

**CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 20/2016 DO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – INICIATIVA GÁS
PARA CRESCER**

**ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES
INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES –
ABRACE**

Novembro de 2016

SUMÁRIO

1.	Considerações iniciais.....	3
2.	Contribuições às diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.....	4
2.1.	Contribuição à diretriz 1.....	7
2.2.	Contribuições às diretrizes 2, 3, 11 e 13	9
2.3.	Contribuições às diretrizes 4, 5 e 10	12
2.4.	Contribuições às diretrizes 6 e 7	15
2.5.	Contribuições às diretrizes 8, 9 e 12	21
2.6.	Contribuições às diretrizes 14, 15 e 16	25
2.7.	Contribuições às diretrizes 17 e 18	27
2.8.	Contribuição à diretriz 19.....	29
2.9.	Contribuição à diretriz 20.....	30
2.10.	Contribuição à diretriz 21.....	32
2.11.	Contribuição à diretriz 22.....	33
2.12.	Contribuição à diretriz 23.....	35
2.13.	Contribuição à diretriz 24.....	37
3.	Contribuições adicionais.....	37
3.1.	Comercialização de gás natural.....	37
3.2.	Tarifação do transporte por entradas e saídas	45
3.3.	Gestão independente do sistema de transporte	51
3.4.	Compartilhamento de infraestruturas essenciais	54
3.5.	Estímulo ao desenvolvimento de mercado e à harmonização entre as regulações estaduais e federal.....	70
3.6.	Política de comercialização do gás da partilha	80
4.	Elaboração	93

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A ABRACE, associação que representa um conjunto de indústrias energointensivas que corresponde por aproximadamente 45% do consumo industrial de gás natural brasileiro, vem prestar seu reconhecimento em relação à iniciativa Gás para Crescer coordenada pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, que tem como objetivo propor medidas concretas para o aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural.

Inicialmente, a ABRACE apoia as diretrizes para uma reforma nos termos propostos por este Ministério e destaca a importância desta iniciativa para o desenvolvimento competitivo da indústria brasileira do gás natural. Até o momento, o mercado de gás no país desenvolveu-se por meio de uma estrutura verticalmente integrada por uma única empresa ofertante – Petrobras.

A iniciativa Gás para Crescer traz propostas para uma nova modelagem da indústria brasileira do gás natural, com vistas a garantir, principalmente, a diversificação da oferta, maior liquidez e competitividade nas contratações do gás e acesso isonômico dos agentes às informações relativas aos diversos segmentos da cadeia produtiva do gás. Estes fundamentos são imprescindíveis para a eficiente organização do mercado e para garantir a segurança energética relacionada ao suprimento de gás natural.

Nesta acepção, esta iniciativa contempla dez frentes de trabalho¹, que envolvem todos os elos da cadeia produtiva, num esforço, como mencionado pelo próprio MME, de *construir um modelo que permita a construção de mercados que funcionem de forma eficiente, nos quais os agentes atuem de forma coordenada e os preços sinalizem a escassez relativa dos bens transacionados.*

A indústria do gás natural tem características de uma indústria de rede, que envolve complexidades pela interdependência entre os segmentos ao longo da cadeia produtiva e por ser intensiva em capital. Tais características envolvem alto risco e longo prazo para a amortização dos investimentos. Isso reforça a necessidade de coordenação entre os elos da cadeia produtiva do gás e de ampla transparência das informações para reduzir os custos de transação envolvidos e para mitigar riscos e ineficiências no mercado.

As decisões, tanto operacionais quanto de investimento, dos agentes presentes em cada espaço dão-se em um contexto marcado pela interdependência. Neste contexto de interdependência, a construção de um equilíbrio operacional/econômico ao longo de toda cadeia, e não apenas em uma atividade específica, demanda a existência de algum tipo de

¹ 1. Comercialização de gás natural; 2. Tarifação por entradas e saídas; 3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“essential facilities”); 4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal; 5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural; 6. Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural; 7. Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem; 8. Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha; 9. Desafios tributários; e 10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas.

coordenação que viabilize a operação e a expansão desse conjunto de atividade. [g.n]

Pinto Jr et al². (2007)

Diante do exposto, dada a importância e amplitude das diretrizes estratégicas e considerando a necessidade de estabelecer a coordenação entre as propostas de normas regulatórias dos segmentos da cadeia produtiva do gás natural elencadas, a ABRACE apresenta abaixo suas contribuições às diretrizes em discussão, destaca a necessidade de estabelecer uma agenda regulatória e sugere um cronograma de regulamentação dos temas em discussão, apresentando sua percepção de priorização a partir daqueles considerados necessários até que se possa implementar aqueles considerados suficientes.

Esta agenda é importante para sinalizar ao mercado quais são as alterações regulatórias mais urgentes à operacionalização eficiente do mercado de gás, diante da redução do papel desempenhado pela Petrobras. Do mesmo modo, seria relevante a publicação de um cronograma definindo em qual momento cada diretriz será regulamentada e a correlação entre as regulamentações.

Por fim, reforçamos o pleito da ABIVIDRO que menciona a importância de envolver os órgãos que integram o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência – notadamente a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE-MF) e o Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) – no detalhamento das diretrizes propostas. Em geral, e com base nas experiências internacionais, sobretudo norte-americana e europeia, o auxílio destes órgãos tem se mostrado fundamental na reestruturação destes mercados.

2. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES ESTRATÉGICAS PARA O DESENHO DE NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Dentro das dez frentes de trabalho, o MME propõe as seguintes diretrizes:

1. Remoção de Barreiras Econômicas e Regulatórias às Atividades de Exploração e Produção de Gás Natural
2. Implementação de Medidas de Estímulo a Competição
3. Estímulo aos Mercados de Curto Prazo e Secundário (Molécula e Capacidade)
4. Promoção da Independência Comercial e Operacional dos Transportadores
5. Reforço da Separação entre as Atividades de Carregamento e Transporte
6. Instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN)
7. Implantação de Modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN
8. Implantação do Sistema de Entrada-Saída para Reserva de Capacidade de Transporte

² Pinto Jr. H. Q; Almeida. E; Bomtempo J. V; Iootty M; Bicalho. R. G; **Livro Economia da Energia.** Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Editora Campus. Rio de Janeiro. 2007.

9. Implantação de Sistema Tarifário de Entrada-Saída no Transporte de Gás Natural
10. Aumento da Transparência
11. Busca pela Redução de Custos de Transação da Cadeia de Gás Natural
12. Formação de Pontos Virtuais ou Físicos de Negociação (Hubs) de Gás Natural
13. Criação de Mercado Secundário de Gás Natural
14. Reavaliação dos Modelos de Outorga de Transporte, Armazenamento e Estocagem
15. Revisão do Planejamento de Expansão do Sistema de Transporte
16. Estímulo ao Desenvolvimento de Instalações de Estocagem de Gás Natural
17. Regulamentação do Acesso de Terceiros aos Dutos de Escoamento
18. Regulamentação do Acesso de Terceiros a UPGNs e Terminais de Regaseificação
19. Superação dos Desafios Tributários no Setor de Gás Natural
20. Harmonização da Regulação Estadual
21. Revisão do Relacionamento entre a Indústria do Gás Natural e o Setor Elétrico
22. