
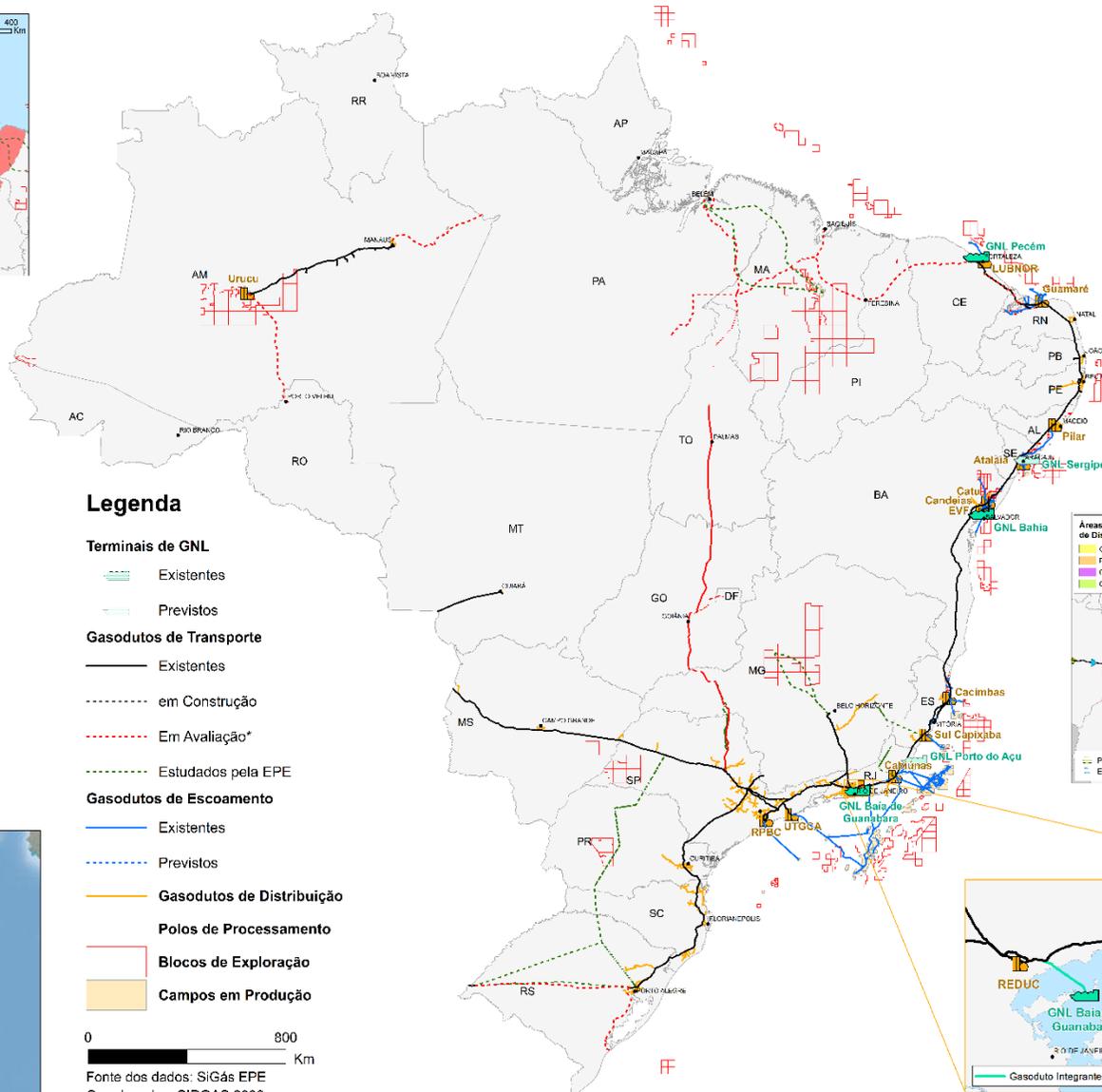
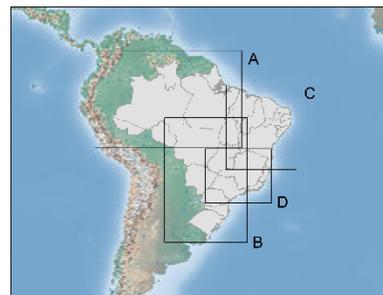
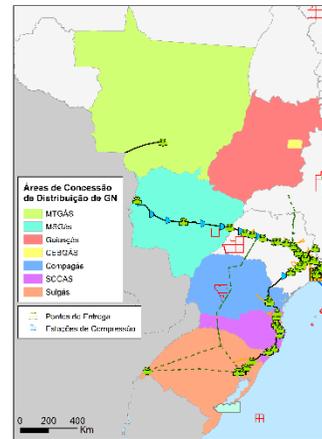
Nota: GUS = Gás de Uso do Sistema

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2019).

No final de 2018, a infraestrutura de gás natural brasileira contava com cerca de 4.200 km de gasodutos de escoamento, 14 Polos de Processamento, 3 Terminais de GNL (somando uma capacidade de 47 milhões de m³/d), 9.409 km de gasodutos de transporte e 179 Citygates em operação. A infraestrutura encontra-se concentrada no litoral do País, onde também ocorrem os maiores valores de consumo. Na Figura 5.3 apresenta-se a infraestrutura existente.



Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil



Legenda

Terminais de GNL

- Existentes
- Previstos

Gasodutos de Transporte

- Existentes
- em Construção
- Em Avaliação*
- Estudados pela EPE

Gasodutos de Escoamento

- Existentes
- Previstos

Gasodutos de Distribuição

- Existentes
- Previstos

Polos de Processamento

- Blocos de Exploração
- Campos em Produção

0 800 Km

Fonte dos dados: SiGás EPE
Coordenadas: SIRGAS 2000

* Gasodutos que haviam recebido Autorização de Construção ou se encontravam em processo de Licenciamento Ambiental na data da publicação da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009).

Data de Atualização: 08/04/2018

Ref. DPG/SGB/Gás - GFC - 08042018

Figura 5.3. Infraestrutura de gás natural no Brasil. Fonte: EPE (2019a).

5.1.1. Escoamento

Os gasodutos de escoamento da produção são aqueles destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento (UPGNs) ou unidades de liquefação. Os investimentos em gasodutos de escoamento para a produção de gás *offshore* são expressivos, tendo em vista que percorrem distâncias extensas sob grandes lâminas d'água, e podem vir a ser realizados pelos operadores e parceiros dos projetos de E&P propriamente ditos, ou por empresas independentes, que oferecem o serviço de escoamento.

Na região do pré-sal, existem duas rotas já em operação. A Rota 1, com capacidade de escoamento de 10 milhões de m³/dia até Caraguatatuba, em operação desde 2011. A Rota 2, em operação desde 2016, que permite escoar até 16 milhões de m³/dia até a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas. A Rota 3, com capacidade para 18 milhões de m³/dia, encontra-se em implantação e deve escoar o gás até Maricá, e de lá em terra até o Comperj.

Uma quarta rota está sendo estudada pelas empresas Cosan e Comgás no denominado Projeto Alpha (também conhecido no mercado como Rota 4), com início na Bacia de Santos e ponto final próximo ao Porto de Santos/SP, onde pode vir a ser instalada uma nova UPGN para processamento do gás natural. A informação que se tem atualmente é que as empresas buscam parceiros e que postergaram o projeto em função das expectativas de desenvolvimento da produção de descobertas do Pré-sal que poderiam viabilizar o negócio (descobertas não atendidas pelas Rotas 1, 2 e 3) e dos efeitos da crise econômica sobre o mercado de gás natural. Além disso, há estudos da Repsol e parceiros para a implantação de uma rota de escoamento que levará gás natural do campo de Pão de Açúcar, na Bacia de Campos, onde atua como operadora, até o Porto do Açu/RJ. As rotas de escoamento do gás do pré-sal existentes, em construção e em avaliação são apresentadas na Figura 5.4.

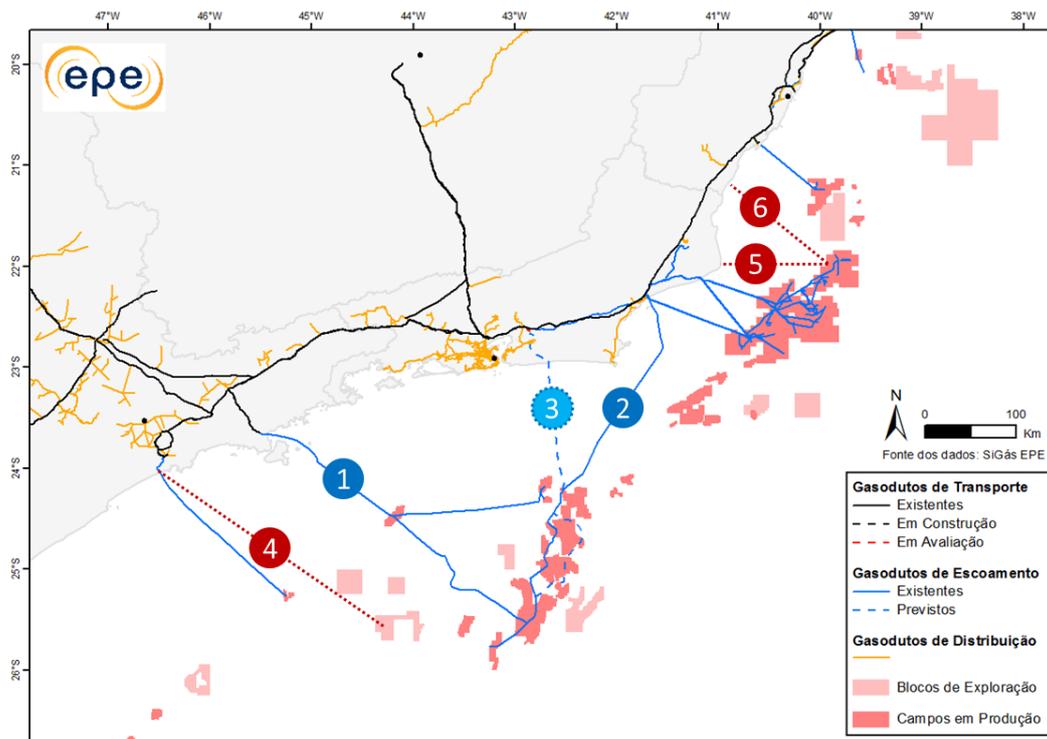


Figura 5.4. Rotas 1 e 2 (construídas), Rota 3 (em construção) e Rotas 4, 5 e 6 (em avaliação).
 Fonte: Elaboração Própria EPE.

5.1.2. Processamento

O Brasil possui 14 UPGNs com capacidade total de processar 95,65 MMm³/d (Tabela 5.3 e Figura 5.5), a Petrobras detém 99% desta capacidade de processamento. A Estação Vandemir Ferreira é a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo aos concessionários do Campo de Manati (BA) e possuindo capacidade de processar 6 MMm³/d de gás natural.

Tabela 5.3. Evolução da capacidade de processamento de gás natural, segundo polos produtores (2008-2017)

Polos produtores	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia) ¹									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total	62.036	66.896	76.396	90.396	90.396	90.396	96.390	95.350	95.650	95.650
Caraguatatuba	-	-	-	14.000	14.000	14.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Cacimbas	9.000	9.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000
Cabiúnas	12.380	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240	16.200	15.900	15.900
Urucu	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	12.200	12.200	12.200	12.200
Estação Vandemir Ferreira	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Guamaré	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700
Reduc	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	5.000	5.000
Atalaia	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Candeias	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
Sul Capixaba	-	-	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
RPBC	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Santiago ²	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	1.900	1.900	2.000	2.000
Pilar	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Lubnor	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP n° 17/2010.

¹Volume no estado gasoso. ²Inclui as UPGNs de Catu e Bahia até 2013. A partir de 2014 inclui somente Catu.

Fonte: ANP (2018c).

Tabela 5.4. Volumes de gás natural processado e produção de gás natural seco, GLP, C5+, etano e propano, segundo polos produtores (2017)

Polos produtores (Unidade da Federação)	Volume de gás natural processado e produção de gás natural seco, GLP, C ₅ ⁺ , etano e propano					
	Gás natural processado (mil m ³) ¹	Produtos obtidos				
		GLP (m ³) ²	C ₅ ⁺ (m ³) ²	Etano (mil m ³) ¹	Propano (m ³) ²	Gás seco (mil m ³) ¹
Total	24.392.156	3.284.694	1.574.167	391.810	600.076	22.342.245
Cabiúnas (RJ) ⁵	6.814.335	561.426	266.595	-	-	6.092.722
Caraguatatuba (SP) ¹²	5.296.191	403.615	417.385	-	-	5.043.214
Urucu (AM) ¹¹	4.247.362	766.610	143.099	-	210	3.955.358
Cacimbas (ES) ⁶	2.991.054	720.582	200.896	-	-	2.526.622
Estação Vandemir Ferreira ¹³	1.744.262	-	24.203	-	-	1.740.613
Candeias (BA) ⁴	659.493	70.835	31.230	-	-	559.726
Guamaré (RN) ⁷	573.749	119.847	33.485	-	46	535.363
Sul Capixaba (ES) ¹⁰	482.048	-	27.483	-	-	481.154
Alagoas (AL)	464.583	60.768	19.067	-	-	445.116
Reduc (RJ) ⁸	449.455	506.502	342.316	391.810	599.736	326.540
Atalaia (SE) ³	382.375	65.971	21.861	-	84	357.905
RPBC (SP) ⁹	287.248	8.538	46.548	-	-	277.912

Fonte: Petrobras

¹Volumes no estado gasoso. ²Volumes no estado líquido. ³Inclui os volumes processados nas UPGNs Atalaia e Carmópolis. O LGN produzido na UPGN de Carmópolis é fracionado em GLP e C₅⁺ na UPGN Atalaia. ⁴Inclui os volumes processados nas UPGNs Catu e Candeias. O LGN produzido nestas UPGNs é fracionado na Rlam e as parcelas de GLP e C₅⁺ estão contabilizadas na produção desta refinaria. ⁵Inclui os volumes processados nas UPGNs, URLs, URGN e UPGN Cabiúnas. O LGN produzido na URGN é fracionado nas UPGNs. O LGN produzido nas URLs é fracionado nas UFLs Reduc e as parcelas de GLP e C₅⁺, etano e propano estão contabilizadas na produção desta refinaria. ⁶Inclui os volumes processados nas UPGNs, UPGNs e UAPO Cacimbas. ⁷Inclui os volumes processados nas UPGNs Guamaré I, II e III. ⁸Inclui os volumes processados nas UPGNs Reduc I e II e as parcelas de GLP e C₅⁺ estão contabilizadas na produção da Reduc. ⁹O LGN produzido nesta UGN é misturado ao Condensado indo fazer parte de carga de destilação da RPBC. ¹⁰Inclui os volumes processados na Uapo Sul capixaba. ¹¹Inclui os volumes produzidos nas UPGNs Urucu I, II, III e IV. ¹²Inclui os volumes processados nas unidades Uapo I - UTGCA, Uapo II - UTGCA, Uapo/DPP - UTGCA e UPGN - UTGCA. ¹³O condensado produzido é misturado as correntes de petróleo

Fonte: ANP (2018c).

5.1.3. Terminais de GNL

A importação de GNL (Gás Natural Liquefeito) requer a existência de terminais regaseificadores, a fim de introduzir o gás natural, em seu estado gasoso, na malha de transporte. Dessa forma, o gás natural regaseificado é movimentado até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até aos pontos de entrega às distribuidoras estaduais.

Atualmente existem 3 (três) Terminais de GNL autorizados a operar no Brasil: Baía de Guanabara/RJ (Terminal BGB), Salvador/BA (TRBA) e Pecém/CE (Terminal de Pecém), todos de propriedade e operados pela Petrobras. A Figuras 5.6 e 5.7, a seguir, mostram a localização destas instalações em relação à rede de transporte existente.



Figura 5.6. Terminais de Pecém/CE e Salvador/BA

Fonte: ANP (2018c).



Figura 5.7. Terminal da Baía de Guanabara/RJ

Fonte: ANP (2018c).

A Tabela 5.5 apresenta a capacidade instalada de cada Terminal e os volumes médios diários movimentados entre 2009 e 2018, bem como a taxa de utilização dos mesmos:

Tabela 5.5. Volume Médio Diário Regaseificado – 2009-2018

Ano	Terminal de Pecém (7,00 MM m ³ /dia)		Terminal BGB (20,0 MM m ³ /dia)		TRBA (14,00 MM m ³ /dia) ¹	
	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m ³ /dia)	Tx. Não Utilização (%)
2009	868.018	87,60%	203.817	98,98%	-	-
2010	2.489.395	64,44%	5.150.105	74,25%	-	-
2011	1.128.283	83,88%	507.484	97,46%	-	-
2012	1.925.204	72,50%	6.565.771	67,17%	-	-
2013	3.599.266	48,58%	10.997.890	45,01%	-	-
2014	3.662.835	47,67%	10.621.951	46,89%	5.675.828	57,95%
2015	2.967.021	57,61%	5.181.716	74,09%	9.835.461	29,75%
2016	1.755.221	74,93%	636.868	96,82%	1.433.938	89,76%
2017	2.138.710	69,45%	-	100,00%	2.900.290	79,28%
2018	1.267.550	81,89%	1.055.706	94,72%	4.571.306	69,01% ²

Fonte: Elaboração própria ANP.

Notas: 1) e 2) O TRBA teve sua capacidade de regaseificação ampliada para 20,00 MMm³/dia por meio da Autorização ANP nº 607, de 20 de julho de 2018.

Como pode ser observado na tabela, a taxa de utilização média dos Terminais de GNL apenas superou 50% nos anos de 2013 e 2014, dois anos de intenso despacho térmico, sendo a média de utilização do período 2014-2018 igual a 36,4% para o conjunto destas instalações.

Chama a atenção o baixo volume movimentado por meio do Terminal da Baía de Guanabara a partir da entrada em operação do TRBA em 2014, sendo que entre maio de 2016 e junho de 2018, um período de 26 (vinte e seis) meses, não houve qualquer regaseificação nesta instalação⁷. Além disso, pela Figura 4 acima, o Terminal da Baía de Guanabara está localizado praticamente no centro de carga da rede de transporte interconectada, próximo dos maiores centros de consumo de gás natural do Brasil, Rio de Janeiro e São Paulo.

5.1.4. Gasodutos de Transporte

No segmento de transporte de gás natural no Brasil, a influência da Petrobras é exercida por meio de companhias por ela controladas, uma vez que esta, por força da legislação em vigor, não pode atuar diretamente em atividades de transporte. Para satisfazer as exigências legais, em especial o disposto no art. 65 da Lei do Petróleo, a empresa criou diversas subsidiárias, cada qual

⁷ Neste período, havia duas unidades flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) que se revezavam entre os três terminais brasileiros, devido à desconstrução de uma FSRU, conforme informado no PDE 2027 (EPE, 2018).

desempenhando um papel distinto no segmento, destacando-se: a Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia - TBG e a Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (em processo de desinvestimento).

Como resultado, dos cerca de 9.410 km de rede de transporte existentes, aproximadamente 69% da extensão são gasodutos operados pela Transpetro e o restante pelas demais transportadoras atuantes no setor⁸: TBG, Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB e GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – Gasocidente. Destas últimas, a única que não possui participação da Petrobras é a Gasocidente, conforme pode ser observado na Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Transportadoras de Gás Natural em Operação no Brasil

Transportadora	Participação Acionária
TAG	Petrobras (100%)
TBG	Petrobras Logística (51%), BBPP Holding (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (12%) e GTB-TBG Holdings (8%)
Nova Transportadora do Sudeste – NTS	Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (82,35%), Petrobras (10%) e Itaúsa (7,65%)
TSB	Gaspetro (25%), Ipiranga (25%), Tucunaré Empreendimentos e Participações (25%) e Total Gas and Power Brazil, (25%)
GasOcidente	Zetta Lightning S.A. (99%) ⁹ e J&S (1%)

Fonte: Elaboração Própria SiM/ANP.

A Figura 5.8 ilustra a infraestrutura de transporte gás natural no Brasil e a localização das redes de transporte operadas pelas transportadoras.

⁸ Os gasodutos de transporte da NTS são operados pela Transpetro, com a qual possui um Contrato de Operação e Manutenção, tal como ocorre no caso da TAG.

⁹ A Zetta Lightning S.A. é uma empresa subsidiária da J&S. As informações prestadas sobre a GasOcidente estão disponíveis em: <http://exame.abril.com.br/negocios/cade-aprova-negocio-entre-j-f-investimentos-e-grupo-aei/>. Acesso em: 12/06/2017.



Figura 5.8. Gasodutos de Transporte de Gás Natural

Fonte: ANP (2017a).

Além de possuir o controle acionário das transportadoras TBG e TAG e participação acionária indireta relevante na TSB por meio da Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, a Petrobras possui o direito de nomear 2 dos 10 membros do Conselho de Administração da NTS (sendo 7 indicados pela Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações e 1 pela Itaúsa), apesar de apenas possuir 10% de participação acionária. A despeito de possuir menos de 20% de participação acionária, é possível inferir que esta proporção de membros indicados pela Petrobras no Conselho de Administração da NTS é indicativo de uma relação de coligação com esta transportadora, tal como dispõe o § 4º do Art. 243 da Lei nº 6.404/76. Em suma, a Petrobras ainda detém relação de controle e coligação com a maioria das transportadoras de gás natural no Brasil, à exceção da GasOcidente.

No entanto, o exercício de poder de mercado no segmento de transporte não se resume ao controle acionário das transportadoras de gás natural. De acordo com as transportadoras TBG, TAG e NTS, as operadoras da rede de transporte interconectada, a totalidade da capacidade de transporte encontra-se integralmente contratada pela Petrobras.

Na prática, ao deter toda a capacidade contratada e o controle das instalações de processamento e dos Terminais de Regaseificação de GNL, além de ser um dos maiores consumidores próprios de gás natural em refinarias e unidades de fertilizante, a empresa atua maximizando seu resultado, por meio de otimizações do seu portfólio de gás natural que é movimentado pelos gasodutos de transporte de gás natural em que atua como carregadora, o que configura uma barreira adicional para o surgimento de novos entrantes no mercado de comercialização de gás natural. Tal fato é agravado pela empresa possuir, como dito acima, relação de controle e coligação com as mencionadas transportadoras de gás natural.

Acerca da influência do carregador Petrobras na conduta de transportadoras de gás natural sob o seu controle, segue a transcrição do trecho do Parecer Técnico SCG-PROGE¹⁰, de 13 de março de 2001, transcrito a seguir:

“Analisando o comportamento da TBG ao longo do tempo, no que se refere à aplicação do princípio de livre acesso, pode-se verificar que a empresa sempre se posicionou de forma a dificultar o acesso de terceiros às suas instalações de transporte, seja criando barreiras à entrada de novos agentes no suprimento de gás natural ao mercado brasileiro ou protelando negociações e decisões. Este comportamento tem como fim viabilizar a assinatura de novos contratos de venda de seu carregador principal com as distribuidoras estaduais que resultam na consolidação de uma posição preferencial por parte do carregador/controlador principal, uma vez que tais contratos têm uma duração média de 20 anos, conforme veremos a seguir.

Primeiro, quando se tratava da prestação de serviço de transporte não firme, negou a solicitação da ENERSIL com base no fato de que teria capacidade disponível, decorrente da renegociação de seus contratos, a ser ofertada até o ano de 2003, o que descaracterizaria um serviço interruptível. A resolução da ANP obrigou a TBG a oferecer o serviço não firme, independentemente da existência de capacidade disponível a uma tarifa que refletisse a qualidade do serviço a ser prestado.

Em seguida, a TBG viu-se frente ao pedido de serviço firme de curto prazo pela BG. Neste segundo momento, a TBG negou o pedido da BG passando a alegar que a renegociação dos contratos TCO e TCX não estariam concluídas e que, portanto, não havia capacidade disponível em seu sistema no momento.

As informações fornecidas pela TBG mostram-se, no mínimo, contraditórias e levam a crer que sua atitude não condiz com a de uma empresa transportadora de gás natural interessada em oferecer seus serviços a novos clientes e expandir seus negócios através da utilização eficiente de suas instalações.

Neste sentido, a SCG ressalta que o livre acesso ao GASBOL deve ser irrestrito e não discriminatório. A TBG deve agir como uma empresa transportadora sem deixar que os interesses cruzados advindos de seu acionista majoritário impeça a entrada de outros agentes no mercado através do acesso à infraestrutura de transporte.

Esta constatação evidencia que, para implementar de fato o princípio do livre acesso a gasodutos, de forma a viabilizar a introdução da competição na oferta do gás natural, é imprescindível que haja o estabelecimento de algum

¹⁰ Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2710>.

tipo de limitação da participação acionária de carregadores no capital votante de transportadores.” (grifos nossos)

Transcorridos mais de 17 anos desde os fatos que deram origem aos processos de resolução de conflito entre a TBG e a BG e entre a TBG e a Enersil, a ausência de uma vedação à participação acionária de carregadores no capital votante dos transportadores autorizados continua sendo um obstáculo para o desenvolvimento de um mercado de gás natural concorrencial, haja visto a falta de incentivos que os transportadores sob o controle da Petrobras possuem de ofertar capacidade de transporte para os demais agentes da indústria do gás natural interessados.

O exemplo mais recente da postura subserviente das transportadoras sob controle acionário da Petrobras pode ser visto na correspondência TAG/DCO 0042/2018, de 17 de maio de 2018, por meio da qual a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) encaminhou resposta à solicitação da ANP de revisão das informações acerca da disponibilidade de capacidade no sítio eletrônico da transportadora:

“Em atendimento ao Ofício ANP nº 0193/2018/SIM, de 12/04/2018, por meio do qual é solicitado à TAG o atendimento dos seus itens 6, 7 e 8, informamos primeiramente que o ‘Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade’ publicado no site da TAG foi fundamentado nas informações prestadas pelo Carregador Petrobras, que detém contratos que abrangem todos os pontos de recebimento e pontos de entrega, nas capacidades máximas instaladas, dos respectivos sistemas de transporte, caracterizando a inexistência de capacidade disponível nesses pontos de recebimento e de entrega.

Dessa forma, não há alteração a ser promovida nas informações publicadas no sítio eletrônico desta Transportadora.

No que tange à carta TAG/DCO 0047/2017, informamos que, por ter sido verificado constante movimentação de volumes de gás natural, acima da QDC do CST Malha NE, a TAG, em cumprimento ao disposto no § 1º do Art. 3º da RANP nº 11/2016, informou a essa Agência a possibilidade de movimentar em seus sistemas de transporte um volume superior à capacidade atualmente disponível de movimentação nos dutos e não nos pontos de recebimento e pontos de entrega, que conforme parágrafo anterior, têm suas capacidades 100% contratadas pela Petrobras. (...)

Sem a definição de pelo menos um perfil de referência para a utilização da capacidade atualmente contratada para os pontos de recebimento e de entrega, não é possível disponibilizar volume para contratação de serviço de transporte na modalidade firme” (grifos nossos)

Como pode ser visto, a TAG assume que detém capacidade de movimentação nos gasodutos de transporte operados por ela, contudo que tal capacidade não se encontra disponível em função dos contratos de transporte existentes, que possuem a integridade da capacidade dos pontos de recebimento e de entrega contratada por seu carregador controlador. A TAG informa, ainda, que depende de uma definição por parte da Petrobras para realizar uma reavaliação da capacidade

de transporte da sua rede de transporte, sem a qual não será capaz de ofertar serviços de transporte na modalidade firme. Ou seja, a TAG só se dispõe a oferecer serviços de transporte na modalidade firme mediante posicionamento favorável do seu carregador controlador, o que demonstra sua inteira dependência aos interesses da Petrobras. Tal fato é agravado pelo fato de TAG não possuir um quadro de funcionários próprios sendo, na prática, uma mera gestora de contratos sem qualquer autonomia decisória.

Tal postura não condiz com a de uma transportadora de gás natural interessada em oferecer seus serviços a novos clientes e expandir seus negócios através da utilização eficiente de suas instalações, tal como concluiu o Parecer Técnico SCG-PROGE anteriormente citado.

Quanto aos gasodutos de transporte internacionais, o país detém estrutura dutoviária para importar gás de origem Argentina, por meio do Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1), e Boliviana, através dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Bolívia-Brasil (GASBOL¹¹). Contudo, o GASBOL é responsável por quase todo o gás natural importado por dutos, sendo que a Petrobras figura como carregadora e comercializadora exclusiva do gás boliviano¹².

Com relação ao volume importado por meio dutoviário a Petrobras é praticamente o monopolista no segmento, como demonstra a Tabela 5.7.

Tabela 5.7. Volume Importado por Meio Dutoviário – 2010-2018

ANO	Petrobras	SULGÁS	ÂMBAR	MTGás	Total	% Petrobras
	Mil m ³ /dia					
2010	26.903	0	0	6	26.909	99,98%
2011	26.857	0	0	7	26.864	99,97%
2012	27.551	0	0	11	27.562	99,96%
2013	31.735	167	0	13	31.914	99,44%
2014	32.815	182	0	8	33.005	99,42%
2015	32.014	469	0	4	32.487	98,54%
2016	28.335	0	11	3	28.348	99,95%
2017	23.952	0	346	2	24.300	98,57%
2018	22.718	0	0	35	22.752	99,85%

Fonte: Elaboração Própria ANP.

Por ser a detentora exclusiva do contrato de fornecimento de gás natural, firmado em 16 de agosto de 1996 junto à Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, a única fornecedora de gás natural boliviano, o predomínio da Petrobras observado no segmento de importação de gás natural deverá perdurar até pelo menos o final do ano de 2019, quando se encerra o contrato de fornecimento correspondente ao volume de 30,08 MMm³/dia. Existe, contudo, uma previsão de prorrogação por prazo indeterminado do contrato de fornecimento para a recuperação das quantidades de gás natural pagas e não retiradas (cláusula de *Take-or-Pay*).

¹¹ O gasoduto é de propriedade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), sendo a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, a acionista majoritária.

¹² A Petrobras passou à condição de único carregador do GASBOL em 31 de agosto de 2010, quando foi encerrado o contrato de acesso da BG à 650 Mm³/dia de Capacidade de Transporte.

Soma-se aos fatores acima o panorama da produção de gás natural boliviano e sua capacidade efetiva de poder continuar a exportar para o Brasil os mesmos volumes observados no passado. A este respeito importa observar o trecho da seção “5 - Considerações Finais e Implicações Para o Brasil” do documento intitulado “Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia”¹³ (EPE, 2017):

“Em relação à garantia do abastecimento de gás natural por parte da Bolívia, os aspectos principais a serem considerados na renovação do contrato de fornecimento de gás natural, a partir de 2019, envolvem a avaliação do potencial das reservas bolivianas vis-à-vis a magnitude da demanda brasileira e argentina, bem como ao atendimento do mercado boliviano. O aspecto de cautela se refere, justamente, à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de treze anos, podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com a Argentina e com o Brasil. (...)”

Todavia, para que ocorra a contratação, em base firme, de volumes adicionais a 16 milhões de m³/dia de fornecimento para o Brasil (até o limite de 14 milhões de m³/dia adicionais), será preciso que a Bolívia incorpore novas descobertas às suas reservas provadas de gás natural em tempo hábil (até 2019-2020). Apesar das descobertas recentes em 2016 (blocos operados pela Repsol) e das perspectivas de novas descobertas em campanhas exploratórias (vide, por exemplo, anúncio de uma segunda fase do bloco operado pela Total), ainda há muitas incertezas em relação aos volumes a serem incorporados às reservas provadas de gás natural da Bolívia, conferindo lastro à renovação do contrato de fornecimento para o Brasil.

Nesse sentido, será um desafio significativo incorporar reservas provadas na Bolívia em tempo hábil para a renovação dos contratos de fornecimento para o Brasil de 30 milhões de m³/dia. Por isso, espera-se que os volumes adicionais aos 16 milhões de m³/dia sejam inferiores ao limite de 14 milhões de m³/dia.”

5.2. Desafios Regulatórios e Concorrenciais

A indústria de gás natural do Brasil está passando por uma inequívoca transformação, em linha com o que já ocorreu em diversos países do mundo. Trata-se de um processo que se iniciou com a abertura da indústria de petróleo e gás natural do país a partir da promulgação da Emenda Constitucional No 9/1995 e das aprovações das Leis 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e 11.909/2009 (Lei do Gás). Nesse contexto, a iniciativa Gás para Crescer, criada pelo Governo Federal em junho de 2016, realizou uma ampla discussão sobre o aperfeiçoamento de diversos aspectos do marco legal e regulatório da indústria de gás natural do Brasil, visando à aceleração de suas

¹³ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%BAstria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>. (Acessado em 19/09/2018).

transformações a fim de desenvolver um mercado mais aberto, diversificado, competitivo, eficiente e com maior liquidez (vide Figura 5.9).

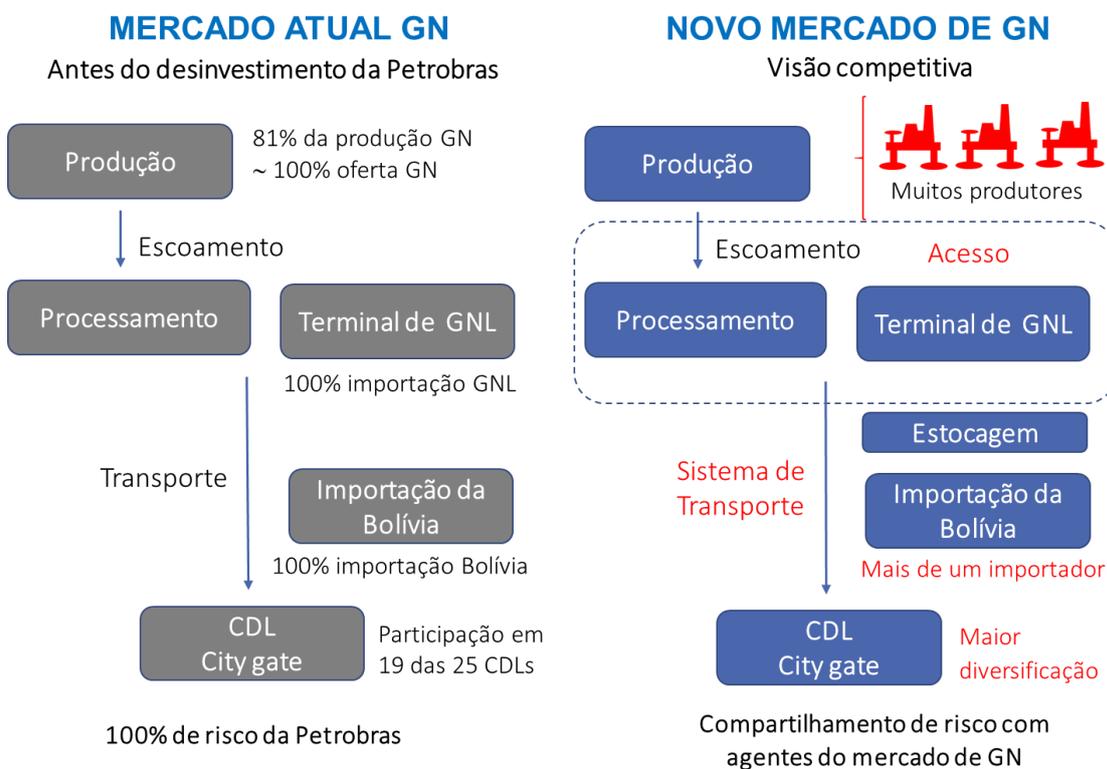


Figura 5.9. Visão das transformações da indústria de gás natural no Brasil no Gás para Crescer

Fonte: adaptado de ANP (2017b).

A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, têm artigos que exigem de obrigatoriedade o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, além de outras instalações que são necessárias para a monetização do gás natural no mercado nacional. Mais precisamente:

Lei nº 11.909/2009, Art. 45: Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros; (grifos nossos)

Assim como os gasodutos de escoamento da produção, as UPGNs representam uma barreira significativa à entrada no mercado e são consideradas infraestruturas essenciais, ou seja, às quais o acesso é imprescindível para que novos produtores possam vender suas parcelas de gás natural diretamente ao mercado, promovendo a necessária concorrência na oferta de gás natural. Por isso, as experiências internacionais descritas anteriormente mostram que o acesso a tal infraestrutura é regulado em alguns casos, como União Europeia e Noruega. Contudo, há previsão de prioridade de uso ou isenção da obrigatoriedade do acesso em situações de construção ou reforma de plantas, de modo a incentivar o investimento e proporcionar expansão de capacidade dessa infraestrutura.

Os incentivos ao investimento supracitados devem ser aplicados no país em vista da necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural. Tais incentivos

devem ser temporários para permitir condições de acesso e entrada de novos agentes no mercado após a amortização dos investimentos.

Cumpra destacar que a Resolução ANP nº 17/2010 está em revisão uma vez que, segundo seu Artigo 22, Parágrafo 2º, o serviço de processamento de gás natural somente pode ser contratado por um outro agente já autorizado, reduzindo o escopo de agentes capazes de solicitar o serviço de processamento de gás natural.

Em que pese a Lei nº 11.909/2009, em seu art. 45, não obrigar que os operadores dos Terminais de GNL permitam o acesso de terceiros às suas instalações, as mesmas representam uma importante via de entrada de novos fornecedores no mercado de gás natural no Brasil. Esta questão é ainda mais grave tendo em vista que a taxa de utilização média dos Terminais de GNL da Petrobras, conforme já mencionado, foi da ordem de 36,4% entre 2009 e 2018, sendo que o pico de utilização se deu no ano de 2014 (54,1%), enquanto que nos últimos 3 (três) anos o fator de utilização foi de 15,7%.

Com relação à solicitação de execução das atividades de importação, descarga e regaseificação de GNL por terceiro interessado, esta deve ser formalizada ao agente operador do Terminal de GNL por meio de instrumentos contratuais de uso do terminal, em atendimento ao disposto no Art. 7º da Resolução ANP nº 50, de 22 de setembro de 2011. Além da exigência de cláusulas mínimas nos instrumentos contratuais padronizados de uso do terminal de GNL (§ 2º, Art. 7º), a resolução citada ainda estabelece os critérios que devem ser seguidos para o estabelecimento das remunerações dos serviços a serem prestados (§§ 5º e 6º, Art. 7º), devendo a memória de cálculo da remuneração ser enviada à ANP pelo autorizatário (§ 4º, Art. 7º).

Mesmo diante de tamanha ociosidade nestas instalações a Petrobras encontra poucos incentivos a oferecer voluntariamente acesso às mesmas, sendo poucos os casos de conhecimento da ANP de agentes da indústria que realizaram tratativas comerciais para tentar obter acesso a estas instalações de regaseificação. No entanto, nenhuma das tratativas resultou na celebração de um acordo de uso do Terminal de GNL.

Diversos foram os motivos para que as tratativas citadas não resultassem em um acordo definitivo entre as partes, sendo que na mais recente tratativa analisada pela ANP, envolvendo Petrobras e a Total S.A., o instrumento contratual apresentado foi considerado não aderente à regulação específica, especialmente no que tange aos princípios da transparência e do acesso não discriminatório, como será descrito a seguir.

No caso, em março de 2017 foi remetido à ANP uma proposta de modelo de acesso ao terminal TRBA no âmbito da aliança estratégica firmada entre as partes em 21 de dezembro de 2016, a qual previa: a participação da Total na empresa Termobahia (companhia que deverá deter participação integral nas usinas termelétricas (UTES) de Rômulo Almeida e Celso Furtado; e o acesso ao Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA) e à malha de transporte de gás natural, de forma a permitir que a Total fosse a supridora de gás natural das UTES de propriedade da Termobahia, a partir de sua carteira de gás natural liquefeito (GNL).

O modelo de acesso proposto pela Petrobras possuía as seguintes operações conexas e interdependentes:

- a) Comercialização de GNL: compra pela Petrobras de GNL entregue pela Total no Brasil; e

- b) Comercialização de gás natural: venda de gás natural pela Petrobras para Total na saída do TRBA.

Para materializar estas operações conexas e interdependentes, a Petrobras encaminhou uma minuta do instrumento contratual denominado “Operador Comercial de GNL”.

Em suas comunicações com a Agência a Petrobras alegou que *“em função da complexidade de se estruturar o compartilhamento entre diferentes agentes da capacidade de regaseificação em um FSRU, em especial com um ambiente regulatório em evolução, as partes acordaram que a Petrobras não poderá celebrar outros contratos de capacidade de uso do Terminal com terceiros até 31 de dezembro de 2021”*, podendo tal prazo ser estendido.

Adicionalmente, a Petrobras apresentou as suas justificativas para eleição do modelo acima descrito, com destaque para os aspectos fiscais da compra e venda de gás natural e das restrições alfandegárias no Brasil, argumentando acerca da existência de obstáculos que tornariam a adoção de outro modelo inviável até a sua resolução pelos órgãos competentes.

Dentre as considerações da área técnica da Agência após a análise da documentação destacam-se as seguintes:

- a) As atividades de importação, recebimento, descarga e regaseificação de GNL, e comercialização de gás natural, encontram-se disciplinados pela Portaria MME nº 232/2012, Resolução ANP nº 50/2011 e Resolução ANP nº 52/2011. Entretanto, dado que é a Petrobras quem realizaria a atividade de importação do GNL suprido pela Total na entrada do TRBA para posterior venda condicionada à existência de saldo positivo de gás natural em nome da compradora de gás natural, não há que se falar de acesso de terceiros ao Terminal de Regaseificação da Bahia, uma vez que o uso desta instalação se daria exclusivamente pela Petrobras, a proprietária da mesma; e
- b) A forma de remuneração do uso de um terminal de GNL descrita no documento estava em desacordo com o disposto no § 6º do Art. 7º da Resolução ANP nº 50/2011. A falta de identificação das parcelas referentes aos serviços prestados pelo TRBA na forma prevista na regulamentação constitui, assim, mais um elemento que evidenciava que o modelo de negócio proposto não contemplava explicitamente o acesso de terceiro ao terminal de GNL de propriedade da Petrobras, em desacordo as justificativas apresentadas pela empresa na apresentação de seu modelo.

Portanto, do ponto de vista regulatório, a equipe técnica da ANP entendeu não ser justificável conceder qualquer exclusividade à Total relacionada ao uso do TRBA ou estabelecer qualquer compromisso entre a Petrobras e a Total de não serem celebrados acordos de uso de terminal com terceiros, tendo em vista que a minuta apresentada não se configura como um acordo de uso de terminal tampouco estabelece um vínculo jurídico de uso de terminal pela Total.

Por fim, a conclusão da ANP foi de que a operação preservava a exclusividade da Petrobras na importação de GNL por meio de terminais de GNL de sua propriedade, bem como visava preservar a participação de mercado da companhia na atividade de comercialização do gás natural, mantendo assim inalterado o nível de concentração de mercado no qual a Petrobras já detém posição dominante.

Como pode ser observado no caso da proposta da Petrobras de acordo com a Total, a detentora dos Terminais de GNL alega existirem diversos obstáculos de ordem técnica, tributária e alfandegária para não ofertar capacidade nas suas instalações nas condições estabelecidas pela regulamentação específica que trata dos acordos de uso de terminal (Resolução ANP nº 50/2011).

Conforme abordado anteriormente, um dos maiores empecilhos de ordem técnica apontados pela Petrobras reside na ausência de armazenagem nos Terminais de GNL o que, segundo a empresa, impediria o acesso de múltiplos agentes a estas instalações, mesmo naquelas instalações com nível elevados de ociosidade, como o Terminal BGB, que durante um período de mais de dois anos não recebeu qualquer carga de GNL.

Outra alegação frequente é que estas instalações devem estar integralmente disponíveis para um eventual despacho térmico pelo Operador Nacional do Sistema Interligado - ONS. Contudo, uma vez que existe uma certa previsibilidade acerca dos períodos em que ocorrem as maiores probabilidades para a ocorrência destes despachos térmicos, haveria espaço para se negociar contratos interruptíveis que levassem em consideração tal risco.

No que concerne aos gasodutos de transporte em geral, observa-se que o maior obstáculo existente no segmento de transporte de gás natural permanece sendo a ausência de independência das transportadoras em relação aos demais elos concorrenciais da cadeia de valor do gás natural. A este respeito, a SIM/ANP emitiu a Nota Técnica nº 04/2018-SIM, cujo objeto é a desverticalização nos segmentos monopolísticos da cadeia de valor do gás natural (transporte e distribuição).

Dentre os problemas identificados no que tange à importação de gás natural via gasodutos de transporte, pode-se destacar a incerteza acerca da capacidade da YPFB de atender a outros agentes interessados em importar o gás natural de origem boliviana, tendo em vista que além de ter que cumprir com a obrigação contratual de entregar as quantidades pagas e não recuperadas para a Petrobras, a YPFB tem que atender à crescente demanda doméstica, em um momento em que se encontra em curso o processo de elaboração do edital de Chamada Pública de Alocação de Capacidade da TBG para os anos de 2020 a 2024. Tal indefinição acerca do volume a ser recontratado proveniente da Bolívia é um fator que dificulta a contratação privada e, portanto, o surgimento de novos agentes ofertantes no Brasil.

5.3. Alternativas de Solução

Tendo em vista os desafios mencionados anteriormente e o modelo de novo mercado de gás que se quer desenvolver no Brasil, recomendam-se:

- Adoção da doutrina das infraestruturas essenciais para os Terminais de GNL quando houver capacidade ociosa e ocorrerem negativas de acesso imotivadas ou que comprovadamente visem preservar a posição dominante do explorador da facilidade. Alternativamente, tal como ocorre na União Europeia (EU), estabelecer as condições

regulatórias de exceção ao acesso de terceiros, ao invés do acesso não obrigatório vigente atualmente¹⁴.

- Aplicação, em novos investimentos, da separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*) entre os transportadores e agentes que atuam em atividades potencialmente concorrenciais da indústria do gás natural: os transportadores devem ser empresas completamente separadas e independentes de empresas verticalmente integradas na indústria do gás natural.
- Aplicação da certificação de independência OU (*ownership unbundling*), ISO e ITO aos transportadores existentes que sejam vinculados a uma empresa verticalmente integrada, nos moldes da experiência europeia: os transportadores que forem vinculados a empresa verticalmente integrada podem escolher entre os modelos de independência OU, ISO e ITO, a serem regulamentados pela ANP. Um transportador que já esteja completamente separado de uma empresa verticalmente integrada não pode escolher os modelos ISO ou ITO, buscando convergência de longo prazo para a separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*).
- Aplicação de instrumentos de promoção da competição que restrinjam o estabelecimento de posição dominante em gasodutos específicos (por exemplo, não deveria ser permitida a contratação de capacidade no GASBOL por uma única empresa, implicando que o contrato de fornecimento também não o seja).
- Aplicação de programas de venda obrigatória de gás natural ou “liberação de gás” (“*Gas Release*”)¹⁵ podem ser desenhados para superarem o problema da ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte, especialmente nas etapas iniciais de abertura do mercado e, portanto, podem desempenhar o papel de dinamizador do processo de introdução da concorrência na indústria do gás natural.
- Aplicação de instrumentos de oferta do excesso de capacidade contratada pelo incumbente por meio de “*Capacity Surrender*”: o carregador disponibiliza a capacidade contratada nos pontos de entrada e saída do sistema ao transportador (embora a responsabilidade pelo pagamento do *ship-or-pay* permaneça com o carregador), que oferece esta capacidade de forma isonômica aos agentes, e caso ocorra contratação, a capacidade é automaticamente cedida do carregador original ao novo carregador.

6. Downstream

A reestruturação não será bem-sucedida se não for completa e alcançar todos os segmentos da indústria do gás natural. Até aqui foram elencados os pontos que asseguram que os produtores de gás natural tenham condições de acessar as infraestruturas essenciais de escoamento, tratamento e terminais de regaseificação de GNL, além de ter condições de reservar capacidade nos gasodutos de transporte de forma transparente, isonômica e com regulação da ANP. Ou seja,

¹⁴ A União Europeia (EU), conforme discutido, considera os terminais de regaseificação de gás natural como instalações reguladas, por serem instalações acessórias a malha de transporte de gás natural.

¹⁵ Para maiores informações sobre *Gas Release*, ver Nota Técnica n° 14/2018-SIM.

cria-se um arcabouço regulatório que garanta a produtores e comercializadores a possibilidade monetizar o gás que detém, comercializando com o consumidor final.

No entanto, as medidas somente terão efetividade se houver o desenvolvimento da demanda e criação de um mercado líquido e concorrencial. A decisão de investir, sobretudo da indústria, levará em consideração a regulação aplicável às distribuidoras de gás natural. As distribuidoras devem ser incentivadas a adquirir o gás natural de forma transparente, pelo menor preço possível e ter capacidade de investir em ampliação do serviço de distribuição. A regulação deve possibilitar retorno adequado sobre os investimentos prudentes e, ao mesmo tempo, deve estimular a eficiência operacional. Liberdade deve ser dada aos grandes consumidores para adquirir a molécula de gás natural de comercializadores e produtores, permanecendo a obrigação de remunerar a distribuidora pelo serviço que presta.

Não se questiona no presente relatório o poder concedente e regulador conferido aos estados ou a legitimidade dos contratos de concessão vigentes. Toda a reestruturação deve ser feita com estrita observância do princípio da segurança jurídica e respeito aos contratos firmados. Há pleno entendimento que a clareza do arcabouço regulatório aplicável à indústria é condição imprescindível para a atração de investimentos em infraestrutura, caracterizados por longo período para recuperação.

Por outro lado, pela própria natureza do negócio e duração dos contratos de distribuição de gás natural, alguns com vigência de cinquenta anos, é natural que haja necessidade de atualização de parâmetros em razão da evolução da conjuntura econômica e tecnológica aplicada à indústria do gás natural. Tais alterações devem ser bilateralmente negociadas e não se podem impor unilateralmente alterações nas cláusulas econômicas dos contratos. Dito isso, deve-se incentivar os estados a buscarem as práticas regulatórias que propiciem melhores resultados em termos de eficiência operacional, racionalidade na tomada de decisões, menor assimetria de informação entre regulador e regulado e que resultem em desenvolvimento do mercado.

Cada estado, nas oportunidades de regulação dos contratos existentes, eventual renegociação de contratos, renovação das concessões, privatização das companhias estaduais, dentre outras, terá a oportunidade de adotar um arcabouço regulatório que tornará o estado mais competitivo e, conseqüentemente, atrairá maiores investimentos. Não se deve aqui minimizar o fato de que as indústrias procurarão sempre se instalar em estados que oferecem um arcabouço regulatório seguro, com margens de distribuição definidas a partir de sólida regulação econômica por incentivos. A inércia no aprimoramento da regulação pode impedir o desenvolvimento do mercado de gás natural em algumas regiões do país, dado que seu consumo se torna economicamente inviável.

O relatório busca trazer um panorama da estrutura atual do segmento de distribuição de gás natural, bem como apontar os elementos fundamentais a serem alterados para que se torne mais eficiente e permita que os consumidores sejam beneficiados pela abertura do mercado de gás natural no país.

6.1. Diagnóstico

O mapa da Figura 6.1 apresenta as 27 distribuidoras de gás natural do Brasil. Em nove estados, embora exista uma empresa de distribuição de gás natural, não há efetivo serviço de gás canalizado.

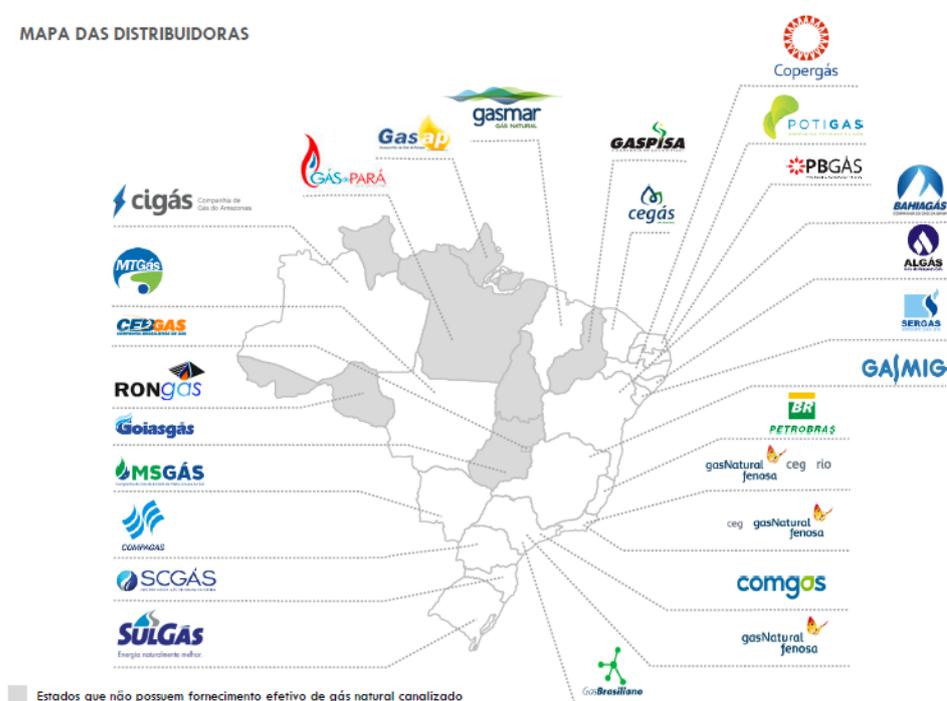


Figura 6.1. Mapa das distribuidoras.

Fonte: FGV (2019a).

A Tabela 6.1 apresenta a participação societária das distribuidoras estaduais. Somente as distribuidoras atuando nos estados do Rio de Janeiro (CEG e CEG Rio) e parte das distribuidoras atuantes no estado de São Paulo (COMGÁS e Gás Natural Fenosa) são empresas privadas. Nas demais, predominam sociedades de economia mista controladas pelos Governos Estaduais, seja diretamente ou por meio da empresa de energia do estado. Embora na maior parte dos casos o estado tenha participação de somente 17% no capital social total das distribuidoras, têm a maioria das ações ordinárias e, portanto, o controle da empresa.

Tabela 6.1. Composição acionária das distribuidoras de gás

Distribuidora	Estado	Acionistas	Participação (%)
Algás	AL	Governo do Estado de Alagoas	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Bahia gás	BA	Governo do Estado da Bahia	17,00
		Gaspetro	41,50
		Bahia Participações (Grupo Mitsui)	41,50
BR	ES	BR Distribuidora (Petrobras)	100,00
CEBGás	DF	Companhia Energética de Brasília (CEB)	17,00

Distribuidora	Estado	Acionistas	Participação (%)
		Consórcio BrasíliaGás (CS Participações 90%, Shell 10%)	51,00
		Gaspetro	32,00
CEG	RJ	Grupo Gas Natural	54,16
		BNDES Participações	34,56
		Fundo em Investimento em ações Dinâmica Energia	8,84
		Pluspetrol Energy S.A.	2,26
		Demais acionistas	0,18
CEG IRO	RJ	Grupo Gas Natural	59,60
		Gaspetro	37,40
		Pluspetrol Energy S.A.	3,00
Cegás	CE	Governo do Estado do Ceará	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Cigás	AM	Governo do Estado do Amazonas	17,00
		CS Participações	83,00
COMGÁS	SP	Cosan	61,33
		Integral Investimentos (100% Shell Gas BV)	11,46
		Shell Brasil Holdings BV	6,13
		Outros (free float)	21,08
Compagás	PR	Copel (Governo do Estado do Paraná)	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Copergás	PE	Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
		Governo do Estado de Pernambuco	17,00
Gás Brasileiro	SP	Gaspetro	100,00
Gás do Pará	PA	Governo do Estado do Pará	51,00
		Termogás S.A. (100% CS Participações)	49,00
Gás Natural Fenosa SPS	SP	Grupo Gás Natural	100,00
Gasap	AP	Governo do Estado do Amapá	25,50
		Gaspetro	37,25
		Termogás S.A. (100% CS Participações)	37,25
Gasmar	MA	Governo do Estado do Maranhão	25,50
		Termogás S.A. (100% CS Participações)	51,00
		Gaspetro	32,50
Gasmig	MG	Cemig (Governo do Estado de Minas)	99,60
		Município de Belo Horizonte	0,40
Gaspisa	PI	Governo do Estado do Piauí	25,50

Distribuidora	Estado	Acionistas	Participação (%)
		Termogás S.A. (100% CS Participações)	37,25
		Gaspetro	37,25
GoiasGás	GO	Governo do Estado de Goiás	17,00
		Consortio Gasgoiano (CS Participações, Shell)	42,20
		Gaspetro	30,50
		Outros (free float)	10,30
MSGás	MS	Governo do Estado do Mato Grosso do Sul	51,00
		Gaspetro	49,00
MTGás	MT	Governo do Estado do Mato Grosso	100,00
Potigás	RN	Governo do Estado do Rio Grande do Norte	100,00
PBGás	PB	Governo do Estado do Rio Grande da Paraíba	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Rongás	RO	Governo do Estado de Rondônia	17,00
		Gaspetro	41,50
		Outros	41,50
SCGás	SC	Celesc (Governo do Estado de Santa Catarina)	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Sergás	SE	Governo do Estado de Sergipe	17,00
		Gaspetro	41,50
		Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,50
Sulgás	RS	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	51,00
		Gaspetro	49,00

Fonte: CNI (2018b).

Entre os grupos econômicos com participação nas distribuidoras estaduais, destacam-se a Petrobras (proprietária da BR Distribuidora, no Espírito Santo, e da Gás Brasileiro, em São Paulo, além de deter participação societária em outras 19 empresas estaduais, por meio da Gaspetro), o grupo Mitsui (participação em 9 distribuidoras diretamente, além de deter 49% do capital da Gaspetro), o Grupo CS Participações (participação em 7 distribuidoras), a Cosan (majoritária na maior distribuidora de gás do Brasil) e Grupo Gas Natural (majoritário na CEG, CEG Rio e proprietário da Gás Natural Fenosa).

Os Governos Estaduais são o Poder Concedente e, portanto, tem a prerrogativa de definir os contratos de concessão, inclusive suas cláusulas econômicas. A Tabela 6.2 ilustra os diferentes regimes regulatórios do país. Somente nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, os contratos de concessão preveem a regulação das margens de distribuição utilizando a

regulação por incentivos¹⁶. Em todos os demais contratos de concessão, a regulação é feita a partir da metodologia de custo do serviço prestado, com particularidades que serão a seguir exploradas.

Tabela 6.2. Contratos de Concessão Estaduais

Estados	AL, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SE	RJ	ES, MG, SC, SP
Periodicidade das revisões tarifárias e metodologia adotada	Anual	Quinquenal	Quinquenal
Metodologia de Regulação	Custo do Serviço	Regulação por Incentivos	Regulação por Incentivos
Assinatura do contrato de concessão	1992 a 2003	1997	1993 a 1999
Vigência	30 a 50 anos	30 anos	30 a 50 anos
Metodologia Taxa de Remuneração	Taxa definida em contrato	CAPM	WACC
Taxa de Remuneração	20%	9,76%	9,17%
Metodologia de Remuneração de Custos	Taxa definida em contrato	Não há remuneração de custos	Não há remuneração de custos
Taxa de Remuneração dos Custos	20%	NA	NA
Base de Cálculo para abertura das tarifas (% do mercado faturado)	80%	100%	100%

Fonte: FGV (2019a).

Nos contratos de concessão que preveem a regulação pelo custo do serviço, além da remuneração sobre a base de ativos, também é comum que a taxa de remuneração incida sobre os custos operacionais incorridos pelas distribuidoras estaduais. A maior parte dos contratos de concessão definem a taxa de remuneração a ser utilizada nos processos de revisão tarifária, que variam entre 15% a.a. a 20% a.a., sem considerar o risco associado à atividade de distribuição de gás ou o custo de oportunidade do capital no momento de cada revisão tarifária. Não consideram, portanto, que as condições para a prestação do serviço se alteraram significativamente desde a assinatura dos contratos de concessão, na década de 1990.

Outra característica comum nesses contratos de concessão é a definição da taxa de depreciação a ser utilizada no cálculo tarifário, dissociada da vida útil dos ativos (com valores de até 10%). No cálculo da receita requerida, também é comum que haja uma divisão por 0,8, o que majora em 25% a receita calculada. Na maior parte dos contratos as revisões tarifárias são anuais. Por fim, não há segregação entre a atividade de comercialização de gás natural e o serviço de distribuição e nem harmonização da regulação dos consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Feita a contextualização, passamos às medidas fundamentais que, se adotadas, trarão desenvolvimento da distribuição do gás de forma sustentável, com equilíbrio entre distribuidores e consumidores e atração de investimentos para os estados.

¹⁶ Espírito Santo e Santa Catarina vêm propondo regulação por incentivos, mas os contratos de concessão preveem a regulação pelo custo do serviço

6.1.1. Monopsônio no Upstream e monopólio com transações entre partes relacionadas no Downstream

Como mencionado anteriormente Petrobras exerce um monopsônio em relação aos produtores de gás natural, sendo a única compradora do gás natural produzido internamente, dada a falta de obrigatoriedade de acesso às infraestruturas essenciais; e também é monopolista em relação ao mercado atacadista, sendo a única vendedora de gás natural para as distribuidoras e consumidores finais pela mesma razão. Vale destacar que esta venda às distribuidoras se dá na esfera de competência da União.

Além disso, a Petrobras possui participações na grande maioria das companhias distribuidoras estaduais, exercendo controle também nas decisões de aquisição de gás, uma vez que tem poder de nomear, a partir de acordo de acionistas, os diretores comerciais das distribuidoras nas quais possui participação acionária. Assim, é a única vendedora de gás natural ao mercado e também a compradora em muitas distribuidoras estaduais de gás canalizado.

Apenas 5 (cinco) empresas atualmente têm poder de influenciar decisões sobre a aquisição de gás natural no atacado no Brasil: (i) a Petrobras, por meio das participações da Gaspetro e da BR Distribuidora, com direito a indicar os diretores comerciais em 20 (vinte) distribuidoras; (ii) a Cosan, como acionista da Comgás¹⁷; (iii) a Gas Natural Fenosa (atualmente denominada Naturgy), como acionista da CEG, CEG Rio e da São Paulo Sul; (iv) a Cemig, como controladora da Gasmig; e (v) Furnas, como único consumidor livre¹⁸ com um contrato em vigor no sistema integrado brasileiro. Apesar do grande número de distribuidoras estaduais, há um oligopsônio na compra de gás natural no atacado, ou seja, um grande poder de decisão sobre a aquisição do gás está concentrado em poucos agentes.

Desta forma, o acesso isoladamente pode não resolver o problema estrutural do monopólio na comercialização de gás natural, já que grande parte do mercado atacadista continuaria a ter suas decisões de aquisição de gás natural controladas pelo atual incumbente e, possivelmente, por novos ofertantes com participação acionária em distribuidoras, que poderiam priorizar a compra do seu gás em detrimento de outros fornecedores. A possibilidade de transações comerciais não públicas entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo deve ser impedida a fim de coibir comportamentos oportunistas, proteger o mercado cativo e promover a entrada de novos agentes em igualdade de condições.

O *self-dealing* já é vedado no setor elétrico desde 1995¹⁹, assim, as distribuidoras de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração e transmissão, bem como geradoras que atuam no Sistema Integrado Nacional não podem ser coligadas ou controladoras de

¹⁷ Foi publicado Fato Relevante pela Comgás em 12/12/2017 confirmando o exercício de opção de venda de ações pela Shell para a Cosan, bem como a rescisão do Acordo de Acionistas.

¹⁸ Consumidor Livre se encontra definido na Lei nº 11.909/2009, Art. 2º, XXXI como: “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”.

¹⁹ §§ 5º e 6º do Artigo 4º da Lei n 9.074, de 07/07/1995.

distribuidoras; do ponto de vista regulatório, tanto o setor elétrico como o de gás natural são indústrias de rede, logo são análogos. Transações entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo podem gerar problemas de concorrências, ainda mais não sendo públicas, e assim a ANP se manifestou tanto nas discussões no âmbito do Programa Gás para Crescer como na Nota Técnica nº 004/2018-SIM; há um claro conflito de interesses nessa dualidade de papéis exercidos pela Petrobras.

Portanto, resolver o problema do *self-dealing* pode ser considerado uma pré-condição, juntamente com o acesso obrigatório, para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil. Deste modo, para coibir e/ou limitar práticas de *self-dealing* pressupõe-se uma mudança estrutural na indústria, que seria alcançada idealmente por meio da desverticalização completa da distribuição, na qual ao produtor não seria permitida a participação acionária nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, viabilizando também maior diversidade de agentes independentes no mercado.

Entretanto, a experiência internacional, sobretudo a europeia, demonstra que a desverticalização funcional, embora represente um custo adicional de fiscalização ao regulador, pode proporcionar algum grau de competição na comercialização com a atual estrutura acionária do mercado brasileiro de distribuição. Em termos gerais, na desverticalização funcional, um conjunto de medidas deve assegurar a independência das áreas comerciais e de operação das distribuidoras de gás canalizado. De acordo com a Diretiva Europeia 2009/73/EC, estas medidas podem ser resumidas em três grupos: separação administrativa, poder de decisão efetivo e um programa de conformidade.

Alternativamente à desverticalização total ou funcional, a publicidade integral dos contratos de venda de gás natural para as distribuidoras foi proposta pela Petrobras e pelo IBP no âmbito do Subcomitê 04 do Programa Gás para Crescer, no qual foram discutidas as questões relativas à comercialização de gás natural. Esta alternativa consta no Relatório Final do referido Subcomitê, mas foi retirada do projeto de lei em trâmite no Congresso Nacional. Seu mérito seria auxiliar na redução da assimetria de informação do mercado, facilitar a formação de preços e dar transparência às transações comerciais na esfera de competência da União para atendimento ao mercado cativo, uma vez que este não possui alternativas de suprimento.

Do ponto de vista regulatório, a publicidade integral dos contratos pouco adequada para resolver o problema do *self-dealing*, uma vez que a atuação do regulador se daria *ex-post*, ou seja, após o dano já causado, enquanto na desverticalização total ou funcional, a atuação seria *ex-ante*, eliminando-se os incentivos para a prática de preços acima do mercado. A publicidade integral dos contratos de comercialização de gás natural é importante também para auxiliar na formação de preços para a transição de um mercado monopolizado para um mercado com maior diversidade de agentes vendedores, mas não deve ser buscada como alternativa à desverticalização.

6.2. Problema Regulatório e Concorrencial

Observa-se que os desafios regulatórios referentes ao segmento *downstream* estão principalmente relacionados a questões de governança que derivam da participação acionária de agentes da cadeia do gás natural nas CDLs, além da necessidade de haver agências reguladoras estaduais autônomas que possam vir a estabelecer instrumentos infralegais pautados nas melhores práticas regulatórias internacionais.

6.2.1. Desverticalização (*unbundling*)

A reestruturação dos setores de energia ao redor do mundo, iniciada na década de 1990, teve um princípio basilar: inserir competição onde possível como forma de reduzir as ineficiências decorrentes da regulação e da gestão dos prestadores de serviços públicos. As indústrias de gás e eletricidade, até então verticalizadas, foram então reestruturadas, exigindo-se a separação das atividades potencialmente competitivas (produção e comercialização) dos monopólios naturais (transporte e distribuição).

A competição por meio dos mercados seria o *driver* fundamental para a definição dos preços nos segmentos potencialmente competitivos de gás natural. Desde que houvesse uma quantidade suficiente de agentes competindo, a pressão dos mercados seria suficiente para induzir a eficiência e fazer com que os ganhos de produtividade se refletissem em preços menores aos consumidores. Para que comercializadores e produtores pudessem competir em condições isonômicas, os monopólios naturais de transporte e distribuição teriam de ser regulados pelo estado.

A desverticalização ideal seria a estrutural, por meio da qual um mesmo grupo econômico deixa de atuar simultaneamente nos segmentos regulados e competitivos. Alternativamente, também foi permitida a segregação funcional, com um mesmo grupo econômico atuando nos diferentes segmentos da indústria, mas por meio de empresas diferentes. A simples separação contábil das atividades dentro de uma mesma empresa mostrou-se absolutamente insuficiente para trazer os benefícios esperados das reestruturações dos setores de energia, exigindo-se atuação próxima e, portanto, custosa do regulador para coibir abusos.

A desverticalização tem por objetivo enfrentar uma série de questões que dificilmente são eficientemente enfrentadas pelos reguladores em razão da assimetria de informação existente entre regulador e regulado. A seguir são mencionadas as principais vantagens da desverticalização:

- **Promove a precificação adequada das tarifas** – se um mesmo grupo econômico atua nos segmentos competitivos e regulados, pode haver alocação de custos da atividade competitiva na atividade regulada, com objetivo de repassar tais custos para as tarifas da atividade regulada (o incentivo econômico é potencializado se o monopólio natural é regulado com base no custo do serviço). As consequências seriam tarifas infladas nos monopólios naturais e competição em condições não isonômicas nos segmentos concorrenciais, dado que outros agentes podem não ter a mesma oportunidade de realocação de custos.

▪ **Reduz barreira à entrada e o facilita o acesso de terceiros aos gasodutos** – sem a segregação, a empresa verticalizada tende a negar, ou ao menos dificultar, o acesso às suas redes de transporte e distribuição, se a barreira criada for positiva para o resultado econômico da empresa verticalizada. Com a segregação, o agente de transporte e distribuição passa a ter interesse econômico na disponibilização de suas infraestruturas, dado que amplia suas receitas e diversifica seus clientes. A decisão passa a ser tomada no melhor interesse da empresa atuante no segmento monopolístico, e não no resultado do grupo econômico verticalizado. A consequência é a redução das barreiras à entrada de novos competidores no mercado, bem como o livre acesso às redes de transporte e distribuição (monopólios naturais).

▪ **Impede o *self-dealing*** – A empresa pode ser incentivada a fechar contratos com o mesmo grupo econômico, dado que tem a oportunidade de repassar tais custos para as tarifas reguladas. A desverticalização alinha os vetores de incentivo, passando a distribuidora a ser incentivada a adquirir gás natural pelo menor preço disponível no mercado, dado que dessa forma estimula a ampliação da demanda e cria oportunidades de investimentos em expansão de sua rede de gasodutos.

6.2.2. Privatização

Diferente da seção anterior, que trata de uma decisão a ser tomada pela Petrobras, dessa seção até o fim da discussão do segmento de distribuição (*downstream*), as discussões e decisões devem ser feitas pelos Governos Estaduais, respeitando sua autonomia decisória. O objetivo, portanto, é tão somente trazer os elementos fundamentais a serem incentivados para o desenvolvimento sustentável do negócio de distribuição, com segurança para os distribuidores e benefícios para os consumidores de gás natural, com consequente desenvolvimento do mercado de gás natural nos estados.

As privatizações sempre fizeram parte dos processos de reestruturação dos setores de energia, incluindo o gás natural. Vale lembrar que a reestruturação dos setores de energia teve como um de seus motivadores a necessidade de ter melhores vetores de incentivo à eficiência operacional, além do esgotamento do modelo de financiamento da expansão dos setores de infraestrutura por meio do estado e de suas empresas estatais. A privatização das empresas de infraestrutura está associada a uma série de questões regulatórias a serem enfrentada no processo de reestruturação, das quais se destaca:

▪ **Potencializa o incentivo à eficiência** – Com a privatização, cria-se uma restrição orçamentária rígida, com melhor resposta aos incentivos econômicos à eficiência. Não há dúvida de que as empresas privadas são firmas maximizadoras de lucro. Nesse sentido, é racional para a firma produzir de maneira tecnicamente e alocativamente eficiente. O desafio do regulador passa a ser desenhar os mecanismos corretos de incentivo e fazer com que os ganhos de eficiência e produtividade se reflitam em tarifas menores (o que será abordado na seção que trata das práticas regulatórias, à frente).

Há dúvida de que os mesmos incentivos operam nas empresas estatais. É comum que empresas estatais não respondam a incentivos econômicos, tenham seus resultados econômicos deteriorados e haja a constante necessidade de aportes dos sócios controladores. Há uma

percepção dos administradores de que os governos injetarão recursos novos na companhia, sempre que necessário para preservar a prestação do serviço. Para evitar a necessidade de aportes, pode-se ainda optar por regra tarifária que assegure o repasse da ineficiência para os consumidores. Embora evite-se a necessidade de aportes do acionista, as tarifas resultantes impedem o desenvolvimento sustentável do mercado.

Vale acrescentar que a privatização pode ser implementada com um novo contrato de concessão aderente às boas práticas regulatórias tratadas neste relatório. A privatização, ao promover ganhos de eficiência e propiciar a venda de controle da empresa, possui valor que pode incentivar a adoção das boas práticas regulatórias, reduzindo o custo de sua implementação nas concessões estaduais de distribuição.

▪ **Clareza da função objetivo da empresa** – Com empresas estatais, há dúvida de que detentor do capital social tenha condições de tornar a empresa eficiente. Primeiro, não está claro o nível de controle que os proprietários do capital social da firma são capazes de impor aos administradores e funcionários. Como o interesse do “acionista” é extremamente difuso, com pouco controle sobre os resultados, dificilmente se consegue eleger administradores focados no retorno sobre o capital que detém na empresa. Em segundo lugar, também não existe clareza sobre a função objetivo da empresa. A regulação funciona bem se a firma tem por objetivo maximizar seus resultados. No entanto, empresas estatais podem perseguir objetivos distintos, como agendas que maximizam o ganho ou o apoio político do sócio controlador.

No caso de empresas privadas, há clareza para as duas questões. Primeiro, da forma pela qual o detentor do capital social influencia a administração da empresa. Depois, como o sócio privado busca maximizar o retorno sobre o capital que investe, tende a criar um esquema de compensação para alinhar as metas dos administradores com os objetivos dos detentores do capital, o que resulta em uma operação mais eficiente.

▪ **Separar as funções do estado como poder concedente e acionista** – quando o estado é acionista e ao mesmo tempo poder concedente, há um conflito de interesses que deixa de ocorrer com a privatização. Isso porque como acionista, o estado busca evitar que tenha que fazer constantes aportes na companhia e ainda ambiciona receber uma elevada rentabilidade pela participação que detém no negócio. Como consequência, pode ser levado a estabelecer regras tarifárias que assegurem um determinado retorno, independente do desempenho operacional da empresa.

Como Poder Concedente, o objetivo passa a ser definir níveis eficientes de tarifa, além de incentivar investimento na ampliação do acesso ao serviço e na melhoria da qualidade. Na indústria do gás natural nota-se claramente os efeitos da falta de clareza de papéis e nos poucos estados com distribuidoras privatizadas (Rio de Janeiro e São Paulo) há regulação por incentivos, enquanto em todos os demais estados (nos quais o estado também é sócio controlador) há regulação pelo custo do serviço prestado, inclusive, com remuneração incidente sobre despesas incorridas.

▪ **Capacidade de investimento** – empresas estatais dependem de recursos do governo para fazer novos investimentos. Com pouco espaço para fazer cortes em gastos com saúde, educação e segurança pública, quedas de arrecadação usualmente recaem sobre investimentos feitos pelo poder público. Nesse sentido, a privatização faz com que os investimentos na ampliação do

serviço independam da saúde fiscal do estado. A prestação a adequada do serviço é preservada mesmo quando a condição fiscal é adversa.

6.2.3. Agências Reguladoras Estaduais

Os processos de reestruturação dos setores de energia também trouxeram à governança do poder público a figura das agências reguladoras. As agências reguladoras asseguram que as regras contratuais serão cumpridas independente do governo. Uma agência reguladora independente, com quadro altamente especializado e capacitado confere credibilidade e estabilidade às regras de mercado, requisito indispensável aos processos de reestruturação. Também é a instituição responsável por tomar decisões equilibradas num cenário de interesses conflitantes entre os principais *stakeholders*, como concessionários, consumidores e governos.

Sobretudo num momento em que o estado deixa de ser o provedor do serviço, os investidores privados somente se comprometerão com investimentos de longo prazo se tiverem segurança de que a agência reguladora terá autonomia para a definição de tarifas que lhe assegure o adequado retorno sobre o investimento feito, durante o longo período de amortização do mesmo. Também cabe à agência reguladora fiscalizar a prestação do serviço, assegurando que o concessionário cumpra as obrigações definidas em contrato. Para que a agência reguladora seja efetiva, não basta simplesmente criar e manter seu funcionamento. Uma série de condições devem ser observadas para que tenha efetividade, dentre as quais:

- **Transparência** – as decisões das agências devem ser fundamentadas em pareceres técnicos e jurídicos disponibilizados a todas as partes interessadas. As pautas e memórias das reuniões de diretoria devem ser tempestivamente disponibilizadas. A agenda regulatória deve pública. Também cabe ao regulador disponibilizar informação para a tomada de decisão por parte de investidores e consumidores. A regulação deve ser facilmente acessível a todas as partes interessadas.

- **Participação pública** – as decisões devem permitir a participação das partes interessadas. Decisões de impacto geral e abstrato, como as regulações de ordem normativa, devem ser precedidas de consultas e audiências públicas. Decisões em casos concretos devem permitir a ampla defesa e o contraditório pelas partes envolvidas.

- **Fundamentação técnica** – as decisões devem ser fundamentadas em estudos, técnicos e jurídicos. A adoção de práticas como a Análise de Impacto Regulatório – AIR é positiva nesse sentido. Os quadros das agências devem ser altamente especializados na matéria que regulam e devem ter estabilidade funcional para assegurar sua autonomia.

- **Escolha dos dirigentes** – devem ser impostos critérios técnicos para a escolha dos dirigentes, como experiência e conhecimento do segmento que regula. A imposição de condições para escolha de dirigentes reduz a possibilidade de dirigentes sem experiência e conhecimento do setor, facilmente sujeitos à captura pelos principais *stakeholders*.

- **Mandato dos dirigentes** – os dirigentes devem ter mandato fixo, sem possibilidade de serem trocados em razão das decisões que tomam. Trata-se de medida fundamental para se assegurar autonomia decisória. Além disso, os mandatos devem ser não coincidentes, para que o

governante não tenha a oportunidade de trocar todos os dirigentes simultaneamente, o que comprometeria a estabilidade na tomada de decisões e a continuidade dos trabalhos da agência.

▪ **Processo decisório** – as decisões devem ser tomadas, prioritariamente, de forma colegiado, restringindo ao mínimo possível decisões monocráticas.

▪ **Última instância administrativa** – as decisões da agência reguladora têm de ser a última instância no poder executivo. Somente o poder judiciário pode, quando provocado, rever as decisões do regulador. A possibilidade de revisão das decisões da agência pelo Governos elimina a autonomia decisória e cria instabilidade regulatória, dado que desvirtua a razão precípua da existência da agência, que é a separação dos interesses do governo dos interesses do estado.

6.2.4. Práticas regulatórias

Inicialmente, cabe esclarecer que não se trata de impor regulação aos estados, mas disponibilizar aos reguladores estaduais um arcabouço regulatório com as melhores práticas na regulação do gás natural. Esse arcabouço básico deverá ser definido pela Agência Reguladora Federal, após amplo processo de discussão em audiências públicas. O objetivo é simplesmente auxiliar as agências reguladoras estaduais a identificar as melhores práticas regulatórias para que avaliem a conveniência e oportunidade de adotá-las. Como entende-se que sua adoção pelos estados traz harmonização e potencializa o desenvolvimento da indústria do gás natural, sua adoção deve ser incentivada.

Trataremos no presente relatório de duas questões fundamentais: a segregação do serviço de distribuição da atividade de comercialização da molécula de gás natural (viabilizando a figura do consumidor livre de gás natural) e a regulação eficiente do serviço de distribuição de gás natural. A adoção das diretrizes tem por objetivo ampliar a quantidade de agentes no mercado de gás natural, possibilitar novos arranjos negociais entre consumidores, produtores e comercializadores, bem como tornar mais eficiente a prestação do serviço de distribuição em nível estadual.

6.2.4.1. Separação de distribuição e comercialização

O ponto fundamental dos processos de reestruturação dos setores de energia nas décadas de 1980 e 1990 foi introduzir a competição nos segmentos concorrenciais (produção e comercialização) e regulação por incentivos nos segmentos monopolísticos (transporte e distribuição). Para que a competição pudesse ser introduzida, os consumidores deveriam ter liberdade para comercializar gás natural (ampliação do número de demandantes) e pulverização do número de produtores e comercializadores (diversificação de ofertantes).

Até então, a indústria era tradicionalmente verticalizada e a tarifa dos consumidores contemplava todos os segmentos da indústria. Com a reestruturação, para que o consumidor possa comprar a molécula de gás de um comercializador e adquirir o serviço de distribuição da distribuidora estadual, torna-se imprescindível a segregação do preço da molécula da tarifa de transporte e

distribuição. Nesse sentido, um consumidor que exerce a prerrogativa de se tornar livre passa a adquirir a molécula de um comercializador/ produtor (deixando de pagar tal custo à distribuidora) e segue pagando a tarifa de distribuição e transporte para a distribuidora estadual.

Mesmo para os consumidores que seguirão cativos num primeiro momento, a abertura é positiva, dado que traz transparência e clareza para os usuários da formação da tarifa. Além disso, os processos de reestruturação dos setores de energia nos países desenvolvidos foram paulatinamente evoluindo para maior abertura do mercado livre até que se atinja o estágio no qual todos os consumidores são livres para escolherem o comercializador da molécula de gás, como já ocorre na Europa e nos Estados Unidos, sem que isso inviabilize o negócio da distribuidora. Pelo contrário, a distribuidora deixa de absorver o risco da comercialização da molécula, tornando-se uma empresa focada em operação e manutenção da malha de distribuição de gás natural. Não se trata, portanto, de by-pass físico, dado que permanece a obrigação de pagar tarifas proporcionais ao serviço de distribuição prestado.

Feita a separação, somente haverá efetiva majoração do mercado livre, com criação de novos arranjos concorrenciais e fomento ao desenvolvimento da indústria se, efetivamente, os consumidores puderem exercer a prerrogativa de se tornarem livres. Sobretudo para os grandes consumidores industriais, não resta dúvida que a possibilidade de se tornarem livres lhes traz vantagens competitivas, dado que têm capacidade para avaliar o mercado, escala para negociar com comercializadores e produtores e dinamismo para aproveitar as oportunidades que o mercado oferece. As distribuidoras, por outro lado, carecem de incentivos econômicos para a otimização do processo de aquisição da molécula de gás natural já que podem efetuar o repasse dos custos de aquisição, usualmente têm contratos de longo prazo com pouca capacidade de gestão para aproveitar eventuais oportunidades que o mercado ofereça.

Torna-se premente a necessidade de uniformização e harmonização da figura do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador para que possam tomar a decisão de investir em ampliação e novas plantas. Como o insumo energético é fundamental para a viabilidade econômica do investimento, a certeza de poder contratar a molécula livremente, em conjunto com as oportunidades que serão trazidas pela abertura do mercado de gás brasileiro fará com que investimentos atualmente inviáveis para um consumidor cativo sejam implementados pelos consumidores livres.

Por fim, para os consumidores que seguirão cativos, a abertura do mercado de gás trará oportunidade para a redução do custo do gás, dado que as distribuidoras terão novas oportunidades de aquisição do combustível. Se bem-sucedida, a abertura do mercado de gás potencializará que novos produtores e comercializadores tenham acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento e regaseificação e malha de transporte, competindo pelo mercado das distribuidoras. Por meio de chamadas públicas de compra de gás, as distribuidoras não só aproveitaram as oportunidades que o mercado oferecerá, como cumprirão com a obrigação de adquirir a molécula por preços competitivos, com a transparência necessária para a prestação de um serviço concedido. A regulação deve assegurar transparência total aos valores repassados às tarifas dos consumidores.

6.2.4.2.Regulação econômica do serviço de distribuição

A distribuição do gás natural é um monopólio natural, dado que envolve elevados custos de capital, custos marginais reduzidos, fortes barreiras à entrada, impossibilidade de mover ou transferir instalações para ganhar novos mercados e ser economicamente ineficiente que o serviço seja prestado por mais de uma empresa. Por essa razão, não é viável que a competição entre os participantes do mercado de distribuição defina os preços aos consumidores. O estado deve regular as tarifas a serem cobradas dos consumidores.

Nas reestruturações dos setores de energia ao redor do mundo, o conceito introduzido foi de que a regulação econômica dos monopólios naturais deveria emular a pressão dos mercados competitivos sobre a eficiência operacional da empresa prestadora do serviço. A regulação, portanto, deve ter como objetivo ser o substituto mais próximo das forças concorrenciais do mercado, nos quais as empresas mais eficientes têm melhores resultados, enquanto as menos eficientes não conseguem repassar seus custos para os preços e, conseqüentemente, têm resultados piores. Com esse tipo de metodologia, todos são incentivados a operarem de maneira eficiente, dado os ganhos de eficiência e produtividade têm por consequência maior rentabilidade do negócio.

No entanto, nem sempre foi assim. Originalmente, a teoria econômica de regulação de monopólios naturais se baseava no repasse tarifário dos custos necessários à prestação do serviço, a denominada regulação pelo custo do serviço. Basicamente, a empresa regulada repassa para as tarifas seus custos operacionais e recebe uma remuneração sobre os investimentos realizados. Inicialmente, o principal problema identificado com a metodologia foi a necessidade de melhorar a qualidade da informação fornecida ao regulador. Muito se evoluiu em termos de manuais de contabilidade, planos de contas, auditoria, monitoramento e fiscalização para que houvesse segurança de que os custos repassados efetivamente representavam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado.

Apesar dos avanços, logo se percebeu que o problema informacional não se limitava à segurança de que os custos repassados para as tarifas foram efetivamente empregados na prestação do serviço. Na regulação pelo custo do serviço, o regulador jamais conseguiria mensurar o esforço dos gestores na busca pela redução de custos e alocação eficiente dos investimentos. Sem informação suficiente para contestar o monopolista, o consumidor assume todos os riscos das decisões tomadas pelo monopolista e pouco esforço é empreendido em ganhos de eficiência e produtividade. Primeiro, porque o regulador tem uma desvantagem informacional que lhe impede de impor metas factíveis de redução de custos. Depois, eventuais reduções de custos seriam imediatamente repassadas para as tarifas no reajuste tarifário anual. O acionista não seria premiado pelo esforço empreendido na busca de maior eficiência. Logo, a rentabilidade da empresa independe de seu esforço gerencial. Sendo ela pouco ou muito eficiente, o retorno sobre o capital investido é o mesmo. Nesse tipo de abordagem, claramente a escolha do monopolista era por empreender muito pouco esforço na redução de custos. O problema fundamental a ser superado eram os incentivos à eficiência. A assimetria de informação permanecia sendo um problema, mesmo com a melhora na contabilização dos custos (JOSKOW, 2014).

Identificado o problema, a teoria de regulação de monopólios naturais evolui, nas décadas de 1980 e 1990, para a regulação por incentivos, em suas mais diversas variantes, como regulação por preços máximos, receitas máximas, compartilhamento de lucros, dentre outras. Nesse tipo de abordagem, o regulador fixa um preço ou receita máxima, que são atualizados por um índice de preços, deduzido de um fator de produtividade estimada. Há, portanto, um desacoplamento entre os custos realizados pelo monopolista e a tarifa cobrada dos consumidores. Com isso, os ganhos de eficiência do monopolista passam a significar maior rentabilidade para seus acionistas, dado que reduz seus custos, mas a redução deixa de ser imediatamente repassada para as tarifas. Assim foi reduzido o problema informacional entre regulador e regulado sobre o esforço gerencial das empresas reguladas. As firmas passam a ser esforçar para reduzir custos operacionais porque têm a rentabilidade elevada e o regulador passa a conhecer os resultados e as possibilidades de ganhos adicionais de produtividade.

Alterado o mecanismo de incentivo, as empresas passaram a ganhar produtividade e ter seus resultados econômicos ampliados. A questão então passa a ser como fazer com que os consumidores se beneficiem. O problema foi resolvido com a criação da figura das revisões tarifárias periódicas, que usualmente acontecem a cada 4 ou 5 anos. Nessa oportunidade, os ganhos de eficiência que o monopolista teve a oportunidade de reter no período entre duas revisões tarifárias são repassados ou compartilhados com os consumidores, reduzindo suas tarifas.

A regulação por incentivos foi rapidamente adotada na regulação de monopólios naturais como transmissão e distribuição de gás natural, transmissão e distribuição de energia elétrica, saneamento, dentre outros. Por exemplo, os ganhos de produtividade medidos uma década após os processos de privatização e introdução da regulação por incentivos no Reino Unido foram impressionantes (JOSKOW, 2007).

Na distribuição de gás canalizado no Brasil, somente os contratos de concessão dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo possuem elementos de regulação por incentivos. Para todos os demais estados, permanece a regulação pelo custo do serviço, mas com um agravante que torna o incentivo à eficiência ainda menor. Para entender melhor os incentivos da maior parte dos contratos de concessão no Brasil, é necessário entender melhor como funciona, conceitualmente, o modelo de regulação pelo custo do serviço. O mesmo prevê o repasse dos custos e uma remuneração adequada sobre os investimentos realizados, conforme fórmula a seguir:

$$R = (B \times r) + E + d + T \quad (1)$$

Onde:

R = Receita Requerida: A receita que o monopólio regulado requer para cobrir seus custos.

B = Base de Remuneração: a quantidade de capital e ativos que o monopólio utiliza para prover os serviços.

r = Taxa de Retorno: o custo que o monopólio regulado incorre para financiar sua base de remuneração, incluindo capital próprio e de terceiros.

E = Custos Operacionais: custos utilizados para prover os serviços (usualmente num período de um ano)

d = Despesa com depreciação. Valor anual relativo à depreciação da base de ativos, ou seja, a quota de reintegração do capital investido.

T= Tributos: Os tributos não incluídos nas despesas operacionais e não cobrados diretamente dos consumidores.

Para se definir as tarifas, a regulação pelo custo do serviço então divide a receita requerida pelo mercado realizado no período em que os custos foram apurados, ou seja, é cobrado do consumidor o custo médio da prestação do serviço, sendo permitidas uma estrutura tarifária diferenciada, desde que, ao fim, as tarifas aplicadas sobre o mercado faturado resultem na receita requerida. O processo é repetido anualmente.

No entanto, exceto nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, a maior parte das demais cláusulas econômicas dos contratos de concessão difere do modelo tradicional da regulação por custo do serviço, conforme equação a seguir:

$$R = (r \times (B + E + T) + d) / V \quad (2)$$

Onde:

V = 80% das previsões de vendas para o período de um ano.

Ou seja, o monopolista não é remunerado somente pelos investimentos que faz na rede, mas também pelos custos operacionais que incorre e pelos tributos que recolhe. Ou seja, diferente do modelo clássico de regulação pelo custo do serviço no qual há pouco incentivo à eficiência, a maior parte dos contratos de concessão de gás natural brasileiro, em verdade, trazem incentivos econômicos à elevação dos custos operacionais, dado que a rentabilidade do negócio cresce com o aumento dos custos. Trata-se de um modelo regulatório que incentiva e premia a ineficiência.

O incentivo incorreto é agravado pela taxa de retorno empregada para a remuneração dos custos operacionais e de capital. Na maior parte dos casos, a taxa é definida nos contratos de concessão, com valores de 15% a.a. e de 20% a.a., nominal, líquido de impostos. Trata-se de nível de remuneração que pode ter feito algum sentido no momento em que os contratos de concessão foram assinados. No entanto, são incompatíveis com as condições macroeconômicas atuais, com o risco do negócio de distribuição de gás canalizado e com o custo da dívida de empresas do setor. A melhor prática regulatória é que a taxa de retorno seja calculada pela agência reguladora, considerando a vasta teoria de finanças aplicável ao problema e que reflitam o custo de oportunidade do capital em cada momento do tempo (usualmente a cada ciclo de revisão tarifária). A título de exemplo, a agência reguladora do estado de São Paulo, que tem a competência para a definição da taxa de retorno regulatório, propôs para a quarta revisão tarifária da COMGÁS uma taxa de retorno de 8,27% (ARSESP, 2019), utilizando instrumental moderno para a definição do custo médio ponderado de capital. Na mesma linha, a agência reguladora do estado do Rio de Janeiro, propôs uma taxa de 9,43%.

A combinação entre a regulação pelo custo do serviço e uma taxa de remuneração excessiva já foi extensivamente estudada e ficou conhecida na literatura como efeito Averch-Johnson (AVERCH & JOHNSON, 1962). As firmas têm a tendência de incorrer em acumulação excessiva de capital (investimentos imprudentes) para elevar seus lucros. Em outras palavras, se a taxa de

retorno do investimento regulado é maior do que o custo de oportunidade do capital, a firma tende a investir além do nível ótimo, dado que o investimento nesse setor regulado tem retorno superior a usos alternativos do capital disponível.

Outro elemento considerado na definição da receita requerida do monopolista é a depreciação ou quota de reintegração do capital investido. A taxa de depreciação deve ser definida considerando a vida útil média dos ativos empregados na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado. Em segmentos de infraestrutura, caracterizados pelo longo período de recuperação dos investimentos, a taxa de depreciação usualmente oscila entre 4% e 5%, ou seja, a vida útil média dos equipamentos varia entre 20 e 25 anos. No entanto, em diversos contratos de concessão de distribuição de gás natural, a taxa de depreciação utilizada definida é de 10%, o que significa que o consumidor é obrigado a reintegrar o capital investido pelo concessionário em 10 anos, elevando a tarifa de distribuição. O ideal é que a taxa seja definida pela agência reguladora a cada ciclo de revisões tarifárias, considerando a vida útil média dos ativos de distribuição.

Há outra diferença importante entre o regime de regulação pelo custo do serviço tradicional e o modelo previsto na maior parte dos contratos de concessão no Brasil. A prática é que se divida a receita requerida pelo mercado realizado no ano anterior à revisão, de modo que, aplicando-se as tarifas calculadas sobre um mercado realizado, a distribuidora recupere a receita requerida. Nos contratos de concessão brasileiros, no entanto, é usual que a receita seja dividida por 0,8, com uma majoração de 25% da receita requerida, sem qualquer fundamento conceitual. Nesse sentido, a aplicação da tarifa leva à recuperação de uma receita 25% superior à receita requerida calculada, que já foi calculada utilizando-se uma taxa de remuneração elevada (de 15% ou 20%) incidente sobre os custos de capital e os custos operacionais.

Sobre o período entre revisões tarifárias, os contratos dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo trazem a previsão de revisões tarifárias a cada cinco anos. Para os demais, usualmente há um reajuste trimestral por índice de inflação e uma revisão tarifária anual com base no custo do serviço. Com revisões tarifárias anuais, não há como a distribuidora se beneficiar do esforço necessário para a redução de custos e ganhos de produtividade, dado que tal redução seria imediatamente repassada para as tarifas. Nesse sentido, a introdução da regulação por incentivos deve ser, necessariamente, acompanhada da definição de revisões tarifárias a cada quatro ou cinco anos, conforme escolha do poder concedente.

Por fim, pouco se falou em estrutura tarifária, ou seja, como a receita requerida será transformada em tarifas. Trata-se de uma variável que pode ser trabalhada pelas agências reguladoras estaduais para alocar os custos de forma eficiente e, portanto, evitar subsídios cruzados entre os consumidores. Por exemplo, um consumidor que usa uma pequena infraestrutura exclusiva pode ter uma tarifa específica que remunere os custos relativos àquela conexão. Sem diferenciações na estrutura tarifária, grandes consumidores industriais podem estar subsidiando pequenos consumidores residenciais. As agências reguladoras estaduais também devem ter competências para definir suas estruturas tarifárias, observando boas práticas regulatórias que podem ser definidas pela agência federal, com maior harmonização entre as regulações estaduais, para que os estados compitam em bases equilibradas. Não se trata de *by-pass* físico, mas simplesmente de aprimoramento da estrutura tarifária a ser aplicadas aos consumidores.

Certamente, num modelo tarifário no qual não existem incentivos à eficiência, que remunera com taxas de até 20% os custos operacionais, no qual o capital investido pode ser recuperado em 10 anos (dissociado da vida útil dos ativos), com uma remuneração de 20% ao ano (dissociado do custo de oportunidade do capital) e que a receita calculada ainda seja majorada em 25%, teremos margens de distribuição elevadas, que podem impedir o desenvolvimento sustentável do mercado de gás natural.

Se, por um lado, a adoção de boas práticas regulatórias pode ter um efeito inicial de reduzir o retorno sobre o capital investido, por outro trará economicidade ao desenvolvimento do mercado e, conseqüentemente, uma redução das tarifas que tornará o gás mais competitivo frente a outras fontes energéticas. O crescimento da demanda leva a crescimento do mercado e crescimento da base de ativos necessários ao seu atendimento, ampliando o resultado final da empresa. Além disso, com a introdução do período entre revisões tarifárias, os acionistas passam a ter a oportunidade de elevar a remuneração do capital a partir da redução dos custos operacionais. Além disso, deve ser observado pelos estados que grandes consumidores, sobretudo as indústrias podem optar por se instalar em outros estados com tarifas menores e, portanto, criar condições que asseguram a definição de uma margem de distribuição eficiente passa a ser um fator de atratividade de investimentos no estado, com maior geração de empregos, renda e arrecadação.

6.3. Alternativas de Solução

As alternativas de solução mapeadas no âmbito do segmento *Downstream* podem ser divididas naquelas que dizem respeito a aspectos de desverticalização, privatização ou outras práticas regulatórias em geral, bem como o estabelecimento de agências reguladoras autônomas.

6.3.1. Desverticalização (*unbundling*)

Sob o ponto de vista concorrencial e de reestruturação do setor de gás natural, vetores fundamentais do Comitê criado pelo CNPE, o ponto a ser enfrentado é a presença da Petrobras nos segmentos de exploração e produção, ao mesmo tempo em que tem grande presença no segmento de distribuição. Como visto no diagnóstico do segmento, a Petrobras participa do capital social e da administração de 19 das 27 distribuidoras estaduais de gás canalizado, indicando dirigentes, administradores e conselheiros e, conseqüentemente, tendo grande influência nas decisões tomadas pelas distribuidoras.

A empresa deve deixar de atuar no segmento, vendendo toda sua participação nas empresas estaduais de distribuição de gás canalizado. Até que a operação possa ser concluída, é imprescindível uma segregação funcional, devendo a Petrobras deixar de indicar dirigentes, administradores e conselheiros para as companhias estaduais. O CNPE deve colocar tais diretrizes, devendo ser observadas por cada instituição nas decisões que têm competência para tomar.

6.3.2. Privatização

Sob o ponto de vista concorrencial e de reestruturação do setor de gás natural, vetores fundamentais do Comitê criado pelo CNPE, a privatização das empresas estaduais de gás canalizado deve ser incentivada, como forma de elevar a efetividade da regulação, a eficiência das distribuidoras, a capacidade de investimento e separar as funções do estado enquanto poder concedente e prestador do serviço. No caso concreto, os Governos Estaduais são os sócios controladores de 20 das 27 distribuidoras de gás natural, seja diretamente ou por meio da empresa estadual de energia. Embora controladores, na maior parte dos casos a participação do estado no capital social da empresa é de 17%, apenas.

Além disso, a privatização é uma oportunidade para se redefinir as condições para a prestação do serviço, abrindo espaço para o aprimoramento das cláusulas econômicas dos contratos de concessão. Nesse sentido, o CNPE deve incluir a privatização como uma medida importante para a reestruturação do setor. Cada instituição, no âmbito de suas atribuições, deve tomar medidas para estimular a adoção da agenda, respeitando a competência do estado para a tomada de decisão. Uma medida importante seria incluir como um dos condicionantes a serem observados na renegociação entre Tesouro Nacional e os estados e para a distribuição dos recursos oriundos da exploração do pré-sal.

Até que as medidas sejam efetivamente implantadas, que as leis sejam aprovadas e regulamentadas, que os processos de privatização sejam concretizados, é fundamental deixar claro quais são os pontos a serem incentivados, alinhando as expectativas e clarificando os benefícios que os estados terão com a adoção da agenda. Assim, os processos podem ser iniciados imediatamente, sem necessidade de se aguardar a conclusão de todo o processo. O CNPE tem papel fundamental nesse alinhamento de ações e expectativas.

6.3.3. Agências Reguladoras

Sob o ponto de vista concorrencial e de reestruturação do setor de gás natural, vetores fundamentais do Comitê criado pelo CNPE, a criação e manutenção de agências reguladoras autônomas, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório deve ser incentivada, como forma de elevar a segurança e atratividade ao capital privado, prover credibilidade e segurança jurídica ao processo decisório, assegurar decisões equilibradas entre interesses conflitantes, separar a formulação das políticas públicas da regulação dos contratos de concessão e assegurar que os serviços sejam prestados nas condições contratadas. No caso concreto, há estados que sequer possuem agências reguladoras e, mesmo nos que possuem, há espaço para fortalecimento das agências, aprimorando sua governança, seu processo decisório e o nível de transparência.

Nesse sentido, o CNPE deve incluir a criação e/ou manutenção de agências reguladoras autônomas, com as características mencionadas como uma medida importante para a reestruturação do setor de gás natural. Cada instituição, no âmbito das decisões que têm competência para tomar, deveria então incorporar a diretriz dada pelo CNPE. Uma medida

importante seria incluir como um dos condicionantes a serem incentivados na distribuição dos recursos oriundos da exploração do pré-sal.

Até que as medidas sejam efetivamente implantadas, que as leis sejam aprovadas e regulamentadas, que os processos criação e alteração da governança das agências estaduais tenha efetividade, é fundamental deixar claro quais são os pontos a serem incentivados, alinhando as expectativas e clarificando os benefícios que os estados terão com a adoção da agenda. Assim, os processos podem ser iniciados imediatamente. O CNPE tem papel fundamental nesse alinhamento de ações e expectativas.

6.3.4. Práticas Regulatórias

Sob o ponto de vista concorrencial e de reestruturação do setor de gás natural, vetores fundamentais do Comitê criado pelo CNPE, é imprescindível a adoção das melhores práticas regulatórias. A ANP, assessorada pela EPE, pode atuar como um facilitador em reunir um conjunto de práticas que têm potencial de dinamizar o mercado e tornar a regulação das margens de distribuição mais eficiente. A própria experiência das agências reguladoras estaduais será fundamental para alimentar o processo na ANP. No caso concreto, há uma enorme variação de práticas regulatórias entre os estados e os mercados mais desenvolvidos estão nos estados com práticas regulatórias mais modernas. Trata-se de um vetor fundamental a ser explorado tanto pelos estados cujos mercados de gás natural estão mais desenvolvidos, mas, principalmente, pelos estados que objetivam desenvolver esses mercados, aproveitando as oportunidades que surgirão com a abertura do mercado de gás natural no Brasil.

Nesse sentido, o CNPE deve estimular a adoção de boas práticas regulatórias, conforme diretrizes a serem propostas pela ANP. A partir das orientações da Política Energética, cada instituição, no âmbito de suas atribuições, deve tomar medidas para incentivar a adoção da agenda, respeitando a competência do estado para a tomada final de decisão. Uma medida importante seria incluir como entre os requisitos a serem observados para a renegociação entre Tesouro Nacional e os estados e para a distribuição dos recursos oriundos da exploração do pré-sal a adoção das melhores práticas regulatórias. Há decisões simples e rápidas e outras que demandarão maior prazo de implementação, mas a agenda de reforma do arcabouço regulatório deveria abarcar, conforme detalhado na seção anterior:

- Separação entre as atividades de comercialização e distribuição de gás natural.
- Harmonização da regulação que trata dos consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, de modo que, efetivamente, haja ampliação do mercado livre, criação de novos arranjos comerciais e ampliação da demanda por gás natural.
- Transparência e ampla possibilidade de participação de todos os produtores no processo de chamada pública para aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais.
- Adoção da regulação por incentivos para definição das margens de distribuição.
- Período entre revisões tarifárias de quatro a cinco anos, para que o concessionário tenha oportunidade de reter os benefícios do esforço empregado para os ganhos de eficiência e produtividade.

- Taxa de remuneração definida a partir de metodologia de finanças que avalie o risco da atividade de distribuição de gás natural no Brasil e os custos de oportunidade do capital no momento da revisão tarifária.
- Taxa de remuneração incidente somente sobre a base de ativos, ou seja, sem remuneração sobre custos operacionais.
- Base de ativos definida a partir de um manual de contabilidade e de controle patrimonial que assegure que os ativos reconhecidos nas tarifas são aqueles efetivamente utilizados na prestação dos serviços.
- Custos operacionais definidos a partir de modelos de benchmarking que compare o desempenho das diversas distribuidoras de gás natural.
- Taxa de depreciação definida a partir da vida útil média dos ativos utilizados no negócio de distribuição.
- Dividir a receita requerida pelo mercado, sem majoração de 25%.
- Estrutura tarifária que aloque de forma eficiente a receita requerida aos usuários, evitando subsídios cruzados entre os consumidores.

Até que as medidas sejam efetivamente implantadas, que as leis sejam aprovadas e regulamentadas, que a ANP tenha condições de discutir as práticas regulatórias a serem incentivadas, é fundamental deixar claro quais são os pontos a serem incentivados, alinhando as expectativas e clarificando os benefícios que os estados terão com a adoção da agenda. Assim, os processos podem ser iniciados imediatamente. O CNPE tem papel fundamental nesse alinhamento de ações e expectativas.

7. Benefícios Potenciais

O presente capítulo tem por objetivo descrever os potenciais benefícios econômicos da abertura do mercado de gás natural do Brasil. Para isso, busca-se identificar e descrever os estudos que estimem de forma robusta os principais benefícios da redução do preço do gás natural *vis-à-vis* os preços internacionais, de modo que se possa visualizar a dimensão do potencial econômico de reduções relativas nos preços domésticos desse insumo.

O alto custo do gás natural no Brasil elevou os custos de produção das indústrias energointensivas que utilizam esse insumo. Esse quadro associado à redução dos preços de manufaturados no mundo resultaram numa dinâmica de desinvestimento e desindustrialização, que juntos obrigaram o fechamento de empresas em vários segmentos da economia.

Outro ponto relevante, diz respeito a necessidade de implementar soluções para a monetização do gás natural do Pré-Sal, cujas alternativas²⁰ à separação do CO₂ e escoamento por dutos ou reinjeção ainda apresentam barreiras técnicas e econômicas. Além disso, há estimativas de que outros subprodutos do processamento do gás natural podem gerar ganhos financeiros superiores

²⁰ Gas-to-wire (GTW) de produção de eletricidade na boca do poço por meio usinas instaladas em plataformas; GNL embarcado com a liquefação do gás natural em alto mar; e *Gas-to-liquids* (GTL) que é a transformação do gás natural em gás de síntese, e num processo seguinte, em hidrocarbonetos líquidos (*syncrude*).

aos retornos com o gás em si, o que levam a custos presentes negativos para os investimentos em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), dada a alta qualidade do GN contido nessas reservas.

Vale indicar os benefícios advindos da abertura em vista das etapas a serem percorridas e dos diferentes *stakeholders* envolvidos. Dentro do setor público, há diferentes órgãos de poderes distintos que acabam por se envolver no processo, de modo que o convencimento desses atores se faz fundamental.

Do lado do mercado, a demonstração de benefícios e transparência na comunicação da agenda faz com que as expectativas para o setor possam melhorar, antecipando possíveis movimentos.

Do lado do agente dominante, o convencimento das instâncias internas e a aceleração do processo de abertura podem ser ajudados por um processo de comunicação eficaz.

Por fim, a demonstração dos benefícios da abertura pode contribuir para inserção do tema na agenda política, bem como fortalecer o apoio e engajamento dos potenciais beneficiados, podendo, inclusive, minar eventuais resistências ao processo de abertura do mercado.

De fato, a lógica econômica leva a uma intuição prévia de que as medidas acima propostas tendem a beneficiar no médio e longo prazo os diferentes agentes envolvidos e afetados. Do lado de consumidores residenciais de gás canalizado e energia elétrica haveria uma queda nos preços.

Para grandes consumidores, especialmente indústrias, a queda no preço do insumo traria maior competitividade, com um possível processo de reindustrialização ancorado pelo vetor energético.

A perspectiva de aumento da oferta e demanda em condições concorrenciais também pode impulsionar projetos no *upstream* para produção e escoamento do gás associado produzido no pré-sal, como também em outros segmentos da cadeia de gás natural, como transporte e distribuição. O gás mais competitivo melhoraria a atratividade para projetos de geração termelétrica em leilões de energia elétrica.

Para o agente dominante, há o benefício de deixar de pagar multas ao CADE em decorrência de eventual comprovação e condenação por condutas anticompetitivas. Ao se antecipar com ações colaborativas, a empresa pode ser beneficiada com a leniência nesses processos, conforme é previsto em lei.

Além disso, a empresa possuirá maior mercado para monetização do seu gás associado, com regras claras de tarifação e acesso. Outro benefício é interrupção da situação de abastecedora do mercado, coordenadora do sistema e supridora de última instância, o que atualmente traz responsabilidades, riscos e custos à empresa.

Entretanto, possíveis efeitos indesejados seriam gerados na condição econômico e financeira de agentes monopolistas no mercado de gás, em decorrência da maior competição no fornecimento de gás natural. No entanto, a entrada de novos agentes e o aumento do número de consumidores resultante das iniciativas em apreço contribuem para superar eventuais efeitos adversos sobre os incumbentes da indústria, com um mercado mais dinâmico e pujante.

Portanto, a título de motivação das medidas em tela, apontam-se seus possíveis benefícios econômicos e sociais.

Nesse contexto, as descobertas no pré-sal criaram uma janela de oportunidade de inversão da curva de custos de energia no país, que possibilita um novo ciclo de investimentos e industrialização por meio de bases técnicas e econômicas consistentes.

Entretanto, para multiplicar os benefícios econômicos dessas descobertas, a abertura do mercado de gás natural é percebida como o “vetor de indução” necessário para retornar os investimentos diretos no País de forma disseminada nos demais setores da Indústria. Os benefícios se traduziriam na geração de empregos diretos, indiretos e induzidos em toda a economia, o que trariam ganhos de renda e benefícios para toda a sociedade.

Nesse sentido, a expectativa de aumento da competitividade no setor de gás natural se dará pela eliminação ou mitigação de custos de transação, harmonização tributária e previsibilidade na orientação e diretriz de política energética. Juntos, esses elementos possuem o condão de ancorar a expansão da oferta de energia no Brasil, ao mesmo tempo em que sustenta um novo processo de reindustrialização.

Dessa forma, os benefícios gerados se revertem não só para a dinamização do setor, como também para os demais segmentos da indústria. A afirmativa repousa na geração de efeitos econômicos multiplicadores *vis-à-vis* reduções nos custos da energia. Na sequência, busca-se trazer uma luz sobre tais potenciais de incentivo.

A seguir busca-se trazer uma luz sobre tais potenciais incentivos e retornos, levando-se em consideração estudos apresentados no âmbito do presente Comitê, cujos resultados são aqui relatados como estimativas preliminares que devem ser observadas com cautela, haja vista sua inserção embrionária e ainda não verificada por pares em periódico especializado no tema e, portanto, ainda em processo de calibragem e ajustes comparativos.

7.1. Estudo da Ex Ante Consultoria Econômica (ABRACE)

O estudo da consultoria Ex Ante, conduzido com o apoio financeiro da ABRACE, realiza uma análise ampla das relações entre preço da energia e desenvolvimento econômico, com enfoque sobre a determinação da intensidade de energia industrial, em termos de consumo e participação da componente de custo energia sobre o OPEX dos setores industriais (ABRACE, 2019).

Dessa forma, o estudo busca revelar de modo mais amplo os efeitos sobre a indústria a partir de um longo processo de aumento dos preços da energia, com impactos significativos sobre a indústria energointensiva, caracterizado pela indústria de base e transformação, que teve o número de empresas de uso intensivo de energia aumentado em detrimento dos setores industriais não intensivos em energia, típicos da indústria de bens e serviços acabados (manufatureira).

O estudo desenvolve hipóteses de queda no preço de energia e seus potenciais efeitos econômicos para os setores cobertos pela Pesquisa da Indústria do IBGE, mas não tem por objetivo em si de simular os efeitos da abertura do mercado de gás natural na economia.

O estudo aponta para um acréscimo do PIB em 1,1 p.p. em função de redução de custos trazidas pela competitividade do setor de gás. Se levado em consideração as diferenças acumuladas no PIB nas projeções, o valor presente dos ganhos gira em torno de R\$ 3,9 trilhões em um horizonte

de 10 anos. A expansão do PIB *per capita* passaria de 1,6% para 2,6%, o que permitirá ganhos de renda média no Brasil mais que proporcionais aos ganhos no resto do mundo.

Os principais resultados podem ser assim resumidos: redução de 40% no preço do gás até 2028 (convergência para o Henry Hub); investimento deverá crescer 3,4% no curto prazo e 6,4% no longo prazo, com elevação de R\$ 63 bilhões no fluxo anual de investimentos; crescimento do PIB saltaria de 2,2% ao ano para 2,6% ao ano na média do período, com impacto mais forte no período entre 2018 e 2023; ao final de dez anos, o PIB brasileiro teria R\$ 325 bilhões a mais que o previsto no cenário de referência *vis-à-vis* a elevação de 4,3 milhões na população ocupada.

7.2. Estudo FGV e Gas Energy

Os estudos da Fundação Getúlio Vargas, conduzidos pelo Centro de Economia Mundial, não constituem um documento formal, mas um conjunto de estimativas e levantamentos mercadológicos em torno do potencial choque de investimento que seria obtido a partir de reduções nos preços domésticos do gás natural.

A principal narrativa trazida pelo conjunto de trabalhos apresentados diz respeito ao potencial das normas infra-legais e instrumentos de defesa da concorrência como base da estruturação dos *building blocks* necessários para a abertura do mercado de gás natural no Brasil, dada a dinâmica de E&P prevista para os próximos 10 anos nos campos de petróleo do Pré-Sal (FGV, 2019b).

A partir desse contexto, os pesquisadores vislumbram que o preço do gás na costa, para grandes projetos industriais, poderia ser reduzido da faixa atual de US\$12/MMBtu para US\$5/MMBtu. A geração de energia termelétrica a gás pode ter uma CVU na faixa de US\$ 50/MWh. Nesse cenário, abre-se oportunidades para aumentos na industrialização, com investimentos estimados em US\$ 60 bilhões de dólares.

Além dessas conclusões, os seguintes resultados podem ser sintetizados:

- ✓ Previsão de **US\$ 672 bilhões** em investimentos de óleo e gás offshore na próxima década;
- ✓ Em 6 anos, o incremento bruto da produção, majoritariamente do Pré-Sal chegará a **127 MMm³/d** de gás natural;
- ✓ Investimentos em Infraestrutura de escoamento:
 - ✓ Rota Pão de Açúcar: **US\$ 1,2 bilhão** de CAPEX
 - ✓ Rotas Cluster Carcará: **US\$ 2,1 bilhões** de CAPEX
- ✓ Molécula competitiva para projetos industriais na costa na faixa de **US\$ 4.0 a 6.0/MMBtu**, para gás do Pré-Sal;
- ✓ Internalização deste gás pelos gasodutos (molécula + transporte) com preços nos city-gates (antes da Distribuidora) entre **US\$ 6.0 –8.0/MMBtu**;

A Figura 7.1, trazida no trabalho, apresenta uma dinâmica de preços do gás natural em US\$ por milhão de BTU, que dá uma ideia de como se dará o processo de redução de preços no tempo, o que pode-se diferenciar como efeitos no preço no curto prazo (1 ano) e médio prazo (2 a 3 anos).

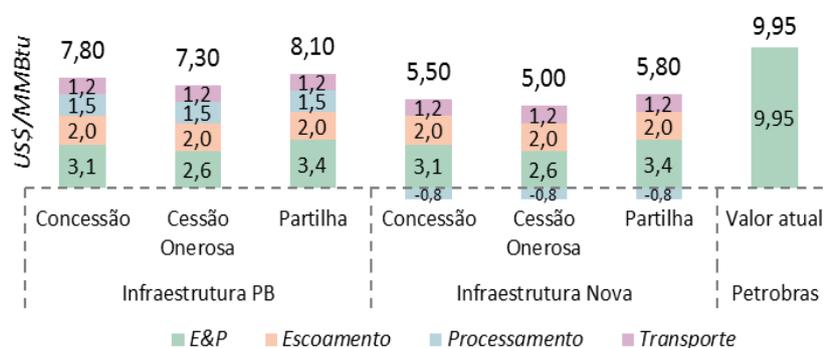


Figura 7.1. Valores Estimados no City-Gate

Fonte: FGV (2019b).

Os preços no curto prazo com base em infraestrutura construída com recursos da Petrobras e as mudanças regulatórias para abertura do mercado irão possibilitar que o gás produzido a partir das concessões existentes, a partir dos contratos da cessão onerosa e pelo regime de partilha girem em torno de range de US\$ 7,30 a US\$ 8,10 por milhão de BTU. Já com base em estrutura de escoamento e processamento novas, poderiam ser obtidos valores que variam de US\$ 5,00 a 5,80 por milhão de BTU.

7.3. Estudo FGV CERl

Descreve-se agora o estudo “Modelo de Avaliação de Impacto da Abertura do Mercado de Distribuição de Gás Natural no Brasil – Cenários Alternativos”, realizado pelo Centro de Regulação em Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas, desenvolvido a partir do apoio em P&D do Setor de Petróleo e Gás (FGV CERl, 2019c). É o único trabalho dedicado exclusivamente a avaliar os efeitos econômicos do processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil e teve como foco o segmento *downstream* da cadeia do gás natural, como o título já delimita.

O trabalho foi realizado analisando-se a estrutura de distribuição de gás canalizado, aspectos regulatórios e de finanças das distribuidoras estaduais, bem como tarifas praticadas, em 11 estados, cobrindo 14 empresas de distribuição nos seguintes estados: Maranhão, Pernambuco, Bahia, Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Além disso, foi desenvolvido modelo de estimação de curvas de demanda e oferta, levando-se em consideração variáveis de risco e CAPEX, com a implementação de modelo de equilíbrio geral para quantificação dos resultados econômicos em três cenários para os próximos 10 anos: no qual nenhuma ação regulatória é implementada (cenário *business as usual* - BAU); no qual as empresas distribuidoras são privatizadas (cenário Moderado - MOD); e no qual há, além da privatização, a possibilidade de tarifa diferenciada para transporte sem uso da malha de distribuição (cenário Acelerado - ACE).

Os resultados para cada cenário podem ser sumarizados nas Figuras 7.2, 7.3 e 7.4, de acordo com a perspectiva de cada agente econômico. Assim, considerando o agente ofertante, em todos os cenários há ampliação dos investimentos em dutos de distribuição, o que eleva o volume ofertado consequentemente, puxado pelo segmento residencial *vis-à-vis* o industrial. Considerando, a margem líquida média estimada no trabalho para as distribuidoras situadas no RS, SP e RJ, ficou em torno de 0,13 p.p. sobre o preço do gás natural a preços correntes.

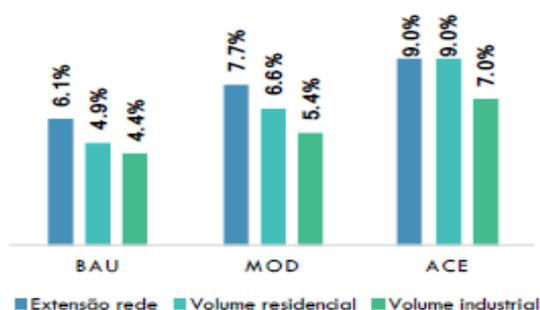


Figura 7.2. Perspectiva das distribuidoras

Fonte: FGV CERI (2019c).

Já sob o aspecto do consumidor final, o ideal é alcançar o cenário acelerado por meio das medidas de abertura do mercado de gás, que podem resultar em reduções médias de preço da ordem de 2,2% ao ano, nos próximos dez anos.

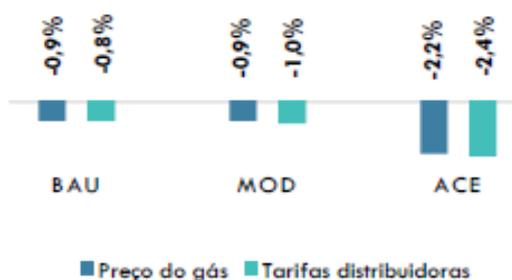


Figura 7.3. Perspectiva dos Usuários

Fonte: FGV CERI (2019c).

Já sob o aspecto dos governos estaduais, também percebem-se retornos econômicos significativos para arrecadação e valor adicionado, obtendo-se um aumento da arrecadação via ICMS da ordem de 2,7% ao ano, nos próximos dez anos, o que resultaria em termos de PIB, impactos relativos da ordem de 0,4% ao fim do período.

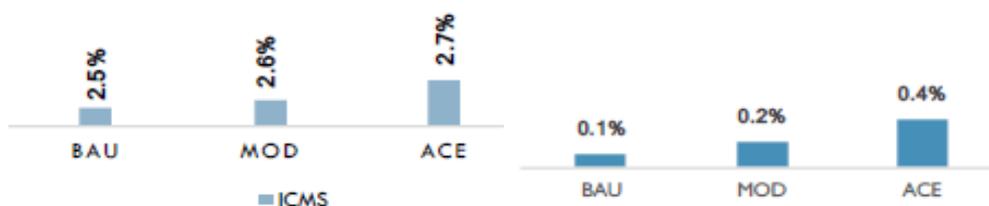


Figura 7.4. Perspectiva dos Governos Estaduais (esquerda) e Impacto no PIB estadual (direita)

Fonte: FGV CERI (2019c).

Os resultados obtidos demonstram ganhos positivos em todos os cenários testados, mas com ganhos mais que proporcionais, em relação aos demais cenários, para o cenário acelerado. Entretanto, cabe destacar que os ganhos identificados podem estar ainda subestimados, visto que não capturam os retornos econômicos que seriam auferidos nos demais segmentos da indústria de gás natural, que também serão objeto de medidas estruturantes. Notadamente, o segmento *upstream* com a produção de gás natural e a ampliação dos investimentos necessários para que a oferta de gás natural seja expandida, o que, por sua vez, transmite ganhos e demanda o crescimento também no segmento de transporte da molécula, incluído no *midstream*.

7.4. ENEVA – Potencial Onshore

Outra instituição que contribuiu para o trabalho do presente Comitê foi a ENEVA, que apresentou estimativas dos potenciais de desenvolvimento do mercado de gás natural *onshore* (vide Anexos).

O custo do gás natural Onshore é de US\$ 1,13/MMBtu (bacia Parnaíba), somente 3% das bacias terrestres estão em concessão e já representam 19% das reservas provadas. Os investimentos em terra impulsionam o desenvolvimento e renda, somente o Projeto Azulão representa investimento de R\$ 700 milhões e aumento de 11% na oferta de gás para o estado do Amazonas.

No que tange aos campos maduros da Bahia, com investimentos de US\$ 9,1 bilhões, a produção sai de 2 milhões m³ para 15,6 milhões m³ até 2050, bem como arrecadação de US\$ 7,9 bilhões e 1500 empregos. Na Bacia do São Francisco foram investidos US\$ 300 milhões, mas com US\$ 12,4 bilhões entre 2017 e 2050 resultaria 2.600 empregos a partir de 2020, preço de US\$ 7/MMBtu e 13 milhões m³, bem como US\$ 8,9 bilhões de arrecadação até 2050. Já na Bacia do Parnaíba (MA) responde por 7% da produção nacional, sem acesso à dutos de transporte, já investiu R\$ 8 bilhões.

7.5. Associação Brasileira das Geradoras Termelétricas – ABRAGET

Nas respostas ao Questionário, a ABRAGET destaca o potencial de impactos positivos significativos para o crescimento econômico do Brasil, considerando que as empresas necessariamente precisam investir na produção do gás natural do Pré-Sal e em infraestrutura de escoamento, fundamentais para expandir a oferta de GN (vide Anexos).

Nesse sentido, consideram o papel relevante da geração térmica nesse processo, mas frisam a necessidade de incorporação das térmicas na base do Sistema Interligado Nacional, bem como rodadas de leilões específicas por fonte e submercado. Citam como exemplo os projetos em desenvolvimento do Gás Natural Açú S/A e CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S/A. Os dois projetos envolvem investimentos diretos da ordem de R\$ 12 bilhões, com geração de mais de 18 mil empregos diretos e indiretos.

7.6. Setor de Cerâmica no Brasil

Nas respostas ao Questionário, os representantes setoriais da indústria de cerâmica brasileira, representados pela Associação Paulista das Cerâmicas de Revestimento (ASPACER), Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica para Revestimentos (ANFACER) e pelo Sindicato das Indústrias de Cerâmica (SINDICERAM), consideram uma faixa de preço atrativa de novos investimentos seria entre US\$ 6,00 e US\$ 7,00 /MMBtu no *city-gate* (vide Anexos).

Num horizonte de 3 anos, esses preços seriam suficientes para absorver a capacidade produtiva ociosa da indústria de cerâmica em 25%, o que poderia resultar também em aumento das exportações em 100%, no mesmo período.

7.7. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)

O IBP considera de fundamental importância que os resultados do Comitê de Concorrência no Gás Natural sejam expressos por meio da definição de responsabilidades pelas ações de governo individuais e ações legislativas, estabelecendo de forma clara a precedência de cada uma delas e seu inter-relacionamento. O processo de transição para o novo mercado de gás natural, resultante dessas ações, deve se dar num prazo de 18 meses.

Sob o aspecto econômico, consideram que em 10 anos a produção de petróleo e gás natural pode dobrar *vis-à-vis* uma demanda estável e economicamente viável, o que reforça a necessidade de mudanças na contratação das térmicas. Para tanto, nas respostas ao Questionário, citam a necessidade de investimentos nos próximos 2 a 4 anos e a indicação dos retornos potenciais de construção dessa nova infraestrutura seguindo o modelo regulatório do novo mercado de gás (vide Anexos).

Os investimentos em E&P, e não apenas em gás natural, podem sair de US\$ 22 bilhões projetados em 2019 para US\$ 41 bilhões em 2022, fruto de importantes medidas de melhoria no ambiente regulatório de forma a atrair investidores.

Deste modo, no *upstream* verifica-se o potencial de gerar 873 mil postos de trabalho até 2022, gerando cerca de R\$ 65 bilhões em renda, com base na previsão de investimentos obtidos em modelagem de Matriz Insumo-Produto realizada pelo Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ).

Com efeito, como consequência dos investimentos em E&P, não se espera apenas forte expansão da capacidade de produção de hidrocarbonetos no Brasil, mas também se espera que sejam potencializadas as oportunidades de aproveitamento econômico do gás natural doméstico, desde que sejam oferecidas aos investidores condições adequadas para monetização deste gás.

A título de ilustração, segundo dados da TBG, a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), gerou, à época, US\$ 1,6 bilhão de investimentos diretos e 25 mil empregos diretos e indiretos. Em 2010, foi inaugurado o último gasoduto de grande porte no País, o Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC); ou seja, há quase uma década não há novos investimentos na rede de transporte.

7.8.EPE – “Investimentos, empregos e arrecadação potenciais no Setor de Gás Natural”

A EPE fez um levantamento de potenciais investimentos em infraestrutura que devem sustentar a previsão de aumento de oferta de gás natural associado produzido no pré-sal. Incluem projetos potenciais e existentes de gasodutos de escoamento da produção e UPGNs, gasodutos de transporte e terminais de GNL. No horizonte de 2020 a 2032 são estimados investimentos da ordem de R\$ 32,8 bilhões, conforme a Tabela 7.1.

Tabela 7.1. Investimentos Previstos e Indicativos

Tipo	Projeto	CAPEX (R\$ bi)	Entrada em Operação
Gasodutos de Escoamento (a cada 2 anos)	Rota 3 (em construção)	6,00	Jan/2021
	Rota 4	2,00	Mai/2024
	Rota 5	2,00	Mai/2026
	Rota 6	1,50	Mai/2028
	Espirito Santo	1,50	Mai/2030
	Sergipe	1,50	Mai/2032
Gasodutos de Transporte (a cada 1 ano)	Itaboraí-Guapimirim (previsto)	0,13	Set/2021
	Barra dos Coqueiros	0,25	Set/2022
	Porto do Açú	0,37	Set/2023
	S. Francisco do Sul	0,28	Set/2024
	Mina Guaíba	0,20	Set/2025
Terminais de Regaseificação de GNL (a cada 1 ano)	Barra dos Coqueiros/SE (previsto)	0,40	Jan/2020
	Porto do Açú/RJ (previsto)	0,40	Jan/2021
	Indicativo 1 (Babitonga/SC)	0,40	Jan/2024
	Indicativo 2 (Santos/SP)	0,40	Jan/2025
	Indicativo 3 (Barcarena/PA)	0,40	Jan/2026
	Indicativo 4*	0,40	Jan/2027
	Indicativo 5*	0,40	Jan/2028
	Indicativo 6*	0,40	Jan/2029
UPGNs (entrada junto aos gasodutos de escoamento)	COMPERJ (em construção)	2,39	Jan/2021
	São Paulo	2,30	Mai/2024
	Açú	2,30	Mai/2026
	Porto Central	2,30	Mai/2028
	Espirito Santo	2,30	Mai/2030
	Sergipe	2,30	Mai/2032
TOTAL	21	32,82	

* vide Informe Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros (EPE, 2018)

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Dessa forma, prevê-se a criação de empregos na construção e operação desses ativos, totalizando mais de 33 mil empregos diretos gerados no horizonte considerado. A Tabela 7.2 mostra a divisão estadual da geração desses empregos.

Tabela 7.2. Empregos Diretos nas Fases de Construção e Operação

UF	Máx. Empregos Construção	Empregos operação
RJ	5.552	3.050
SP	3.446	1.250
ES	4.646	2.400
SE	3.796	1.550
SC	2.072	350
RS	389	300
PA	1.997	50
Outros	2.097	150
TOTAL	23.995	9.100

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Em relação aos resultados da arrecadação e ICMS sobre o gás natural, considera a entrada de 1 10 MMm³/d de novos volumes de gás natural em SP, RJ, SE, mais 20 MMm³/d no ES (Pré-Sal e Pós-Sal), somando 50 MMm³/d adicionais. Considera, também, que os novos volumes de gás natural serão vendidos a 50% do preço atual cobrado pela CDL para industrial 50 mil m³/d.

Outra premissa é que os Estados adotarão a alíquota padronizada de ICMS de 12% (apenas ES e SE não adotam ainda). Com base nessas premissas, a EPE estima a arrecadação adicional de ICMS por Estado, de acordo com a Tabela 7.3.

Tabela 7.3. ICMS adicional sobre o Gás Natural

UF	ICMS anual adicional s/ o GN (R\$ milhões)
RJ	871
SP	694
ES	2.558
SE	1.239
TOTAL	5.362

Fonte: Elaboração Própria EPE.

É interessante observar os efeitos sobre ES e SE, que apesar de terem uma redução de alíquotas, apresentam um resultado líquido bastante positivo em termos de arrecadação.

Em relação à projeção de arrecadação de royalties, além do mesmo cenário de volume adicional supracitado, considera alíquota sobre o gás natural de 15% para Pré-sal (regime de partilha) e 10% para pós-sal (regimes de concessão e cessão onerosa). Além disso, utiliza o preço de referência de R\$ 0,84562/m³ (Campo de Lula – ANP dez/2018). A Tabela 7.4 apresenta os resultados de arrecadação total de Royalties com os volumes que são escoados para cada Estado.

Tabela 7.4. Royalties adicionais sobre o Gás Natural

UF	Royalties anuais adicionais s/ GN (R\$ Milhões)
RJ	463
SP	463
ES	772
SE	309
TOTAL	2.006

Fonte: Elaboração Própria EPE.

7.9. Estudo Ministério da Economia/SECAP

Estudos realizados pela SECAP/ME, considerando funções de produção dos setores industriais que constam no balanço energético nacional²¹, estimam que, para uma redução de 1% no preço

²¹ Não foi considerada a categoria “outras indústrias”. Assim, foram considerados os seguintes setores: alimentos e bebidas; cerâmica, cimento; ferro ligas gusa e aço; mineração e pelotização; não ferrosos e outros metálicos; papel e celulose; química e têxtil.

da energia (elétrica e gás natural), há um crescimento médio de 0,58% no valor adicionado bruto desses setores.

Além disso, por meio de uma análise de vetores auto regressivos, foi calculada a resposta do crescimento do PIB ao impulso de reduções percentuais no preço da energia (fontes elétrica e gás natural), considerando as aludidas estimações das funções de produção, indicando os seguintes crescimentos ao longo de dez anos, a partir de um choque correspondentes ou equivalentes as determinados percentuais de redução no preço (vide Tabela 7.5).

Tabela 7.5. Crescimento estimado do PIB em relação à redução no preço da energia

t (ano)	-1% no preço da energia	-10% no preço da energia	-20% no preço da energia	-30% no preço da energia	-40% no preço da energia	-50% no preço da energia
0	0,212%	2,116%	4,231%	6,347%	8,463%	10,578%
1	0,139%	1,395%	2,790%	4,184%	5,579%	6,974%
2	0,094%	0,938%	1,875%	2,813%	3,751%	4,688%
3	0,064%	0,645%	1,289%	1,934%	2,579%	3,223%
4	0,045%	0,451%	0,903%	1,354%	1,805%	2,256%
5	0,033%	0,328%	0,656%	0,985%	1,313%	1,641%
6	0,023%	0,234%	0,469%	0,703%	0,938%	1,172%
7	0,018%	0,176%	0,352%	0,527%	0,703%	0,879%
8	0,013%	0,134%	0,268%	0,403%	0,537%	0,671%
9	0,010%	0,100%	0,199%	0,299%	0,399%	0,498%
10	0,008%	0,076%	0,152%	0,229%	0,305%	0,381%

Fonte: SECAP/Ministério da Economia.

A estimativa é uma *proxy* da elasticidade PIB industrial da oferta energética. Os resultados demonstram que variações percentuais no preço da energia são capazes de transmitir aos demais setores da economia ondas de crescimento no PIB industrial de forma contínua até um novo ponto de equilíbrio.

Dessa forma, foram obtidas estimativas do crescimento médio do PIB brasileiro a partir de reduções hipotéticas no preço da energia de até 50%, a depender da efetividade da liberação do mercado de gás.

7.10. Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura do Rio Grande do Sul

Estudo conduzido pela Federação das Indústrias dos estados do Sul (Fiersg/Fiesc/Fiep), em 2015, apontava para uma demanda adicional no RS de 6,3 MMm³/dia em 2020, enquanto que o volume distribuído no RS, por restrições do gasoduto GASBOL e ausência/efetivação de alternativas de suprimento, segue em 2,8 MMm³/dia. Das duas usinas termelétricas a gás no RS, a Usina de Uruguaiana (AES SUL) não despacha por não haver acesso a gás em condições conforme previsão contratual original (demandaria até 2,3 MMm³/dia) e a Usina Sepé-Tiaraju despacha sazonalmente a óleo diesel (demandaria até 1 MMm³/dia).

O Estado ainda possui setor metalmeccânico, celulose e petroquímico que demandaria gás, fortalecendo o segmento industrial se disponível em condições atraentes. Empresas deste setor

gaúcho poderiam contribuir em relação à tomada de decisão quanto ao preço do gás e sua relação a investimentos de sua carteira de negócios.

Outra referência diz respeito a oportunidades de investimentos que gerem gás localmente a partir do carvão gaúcho, dependente de investimento privado, cuja viabilidade poderia ser incrementada em se desenvolvendo a cadeia do gás, especialmente a abertura de mercado.

A estimativa do impacto acumulado sobre as variáveis econômicas de uma unidade produtora de 2,1 MMm³/dia de GNS (gás natural sintético) a partir do carvão mineral no RS de 2019 a 2042 seria de R\$ 12,5 bi no PIB, 2 mil empregos diretos, 2,2 mil empregos indiretos e demandando investimento da ordem de US\$ 1,5 bi. Considerando o efeito multiplicador de empregos no setor de mineração/extrativa mineral, que é de cerca de 1:13 (IBRAM, 2012), o impacto poderá ser ainda mais significativo em termos de geração de renda e desenvolvimento socioeconômico, sobretudo considerando que as maiores reservas se localizam em regiões deprimidas economicamente no RS.

7.11. Estimativas do Estado de Sergipe

O Estado não desenvolveu estudos conformados, contudo apresentou a abertura do mercado de gás como a grande oportunidade que o Estado terá, com a entrada em operação dos campos de águas profundas no litoral de Sergipe, operados pela Petrobras e EXXON.

Há empenho do Estado em criar mecanismos que possibilitem a ampliação da oferta do gás, chamando a atenção para o gás mais barato do Brasil, no intuito de atrair empresas demandantes para se Instalarem em áreas próximas à UPGN a ser Implantada pela Petrobras, haja vista, o custo de produção mais baixo, já que a distância dos campos para o litoral é menor, em comparação com as bacias de Campos/RJ e Santos/SP, com baixa tarifa de transporte, a ser brevemente definida pela Agência Reguladora Estadual - AGRESEd.

Assim, o Estado vislumbra a possibilidade de ofertar gás entre US\$ 3 e US\$ 5 por milhão de BTU. Isso certamente viabilizaria a implantação de mais uma termoelétrica de 1.500 GW, retomar a produção da FAFEN, duplicação da FAFEN/SE, ampliação da produção da indústria vidreira IVN/Vidraporto, ampliação da indústria cerâmica Serra Azul, bem como recuperação da cerâmica CERCESA/Escorial que paralisou suas atividades.

7.12. Evidências apontadas pela FIESP

A Federação das Indústrias de São Paulo (FIESP) não apresentou estudos ou estimativas do cenário estadual, contudo apontou evidências sob aspectos financeiros do setor de distribuição de gás canalizado e suas implicações econômicas e de preço final da molécula.

Nesse sentido, destaca que o custo real do gás do pré-sal e qual o custo de oportunidade para trazê-lo do campo para a costa e então internalizá-lo como pergunta importante a ser respondida. Sob essa questão, o Estudo FGV e Gas Energy realiza uma primeira *proxy* desse preço potencial da oferta de gás natural do pré-sal.

Não obstante, cita estudo publicado pela EPE, que traz um *range* de custos, variando de US\$1,60 e US\$16,00/MMBTU, a depender a distância da costa e da concentração de CO₂ (vide Figura 7.5). Entretanto, a FIESP pondera que o preço apenas será conhecido quando o gás for produzido e escoado. Até lá, estimar qualquer valor para o gás do pré-sal pode implicar em expectativas que, não necessariamente, serão alcançadas.

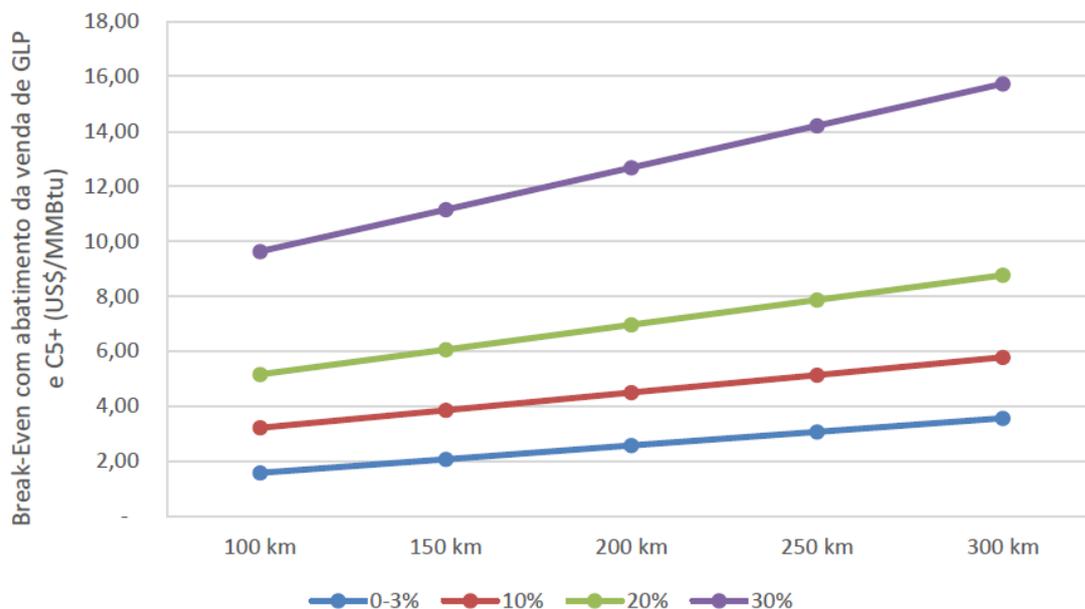


Figura 7.5. Estimativa de Break-Even de gás natural do pré-sal

Fonte: EPE (2019b).

Ainda que a harmonização das legislações estaduais referente à distribuição de gás seja medida importante para dar previsibilidade ao mercado, a FIESP entende que o ponto mais importante para uma regulação adequada é o fortalecimento das agências reguladoras locais.

Conforme citado anteriormente, a competitividade nas margens de distribuição de gás é alcançada quando os bons princípios da regulação por incentivos são aplicados, algo ainda muito distante da realidade das Unidades da Federação. O fato de inúmeros estados do país ainda contarem com taxa de retorno definida em contrato é evidência disso.

Observa-se na Figura 7.6 como a atuação do regulador é importante para trazer as tarifas de distribuição para patamares cada vez mais competitivos.

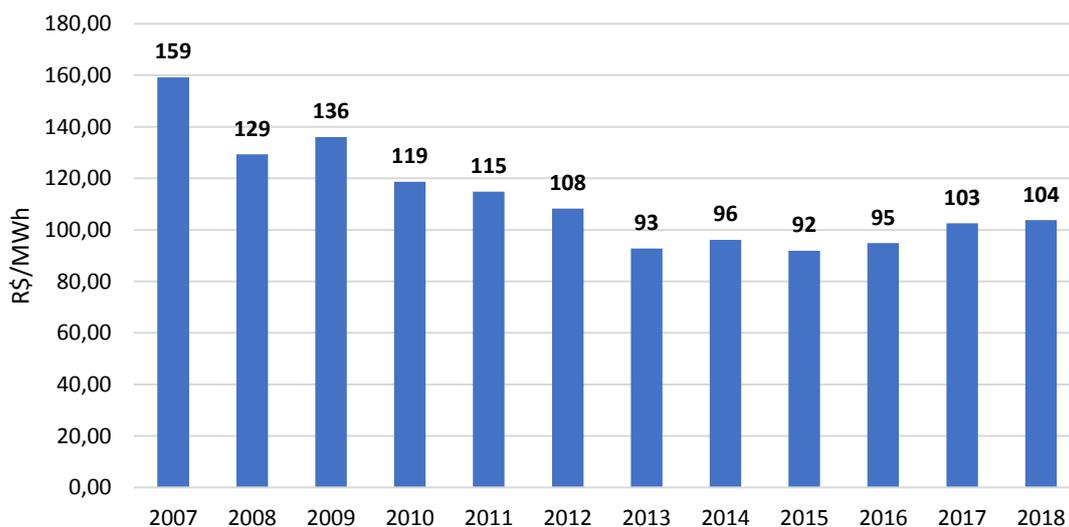


Figura 7.6. Tarifa média de distribuição Brasil (em dez/2018 pelo IGPM)

Fonte: elaboração FIESP com base em dados da ANEEL.

Já a alocação correta de custos – faturando cada classe de acordo com os custos que ele imputa à distribuidora – torna a tarifa mais justa, eliminando eventuais subsídios cruzados entre as classes de consumo.

A FIESP, em sua estimativa com dados da ARSESP, aponta também como se divide o consumo de gás na área da Comgás (SP) e como está repartida a receita da distribuidora. Fica evidente como a classe industrial, apesar de consumir 65% do gás, é responsável por 44% dos custos da distribuidora – logo, deve recuperar 44% da receita via tarifas. Já a classe residencial que representa apenas 6% do consumo, mas é responsável por 38% dos custos²². O reconhecimento desse fato pela agência reguladora, no atual processo de revisão tarifária, permitiu que o consumidor industrial não subsidiasse as demais classes em R\$ 850 milhões ao longo dos próximos 5 anos²³.

7.13. Estudos da FIRJAN

A Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (FIRJAN) também não apresentou estudos sobre os efeitos econômicos da abertura do mercado de gás, contudo trouxe estimativas do cenário estadual, bem dados atualizados da economia do gás natural no estado do Rio de Janeiro, extraídos de dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Natural (Abegás), em especial aos dados referentes ao segmento industrial.

Historicamente, a média do consumo industrial se coloca como 2º maior segmento consumidor do estado. A partir de 2016, contudo, o segmento automotivo assume a 2ª posição e, em 2019, já está 13% maior que o industrial. Desde 2010, o segmento industrial vem apresentando redução do seu consumo total, com leve recuperação em 2019. No geral, o segmento acumula queda de 22% desde então.

²² Números referentes à 4ª Revisão Tarifária da Comgás.

²³ <http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0030-2019.pdf>

O Consumo médio total de gás natural no Estado foi de 18,4 MMm³/dia (2010 e 2019). No que tange aos usos finais, o segmento de geração elétrica foi responsável por 11,7 MMm³/dia (64% da demanda total), segmento industrial com 3,2 MMm³/dia (17%), o segmento automotivo: 2,8 MMm³/dia (15%), sendo que outros segmentos representaram cerca de 0,7 MMm³/dia (4%).

No que se refere ao total de clientes industriais consumidores de gás natural, houve uma redução entre 2010 e 2019, passando de 412 em 2011 para 354 empresas em 2019. Este cenário é reflexo de uma estrutura contrária ao desenvolvimento do mercado, onde prevalece a socialização dos custos tanto no monopólio do fornecimento, quanto no monopólio da distribuição.

Para o segmento industrial, o principal fator de competitividade na tarifa final é o custo do gás natural, ou seja, o preço da molécula vendida para a Distribuidora, que compõe entre 60 e 65% da tarifa final. Esta parcela, por sua vez, aumentou em mais de 20 R\$/MMBtu entre 2010 e 2019, impactando consideravelmente nos custos das indústrias fluminenses (Figura 7.7). Muitas das unidades fabris no Estado têm o gás natural como principal componente dos custos da planta, valor que pode alcançar 30% do custo total.

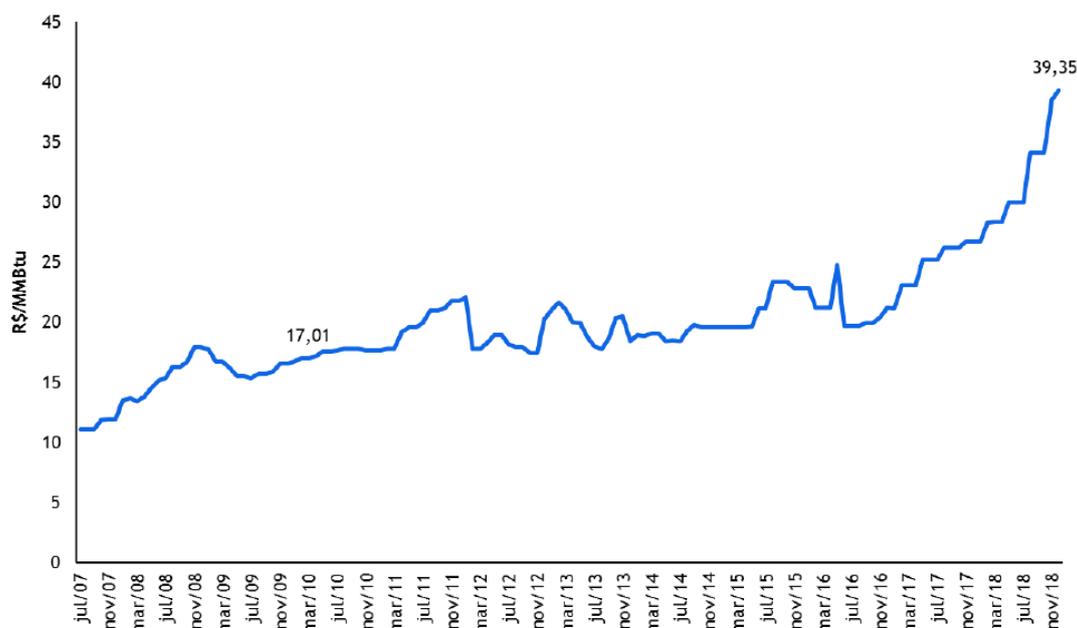


Figura 7.7. Custo do gás natural (molécula) na região Sudeste

Fonte: Firjan a partir de dados do MME (2019).

No que tange à capacidade de geração de empregos, as indústrias consumidores de gás natural no Rio de Janeiro são responsáveis por empregar mais de 40 mil trabalhadores industriais. Assim, é importante que as ações de âmbito federal e estadual sejam direcionadas para viabilizar a multiplicidade fornecedores e consumidores de gás natural, restringindo os efeitos negativos dos monopólios e evitando que pequenos monopólios regionais sejam criados.

7.14. Estudos futuros

Trata-se de desenvolver estudos de Análises de Impacto Regulatório (AIR) para as alternativas e propostas de ação descritas na presente Nota. Aplicando-se a boa prática²⁴ no setor público para a condução de estudos de AIR, pretende-se, em concomitância as ações a serem promovidas no âmbito de grupo de trabalho do Poder Executivo, conduzir os estudos técnicos organizados em conjunto as instituições citadas no parágrafo anterior.

Sob o aspecto metodológico, a AIR é um importante instrumento de evolução da qualidade regulatória a partir de um processo sistemático de análise das evidências dado um problema regulatório. Na Figura 7.5, é possível distinguir as etapas de uma AIR, cuja finalidade é orientar e subsidiar a tomada de decisão e, em última análise, contribuir para que as ações regulatórias sejam efetivas, eficazes e eficientes (CASA CIVIL, 2018).

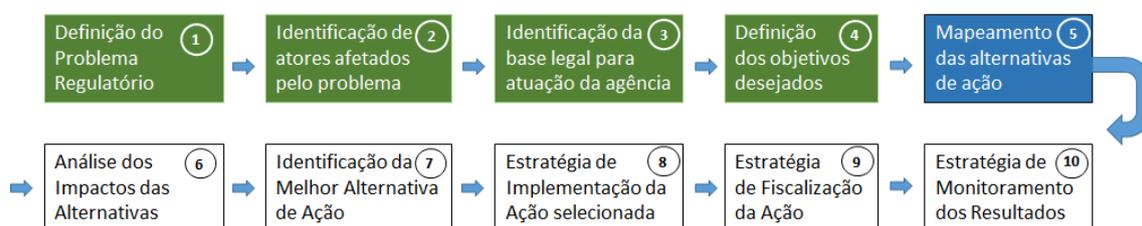


Figura 7.5. Etapas de uma AIR

Fonte: CASA CIVIL (2018).

É importante destacar que a AIR não deve ser entendida como uma mera comparação entre alternativas de intervenção. Antes disso, a AIR deve buscar entender a natureza e a magnitude do problema regulatório, definir quais os objetivos pretendidos pelo regulador e analisar se algum tipo de intervenção é de fato necessária. Somente após esta reflexão inicial, parte-se para a identificação e análise de possíveis alternativas de ação, de modo a permitir que a melhor escolha possível seja feita. Após o exame de todas as informações e considerações relevantes, a AIR pode inclusive indicar que não regular é a melhor alternativa possível (CASA CIVIL, 2018).

Na prática, diferentes agentes públicos e privados atuantes na IGN já desenvolveram iniciativas no sentido de implementar parte das reflexões necessárias em uma AIR. Tem-se conhecimento que já existem estudos quantitativos que estimam o potencial e impacto de medidas regulatórias.

Dessa forma, a partir dessas iniciativas públicas e privadas julga-se que as etapas de 1 a 8 já tenham sido realizadas desde 2016 até a conclusão do presente trabalho do Comitê de Concorrência do Novo Mercado de Gás. Os futuros estudos devem realizar novas contribuições no desenvolvimento das etapas 6 a 10. Tais contribuições, em conjunto com outras endereçadas por *stakeholders* do setor privado, poderão ser utilizados no desenvolvimento dessas etapas, de modo a gerar as estimativas mais robustas de impactos econômicos e sociais das medidas

²⁴ O roteiro para desenvolvimento de AIR definido pela Presidência da República, Casa Civil, a ser empregado no âmbito das agências reguladoras, é ao mesmo tempo recomendado para as demais instituições do Poder Executivo.

propostas em todos os segmentos da indústria de gás natural, bem como de fiscalização e monitoramento das condições percebidas no mercado daqui em diante.

Um dos estudos essenciais já identificados neste trabalho compreende o desenvolvimento de contas no Sistema de Contas Nacionais destinadas a representar os setores de Petróleo e Gás Natural, bem como os setores de Eletricidade e gás canalizado, de forma isolada. Esse projeto de P&D poderia disponibilizar dados relevantes para contabilizar os efeitos econômicos e sociais das medidas aqui propostas.

8. Considerações Finais

O presente relatório buscou apresentar medidas para a diversificação dos agentes do setor gás natural e o aumento da competição, advindas das discussões provenientes do Comitê para Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural, constituído no âmbito do CNPE. Objetivou-se realizar um diagnóstico de cada segmento do setor de gás natural, identificando-se desafios a serem vencidos para a abertura do mercado, bem como riscos de ordem regulatória que poderiam ser enfrentados no processo de abertura.

Para o desenvolvimento de um mercado atacadista concorrencial é importante garantir que as atividades potencialmente competitivas da cadeia de valor do gás natural sejam, de fato, sujeitas ao processo de concorrência. Apenas dessa maneira haverá competição entre supridores, de forma que os preços indiquem os sinais econômicos adequados. Sendo assim, foram descritas recomendações para o estabelecimento desta concorrência com base em ações a serem tomadas nos segmentos *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*.

No segmento *Upstream*, apontou-se a possibilidade de estabelecer critérios que otimizem a utilização das instalações pelos agentes, com possibilidades de interconexão para envio do gás natural para o continente de forma conjunta, além de promover o acesso dos diversos agentes produtores aos mercados consumidores de gás natural para monetização dos volumes produzidos.

No segmento *Midstream*, foi indicada a aplicação da doutrina das infraestruturas essenciais para que o acesso de terceiros às instalações seja discutido dentro de um arcabouço transparente e não discriminatório, com disponibilização das características técnicas e das condições de acesso ao público. Também foi recomendada a certificação de independência para ampliação do acesso aos gasodutos de transporte, com convergência de longo prazo para a separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*), bem como a restrição à completa contratação de capacidades de gasodutos de transporte em casos específicos.

No segmento *Downstream*, foram apontadas como importantes a separação entre estas duas atividades, a transparência das informações e a adequação das taxas de remuneração e das regras de reajuste de preços de cada atividade, bem como o estabelecimento de estruturas tarifárias que aloquem custos e receitas de forma eficiente.

Foram também apresentados diversos estudos que descrevem os potenciais benefícios econômicos da abertura do mercado de gás natural do Brasil. Dentre estes benefícios, podem ser destacados a ampliação da arrecadação de ICMS pelos Estados e de *Royalties* por todas as esferas Federal, Estadual e Municipal. A retomada e o crescimento de alguns segmentos da indústria

podem ser incentivados pela disponibilização de volumes de gás natural a preços competitivos em diversos estados, e a ampliação do acesso a infraestruturas que permitem a importação de gás natural (via gasodutos ou terminais de GNL) poderá permitir uma otimização dos fluxos, bem como o surgimento de um mercado de gás natural com maior liquidez, diversidade de agentes e competição entre diferentes fontes de oferta de gás natural

Como recomendações gerais, concluiu-se que a influência de agentes que ocupem posição dominante em algum segmento do setor de gás natural deve ser mitigada em relação aos outros segmentos da indústria, promovendo assim a não discriminação nas transações realizadas. Concluiu-se também que, durante o período de transição, deveria ser buscada a preservação da segurança no abastecimento nacional e da qualidade do produto, a preservação da segurança jurídica e o respeito aos contratos existentes, a avaliação de medidas que garantam uma transição gradual e segura, e o comprometimento com o adequado funcionamento do setor.

Com base nas recomendações mencionadas, foi elaborada uma proposta de Resolução CNPE tratando dos temas abordados. Neste sentido, a proposta de Resolução trata inicialmente dos princípios da transição para um mercado concorrencial de gás natural, elencando aqueles que devem ser observados nas medidas decorrentes desta Resolução. Referem-se à preservação da segurança no abastecimento nacional, à ampliação da concorrência em todo o mercado, de forma célere, porém prudente, inclusive em relação a discrepância de preços entre regiões, à coordenação da operação do sistema de transporte pelos transportadores independentes, à formação de áreas de mercado prevendo progressiva fusão, ao respeito aos contratos vigentes e governança das empresas e à autonomia e fortalecimento das agências reguladoras e da autoridade de defesa da concorrência.

Posteriormente, a proposta de Resolução dispõe sobre as medidas que devem ocorrer de forma coordenada na transição. Referem-se à promoção do acesso transparente e não-discriminatório às infraestruturas, à independência dos transportadores, à transparência nos contratos de suprimento de gás para atendimento ao mercado cativo, inclusive restringindo transações entre partes relacionadas envolvendo as concessionárias de distribuição de gás canalizado, à promoção da redução da concentração do mercado e ao incentivo à adoção voluntária de boas práticas regulatórias pelos Estados e o Distrito Federal na prestação dos serviços locais de gás canalizado.

São abordadas na proposta de Resolução medidas estruturais e comportamentais, consideradas de interesse da Política Energética Nacional, para serem observadas pelo agente que ocupa posição dominante no setor de gás natural para contribuir para a transição. São medidas que, adotadas pelo agente, contribuiriam para a aceleração do desenvolvimento do novo mercado de gás. Em seguida, descrevem-se as etapas para uma transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, visando dar previsibilidade aos agentes.

A proposta de resolução também descreve algumas boas práticas regulatórias na prestação dos serviços locais de gás canalizado, cuja regulação é de competência dos Estados, cabendo ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia incentivar a adoção das medidas. Entre as medidas, há menção a adequação da legislação tributária para a abertura do mercado de gás no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz).

Aborda-se em seguida o monitoramento periódico da implementação das medidas e avaliação de ações adicionais, para garantir a efetividade da política e promover contínuo aprimoramento. Propõe-se que haja avaliação semestral das medidas.

Segundo a proposta, o Ministério de Minas e Energia, em articulação com os órgãos responsáveis pela regulação e licenciamento ambiental, ficaria responsável por elaborar subsídios técnicos para a exploração e produção de gás em terra, notadamente para os chamados reservatórios não convencionais, que tem potencial de ofertar gás a um custo menor para o mercado. Ficaria a cargo do Ministério da Economia, em articulação com os órgãos responsáveis, definir estratégias de financiamento de infraestruturas observando os princípios da Resolução. Por fim, a proposta trata de dar condições necessárias para a ANP desempenhar as atribuições para a regulação do novo mercado de gás, mais especificamente em relação a recursos humanos.

Além disso, conclui-se que diante da média de crescimento do PIB brasileiro dos últimos anos, bem como a necessidade de que falhas de mercado sejam endereçadas para reduzir o custo Brasil, reduções de até 50% ou maiores nos preços da energia poderão ser alcançadas, em consonância com a efetiva ampliação da concorrência no mercado de gás.

9. Referências

- Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres, ABRACE (2019). Os impactos dos preços da energia elétrica e do gás natural no crescimento e desenvolvimento econômico. Estudo realizado em parceria com Ex Ante Consultoria Econômica.
- ALESINA, A.; ARDAGNA, S.; NICOLETTI, G.; SCHIANTARELLI, F. (2005). Regulation and Investment. *Journal of the European Economic Association* 3, 791–825.
- Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP (2017a). Chamada Pública da TBG – Contratação da Capacidade de Transporte após Término do Contrato de Transporte TCQ.
- ____, ____ (2017b). A Transição da IGN - Incentivo ao Acesso de Novos Agentes ao Sistema de Transporte. Apresentação ao Subcomitê 2 da Iniciativa Gás para Crescer.
- ____, ____ (2018a). Nota Técnica ANP nº 004/2018-SIM.
- ____, ____ (2018b). Nota Técnica ANP nº 014/2018-SIM.
- ____, ____ (2018c). *Anuário Estatístico ANP – 2018*.
- ____, ____ (2019a). Consulta e Audiência Públicas nº 8/2019.
- Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, ARSESP (2019). Nota Técnica NT.F-0002-2019 - Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) para o processo da 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS.
- AVERCH, H; JOHNSON, L. L. (1962). Behavior of the Firm under Regulatory Constraint. *The American Economic Review*.
- BISAGGIO, H. (2019). Análise do Setor de Gás Natural no Brasil: Medidas para Dinamização do Mercado. Apresentação realizada em 3 de dezembro de 2018.
- BRAU, R.; DORONZO, R.; FIORIO, C.; FLORIO, M. (2010), 'EU Gas Industry Reforms and Consumers' Prices', *The Energy Journal* 31, 163–178.
- Conselho Administrativo de Defesa Econômica, CADE (2016). Nota Técnica 19/2016/CGAA4/SGA1/SG/CADE.
- CAMBINI, C.; RONDI, L. (2010). Incentive Regulation and Investment: Evidence from European Energy Utilities. *Journal of Regulatory Economics* 38, 1–26.
- CASA CIVIL (2018). Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR / Subchefia de Análise e Acompanhamento de Políticas Governamentais [et al.]. --Brasília: Presidência da República, 2018.
- Confederação Nacional da Indústria, CNI (2018a) Insumos energéticos: custos e competitividade / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília, CNI. (Propostas da indústria eleições 2018; v.27).
- ____, ____ (2018b). Gás Natural: Mercado e Competitividade.
- CORDEIRO, A. (2017). Essential facility doctrine: A dificuldade de enquadrar casos na doutrina diante da assimetria de informação. *Jota*, 17 de fevereiro de 2017.
- European Free Trade Association, EFTA (1994). European Economic Area Agreement, 1994.
- Empresa de Pesquisa Energética, EPE (2017). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia.
- ____, ____ (2018). PDE 2027.
- ____, ____ (2019a). Mapa da Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil.
- ____, ____ (2019b). Estimativa de Custos do Gás Natural do Pré-Sal

EUROPEAN COMMUNITY. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas, 1998.

____. Directive 2009/73 of the European Parliament concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, 2009.

Fundação Getúlio Vargas, FGV (2014). Gás Natural. Cadernos FGV Energia, ano 1, nº 2, novembro de 2014.

____ (2019a). Distribuição de gás natural no Brasil, Dados e aspectos regulatórios

____ (2019b). Desafios e oportunidades de desenvolvimento econômico a partir do novo cenário de produção de gás natural e petróleo do pré-sal. Fundação Getulio Vargas – Centro de Economia Mundial. Fevereiro 2019.

____ (2019c). Avaliação de impacto da abertura do mercado de distribuição de gás natural no Brasil – P&D ANP - Sumário executivo.

GIIGNL (2018). GIIGNL Annual Report. The LNG industry. Neuilly-surSeine: GIIGNL.

GROWITSCH, C.; STRONIZIK, M. (2011). Ownership Unbundling of Gas Transmission Networks - Empirical Evidence Journal of Regulatory Economics.

HATTORI, T.; TSUTSUI M. (2004). Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry: A Panel Data Analysis for OECD Countries. Energy Policy 32, 823–832.

Instituto Brasileiro de Mineração, IBRAM (2012). Informações e Análises da Economia Mineral Brasileira - 2012.

International Energy Agency, IEA (2012). Gas pricing and regulation – China’s challenges and IEA experience, France, 2012.

JOSKOW, P. (2007). Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets.

____ (2014). Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks

KONOPLYANIK, A. (2007). International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Bélgica: Energy Charter Secretariat.

Ministério de Minas e Energia, MME. Gás para Crescer, Subcomitê 1 – Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL. 1º Relatório, abr., 2017.

____, ____ (2019). Boletim Mensal de Acompanhamento de Indústria de Gás Natural – dezembro de 2018.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, MMSO (2019). TDR nº 63, Produto 5.

NAGAYAMA, H. (2009). Electric Power Sector Reform Liberalization Models and Electric Power Prices in Developing Countries: An Empirical Analysis Using International Panel Data. Energy Economics 31, 463–472.

Norwegian Petroleum Directorate, NPD (2018). Exports of Norwegian Oil and Gas, 2018

Organization for Economic Cooperation and Development, OECD (1996). The essential facilities concept. Policy Roundtables, Competition Law & Policy. Paris: OECD, 1996.

Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM (2012). Guidance on the regulated third party access regime for liquefied natural gas facilities in Great Britain, abr., 2012

OIL AND GAS UK (2017). Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf, ago., 2017.

Oil and Gas Authority, OGA (2016). Third party access, out. 2016.

PITOFKY, R.; PATTERSON, D.; HOOKS, J. (2002). The essential facilities doctrine under United States antitrust law. *Antitrust Law Journal*, v. 70, p. 443-462, 2002.

SEFEL (2018). *Energia – Diagnósticos e Propostas para o Setor*.

SIX e CORBAU (2017). SIX, Sammy ; CORBEAU, Anne-Sophie “Third Party Access to Regasification Terminals: Adapting to the LNG Markets’ Reconfiguration”, King Abdullah Petroleum Studies and research Center, Fevereiro de 2017.

STEINER, F. (2001). Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry. *OECD Economic Studies* 32, 143–182.

ANEXO

Esta seção apresenta a consolidação das contribuições recebidas de empresas, associações e entes governamentais atuantes na indústria de gás natural. As instituições foram consultadas por meio de formulário enviado pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Conforme já esclarecido, o comitê foi criado por meio da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 4, de 09 de abril de 2019, para aprimorar o processo de formulação da política pública destinada à melhoria de práticas regulatórias a nível estadual, bem como o estabelecimento de medidas de transição para um mercado de gás natural mais competitivo.

Dos mais de quarenta agentes e associações representantes da cadeia produtiva de gás natural que foram consultados, foram recebidas contribuições de trinta e seis entidades. Especificamente sobre as diretrizes para o desenvolvimento de uma estrutura de mercado concorrencial para a indústria de gás natural, as entidades sugeriram as diretrizes sintetizadas na tabela a seguir.

Tabela A.1. Síntese das diretrizes apontadas por agentes públicos e privados para desenvolvimento de estrutura de mercado concorrencial na indústria de gás natural

Tema	Quantidade de contribuições
Áreas de mercado	2
Separação entre distribuição e comercialização	2
Privatização das distribuidoras	3
Harmonização regulatória	3
Negociação dos contratos de concessão	4
Transparência e publicidade no cálculo das tarifas de transporte e/ou distribuição	4
Integração com setor elétrico	4
Transparência das informações	4
Códigos de rede	5
Negociação dos contratos de transporte	5
Consumidor livre	7
Gas release / capacity release	7
Barreiras tributárias	7
Operação do transporte	7
Fortalecimento das agências reguladoras	7
Respeito aos contratos, leis e normas vigentes	8
Garantia de suprimento / balanceamento	8
Plano de transição	9
Compartilhamento de infraestruturas	14
Desverticalização do transporte e/ou distribuição	16
Outros	25
Total Geral	151

Fonte: elaboração própria.

As contribuições de trinta e seis agentes e associações de todos os elos da indústria de gás natural a este trabalho são apresentadas pela ordem das perguntas constantes nos questionários enviados a tais entidades. Dessa forma, os próximos tópicos da seção correspondem às referidas questões. As contribuições são sintetizadas de modo a indicar os pontos destacados por cada entidade, sem identificá-las, conforme proposto aos participantes da pesquisa.

Pergunta 1 – Do ponto de vista do segmento ao qual pertence ou representa, que cuidados devem ser tomados ou que diretrizes devem ser observadas na transição para um mercado concorrencial?

Comentários Gerais

- Entre os participantes, existe a percepção de que é preciso respeitar os contratos vigentes para evitar a judicialização do setor.
- Outra questão comentada foi a necessidade de estabelecer um marco regulatório consistente com a desverticalização do mercado.
- Algumas questões chaves apontadas definem as principais diretrizes que devem nortear o processo de transição: transparência, eficiência, simplicidade e redução de barreiras legais, contratuais e tributárias.
- Pode-se observar que os participantes apontam a necessidade do fortalecimento das agências reguladoras do país, com características mais técnicas e com autonomia financeira e política. Dessa forma, a transição será mais segura.
- Comentou-se restrição à participação acionária cruzada entre agentes que participam no mercado competitivo (produção, comercialização e consumo) e no mercado regulado (transporte e distribuição) para reduzir possibilidades de criação de barreiras à entrada, entre outras práticas anticompetitivas;
- Outro ponto importante citado por alguns participantes diz respeito à manutenção da qualidade do gás natural brasileiro. O mercado precisa se expandir, mas mantendo a qualidade do insumo.
- A necessidade de manter o diálogo com agentes do setor, com avaliação periódica do processo de transição e definição de prazos compatíveis com as necessidades dos agentes foi outro ponto citado.
- Reconhecimento do custo e benefício da geração termelétrica de base no Sistema Interligado Nacional (SIN) e alteração das regras dos leilões de energia – realização por fonte e por submercado.
- Alguns participantes comentaram ser importante fomentar um novo mercado de gás natural promovendo uma maior integração do setor elétrico com o setor de gás natural. Essa integração garantiria energia de base no SIN e geraria a expansão da infraestrutura de gás.
- Foi citada a necessidade de se estabelecer a figura do fornecedor de última instância, para garantir maior segurança no abastecimento nacional.

Sobre segmento Upstream

- Um dos pontos centrais apontados pelos participantes foi a necessidade de acesso negociado e não-discriminatório das infraestruturas de escoamento, processamento e terminais de gás natural liquefeito (GNL) para abertura do mercado.
- Alguns agentes apontaram que deve haver limitação de compra e venda de gás natural entre produtores, cercando-se dos cuidados devidos em vista da relevância de tais transações para a decisão de investimentos.
- Uma recomendação encaminhada diz respeito à necessidade de o Governo continuar promovendo leilões para exploração e produção de gás natural para estimular a competição entre os agentes. Com o mesmo objetivo, sugere-se adicionalmente a promoção de leilões para infraestruturas essenciais – gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGN), etc..
- Apontou-se a necessidade de se prover mecanismos de incentivos para a expansão de novas rotas de escoamento de gás.

Sobre segmento Midstream

- Limitação da participação da Petrobras na oferta de gás natural é condição primária para a abertura do mercado, conforme opinião dos agentes de mercado. Nesses termos, foi citada a adoção de programas de *gas release* e *capacity release* para iniciar tal processo.
- Autonomia e independência dos transportadores foi outro ponto citado como crucial para abertura do mercado.
- Foi apontada a necessidade do ajuste na legislação tributária para viabilizar o modelo de entrada e saída. Sugeriu-se prosseguir com Ajuste SINIEF nº 03/2018, mas também buscar outra ação mitigatória, se necessário.
- No processo de transição, sugeriu-se maior transparência e publicidade no cálculo das tarifas de transporte e distribuição, de modo a dar maior previsibilidade ao mercado de gás natural.
- A definição de códigos de rede, com possibilidade de realização de audiência pública foi um dos pontos mais citados no questionamento realizado.
- Uma das sugestões encaminhadas cita a possibilidade de adequação dos contratos de transporte, à semelhança da TBG, para implementação do modelo de entrada e saída.
- Desenvolvimento de um plano de transição para operação segura do sistema de transporte com publicação de um cronograma oficial da transição, com as etapas e os instrumentos de controle bem definidos pelo órgão regulador.
- Alguns participantes comentaram a possibilidade de considerar a Petrobras atuando como *balancing shipper* – devidamente remunerada – no início do processo de transição.
- Permitir que o próprio mercado gerencie a alocação de capacidade contratual e operacional.
- Criação de áreas de mercado compatíveis com o mercado brasileiro e com as condições logísticas atuais.
- Estabelecimento de tarifas de entrada e saída considerando as áreas de mercado.

- Necessidade de se repensar os prazos contratuais de transporte para promover maior liquidez ao mercado.
- Criação de condições de previsibilidade na oferta da molécula.
- Adoção de incentivos econômicos adequados ao sistema de transporte e à comercialização do gás.
- Regime de autorização para expansão da rede de transporte.
- Estabelecimento de *open season* anual para capacidade de transporte

Sobre segmento Downstream

- Mencionou-se restrição à participação acionária dos Estados (órgão regulador) nas distribuidoras locais de gás canalizado (monopólio regulado) para mitigar o conflito de interesses dos Estados em questões regulatórias, administrativas e judiciais relacionadas à distribuição de gás natural;
- Participantes mostraram interesse em implementar incentivos de competitividade na comercialização do gás natural. Sobre esse ponto, há ponderações relativas à observância da manutenção da atratividade econômica do segmento de distribuição.
- Fim das possibilidades de *self-dealing*.
- Harmonização regulatória nos Estados, com adesão voluntária, com diretrizes da Agência Nacional do Petróleo (ANP) em conjunto com a Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR).
- Instituição e regulação da figura do consumidor livre pela regulação estadual, inclusive com liberação gradual até consumidor residencial.
- Respeito à competência constitucional dos Estados para garantir a harmonização entre os entes e dar maior garantia ao mercado.

Pergunta 2 – Quais etapas e prazos visualiza para o processo de transição?

Etapas para transição

- Acesso a Escoamento, Processamento e Terminais de GNL:
 - ✓ Conforme alguns representantes, a possibilidade de compartilhamento das infraestruturas essenciais, notadamente, gasodutos de escoamento, unidades de processamento e tratamento de gás natural e terminais de GNL, a partir de remuneração adequada ao investidor, possibilitará o acesso de novos ofertantes ao mercado.
- Transporte de gás:
 - ✓ indica-se que o adequado é a contratação de capacidade de transporte na modalidade de entrada e saída. Considerando ainda a existência, durante um

- período de transição, de coexistência entre a modalidade de transporte ponto a ponto (contratos originais) e a modalidade de entrada e saída (novos contratos).
 - ✓ inclusive, o gas e capacity release devem ocorrer também na modalidade de entrada e saída.
 - ✓ sugere-se desverticalização total ou funcional certificada pela ANP de forma a garantir a atuação independente entre as transportadoras, comercializadoras e carregadoras, evitando o estabelecimento de subsídio cruzado.
 - ✓ aponta-se que o estabelecimento das áreas de mercado deve ocorrer com operação coordenada dos sistemas de transporte e códigos de redes pré-definidos.
 - ✓ transição de uma tarifa predominantemente postal no início, com mecanismos para derivação a uma tarifa eminentemente locacional.
- Adequação da legislação tributária:
 - ✓ ajuste na legislação tributária referente à tributação das operações de comercialização/movimentação de gás natural deve viabilizar a movimentação de gás natural por diversos agentes em um mesmo trecho das instalações de transporte.
 - ✓ deve-se promover atualização do ajuste SINIEF ou outro instrumento que viabilize a comercialização num primeiro momento.
- Fornecedor de Última Instância:
 - ✓ a normativa referente à atuação do fornecedor de última instância deve ser criada para, por exemplo, evitar desbalanceamentos do sistema.
- Setor de distribuição:
 - ✓ deve ocorrer regulação do consumidor livre, autoprodutor e auto importador, com diretrizes federais e com estímulos econômicos para adoção das mesmas.
 - ✓ sugere-se que unbundling alcance a atividade de distribuição.
- Relação entre setor elétrico e gás natural:
 - ✓ deve-se contribuir para harmonização do setor elétrico com setor de gás natural.
 - ✓ avaliam-se apropriados mecanismos para facilitar a participação do gás natural na matriz elétrica por meio de novos investimentos em usinas termelétricas.
- Sugere-se que transição considere melhoria da disponibilidade de informações sobre o mercado para os consumidores.

Prazos para a transição

- Para a maioria dos participantes, o período de transição deve ser suficientemente célere para promover expansão do mercado e da infraestrutura. Os prazos sugeridos foram entre 1 a 5 anos para a transição completa.
- Outros participantes sugeriram prazos para situações específicas, como:
 - ✓ regulação do acesso às redes de transporte e tarifa - 1º semestre de 2019;

- ✓ fim do self-dealing e publicidade dos contratos de venda de gás para as distribuidoras - aplicação imediata - ainda em 2019;
- ✓ Transparência e melhoria de disponibilidade de informações para os consumidores por toda a cadeia de gás natural - prazo de 3 a 6 meses);
- ✓ implementação do programa de gas release (redução da Petrobras a não mais do que 50% do mercado) - curto prazo - 2019/2020;
- ✓ padronização das regras de comercialização – prazo de 18 a 24 meses;
- ✓ constituição de agência reguladora para o gás canalizado – prazo de 18 a 24 meses;
- ✓ abertura do mercado e viabilização do mercado livre - até 2022; e
- ✓ comprovação da independência dos transportadores - prazo máximo de 3 anos.

Pergunta 3 – Que pontos considera relevante para uma regulação estadual adequada?

Comentários Gerais

- Necessidade de fortalecimento institucional das agências reguladoras estaduais, com instituição prevista em lei, independência decisória, autonomia administrativa e financeira, diretoria colegiada com mandato fixo, estabilidade e experiência técnica.
- Necessidade de harmonização entre as regulações federal e estadual e entre as regulações estaduais.
- Constituição de agências reguladoras em todos os estados.
- Os atos normativos da regulação estadual devem ser respaldados por nota técnica e submetidos à consulta pública, a fim de possibilitar a participação dos agentes que atuam no setor, bem como da sociedade.
- Desenvolvimento de políticas energéticas em âmbito estadual, por meio de Secretarias de Energia (ou outras Secretarias com tais atribuições).
- Revisão, por meio de acordo negociado, dos contratos de concessão de distribuição de gás canalizado para adequação desses contratos ao novo modelo concorrencial de gás natural.

Aperfeiçoamentos Regulatórios

- Existem regulações estaduais que representam barreiras à entrada de investimentos em autoprodução e autoimportação, definindo critérios que não estão previstos na Lei 11.909/2009 e no Decreto 7.382/2010.
- Necessidade de harmonização entre as regulações estaduais sobre o consumidor livre, tais como prazos dos contratos e pré-aviso para migração, incluindo a possibilidade de venda ou cessão de excedentes por consumidores livres.
- Uma das propostas sugeriu a instituição do agente econômico “consumidor parcialmente livre”, de forma a permitir que uma mesma unidade consumidora contrate simultaneamente no mercado livre e regulado, incentivando a transição para um mercado concorrencial.
- Em relação às questões tarifárias, foram propostos:

- ✓ cálculo efetivo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para garantir a separação dos custos relativos à atividade de comercialização dos custos da distribuição de gás natural; e
 - ✓ a regulamentação da tarifa específica, conforme previsto no art. 46 da Lei do Gás, para desenvolver a demanda e investimentos no setor, referente aos consumidores livres, auto importadores e autoprodutores.
- Entre os participantes, foi mencionada a necessidade de separação entre as atividades de distribuição e comercialização. Parte aponta que a atividade de comercialização deve ser regulada pela ANP.
- Realização de processos periódicos e transparentes de revisão tarifária.
- Organização de leilões de compra de gás natural por parte das distribuidoras.
- Publicação das projeções de médio/longo prazo do volume de gás a ser comprado pelas distribuidoras (bem como do vencimento dos contratos de fornecimento existentes) de forma a permitir que os produtores possam negociar o atendimento a essas demandas.
- Parte dos participantes indicam que as atribuições de regulação entre os entes federativos devem ser distribuídas e compatibilizadas de modo que não prejudiquem a concorrência.
- Aponta-se a necessidade de atualização da regulamentação do serviço local de gás canalizado.

Desverticalização do mercado de gás natural

- Sugere-se separação contábil, jurídica e societária entre as atividades de transporte e distribuição e a comercialização.
- Aponta-se também que é pertinente a venda das participações da Petrobras nas distribuidoras estaduais.
- Outro aprimoramento indicado é a privatização das distribuidoras.

Necessidade de orientações da Agência Reguladora Federal

Dentre os participantes, surgiu a necessidade de definição de atributos pela agência reguladora federal para auxiliar a regulação estadual, como:

- ✓ plano de investimentos para a distribuidora local;
 - ✓ metodologia para determinação da taxa de retorno do capital e avaliação da base regulatória de ativos;
 - ✓ padrão para divulgação de informações, inclusive de contratos; e
 - ✓ separação e transparência dos componentes da tarifa de gás paga pelos consumidores.
- Apontou-se também a pertinência de uniformização dos pilares da eficiência, da transparência e da modicidade tarifária pelo serviço prestado.

Pergunta 4 – Caso aplicável ao segmento que representa ou pertence, qual a faixa de preço do gás natural que justifica economicamente a decisão de investimento de expansão de plantas existentes ou de construção de novas plantas no setor representado?

- A maioria dos participantes ressaltou a dificuldade de indicação da faixa do preço de gás natural que justifique a realização de novos investimentos. Alguns fatores foram mencionados:
 - ✓ a competição do mercado definirá o nível de preços praticado; e
 - ✓ o investimento baseia-se em vários fatores, incluindo as estruturas fiscais, econômicas e regulatórias, bem como a estabilidade política.
- Apesar de alguns participantes alegarem a dificuldade de estabelecer previamente os preços balizadores das decisões de investimentos, afirmaram que condições necessárias ao investimento podem ser criadas se os preços domésticos seguirem a paridade internacional.
- Além disso, foram citadas questões que, segundo os participantes, são mais importantes para as decisões de investimento do que o estabelecimento de faixas de preços:
 - ✓ transparência dos preços no mercado;
 - ✓ planos de investimento em infraestrutura; e
 - ✓ regulação que permita o desenvolvimento de um mercado competitivo.
- Faixa de preço que justifica economicamente a decisão de investimento: US\$ 3 e US\$ 7/MMBtu.

Pergunta 5 – Na hipótese de haver medidas que promovam a abertura do mercado de gás natural (tais como acesso aos dutos de escoamento e unidades de processamento; acesso ao transporte nos pontos de entrada e saída; operação por transportadores independentes; e aperfeiçoamento da regulação da atividade de distribuição) possui estudos e avaliações que demonstrem potenciais impactos e benefícios decorrentes dessa abertura, tais como na geração de emprego e renda, aumento nos investimentos, ou outro?

- Mais de um quarto dos agentes que responderam o questionário afirmaram possuir estudos que avaliam os impactos que teria a abertura do mercado de gás no Brasil.
- Os agentes foram unânimes em destacar o potencial de geração de emprego e renda que isso teria para o país como um todo além do próprio setor energético. Um dos agentes menciona que, em apenas dois projetos integrados de térmicas e terminais de GNL, atualmente em desenvolvimento, estimam-se investimentos diretos no País de mais de R\$ 12 bilhões, gerando mais de 18 mil empregos diretos e indiretos.
- Destacam-se a seguir os principais resultados apontados como potenciais consequências da abertura do mercado de gás no Brasil:
 - ✓ De acordo com um dos estudos mencionados pelos agentes²⁵, caso o óleo e o gás do pré-sal pertencentes à União sejam utilizados para refino e petroquímica, o Brasil poderá receber US\$ 32 bilhões em investimentos de 2020 a 2025, com

²⁵ Bain Company & Gás Energy

impacto direto entre US\$ 8 e 10 bilhões no PIB. O estudo também apresenta que esse montante de investimento pode gerar uma arrecadação anual adicional para a União de US\$ 1,3 bilhão, sem contar a geração de empregos diretos e indiretos.

- ✓ Um dos agentes alerta para eventual incentivo à migração do mercado termelétrico e de grandes consumidores para o litoral, em função do preço de gás mais competitivo, isso, em tese, poderia ser prejudicial à competitividade do interior do País. Para mitigar esse aspecto, outro agente menciona a criação de uma área única de mercado sem distinção de preços entre o interior e litoral.
- ✓ Outro estudo apresentado²⁶ estima que o aumento de produção de gás natural eliminará a necessidade de importação de GLP (cerca de 2 milhões de toneladas por ano) e, ainda, que, a partir de 2022, com o aumento da produção e processamento do gás natural novo, teremos um incremento significativo na produção de Etano, fomentando a indústria petroquímica; de Propano, utilizado tanto na indústria petroquímica quanto na fabricação de GLP; de Butano, também usado pra produzir GLP; e de gasolina natural, reduzindo a importação de nafta petroquímica, com evidentes impactos na nossa balança comercial de derivados de petróleo.
- ✓ Assim, espera-se, que isso transforme o preço de paridade importação para paridade exportação, com a possível queda de 25% no preço dos produtores. Além disso, cria-se a possibilidade de uso do gás em veículos pesados substituindo diesel pode reduzir a importação deste combustível (cerca de 30% do consumo no Brasil), com redução de custos para ônibus e caminhões na ordem de 20 a 35%, dependendo do preço da molécula. Com o aumento do volume e a queda da margem das distribuidoras, esses descontos poderão ser até maiores.
- ✓ O estudo estima, também, que com a disponibilização do gás associado ao pré-sal, será possível a geração de energia elétrica em base ao longo da costa do Sudeste a um custo estimado em US\$ 45 a US\$ 50/MWh.
- ✓ Um agente chamou atenção para o aumento do consumo do gás no País, da ordem de 45%, nos últimos 10 anos, sem o respectivo aumento na oferta, que teria crescido apenas 14% no mesmo período. Ele estima que os investimentos em exploração e produção (E&P), e não apenas em gás natural, possam ultrapassar os US\$ 40 bilhões em 2022 e o que geraria 873 mil postos de trabalho até 2022 e cerca de R\$ 65 bilhões em renda.

²⁶ FGV - Centro de Economia Mundial

Pergunta 6 – Outras questões julgadas pertinentes.

O questionário se encerrou solicitando que os agentes apresentassem outros comentários que julgassem pertinentes. A seguir, destacam-se as principais contribuições.

- Foi destacada a necessidade de gás release, incluindo o escoamento, pelo agente dominante, durante o processo de transição do mercado, de modo a garantir a sua abertura.
- Destacou-se, também, a necessidade de se conferir liberdade ao autoprodutor/autoimportador em movimentar seu próprio gás, por sua conta em risco, da forma mais racional e econômica possível, sem contrapartida às distribuidoras locais para as infraestruturas não conectadas à malha de gasodutos existentes de distribuição.
- A realização de leilões por meio do consumidor livre e a regulação do transporte são condições mencionadas para que se reduza o preço da molécula. Para tanto, foi mencionado, também, que é necessária a existência de contratos firmes com consumidores.
- Um dos participantes apresentou que considera estratégico o estreitamento de laços com o Ministério de Minas e Energia para a melhoria da competitividade do mercado de gás natural.
- Outra preocupação demonstrada pelos agentes diz respeito ao prazo para a realização das medidas. Foi afirmado que o processo deve ser paulatino de modo a não ferir contratos existentes e possibilitando a mitigação de desequilíbrios. Isso deve ser feito de modo a se considerar uma visão macroeconômica de todo o cenário brasileiro, de forma que as medidas adotadas em prol da competitividade não tragam benefícios a uma minoria de segmentos, em detrimento da maioria dos segmentos da economia e consumidores finais.
- Quanto às medidas mais específicas, tem-se como importante que se promova a viabilização de acesso dos players até os city gates, por meio da liberação da capacidade das malhas de transporte; assinem-se Termos de Ajustamento de Conduta dos contratos com as transportadoras (através do Cade, ANP, Petrobras); viabilize-se ao importador (Bolívia/GNL), produtor e comercializador o acesso às malhas; dissociem-se os fluxos físico e comercial, com o tratamento tributário aderente ao segundo, viabilizando a transição para um mercado concorrencial, permitindo a realização de swaps; se reduza o montante mínimo para acesso ao mercado livre, utilize-se o preço internacional como benchmark para a transição do mercado, promovendo espaço a novos entrantes, principalmente de geração centralizada.
- Em relação à geração termelétrica, entende-se necessário diminuir a janela de horizonte rolante para comprovação de combustível nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR); o estabelecimento de bandas de despacho - cujos limites mínimo e máximo sejam declarados pelos agentes de forma que as declarações estejam refletidas no parâmetro de competição dos leilões de energia. Com isso, espera-se ser possível justificar decisões de investimento para a ampliação de reservas e modular os empreendimentos para que eles continuem a ser propulsores da exploração de gás ao mesmo tempo em que poderão gerar energia de maneira competitiva.

- Houve menção às vantagens relativas à criação de área única de mercado, conforme mencionado no item anterior. A esse respeito, entende-se que isso evitaria distorções indesejadas e também facilitaria a contratação do fornecimento de gás natural independente da sua origem, permitindo uma maior flexibilidade para comercialização. Modelo de alocação de capacidade no sistema de transporte por entrada e saída permitiria, ainda, que carregadores contratassem apenas a capacidade de entrada ou de saída no sistema, de acordo com seus contratos de fornecimento de gás natural. Além disso, a gestão do congestionamento/balanceamento da rede seria otimizada de modo a ampliar a liquidez do mercado, pois permitiria um maior número de agentes diretamente conectados. Haveria, também, o incentivo ao desenvolvimento de novos mercados em todas as regiões do país. Seria, ainda, evitada a concentração industrial em regiões mais maduras, incentivando a ampliação da infraestrutura de transporte, e a oferta de gás natural com preços mais uniformes em todo o país. A tendência seria a de facilitar o apoio de todos os estados em discussões envolvendo a abertura dos mercados estaduais e a busca por uma solução para o ajuste tributário necessário para um mercado com diversos fornecedores de gás (Ajuste SINIEF/Lei Complementar). Finalmente, o empilhamento de tarifas entre diversas áreas de mercado seria evitado.
- Por último, foi mencionado que o governo deve ser o agente promotor do processo de liberalização. Nesse contexto destacou-se o papel fundamental que terá as agências reguladoras e a necessidade de se harmonizar as atuações pelos diferentes entes da federação.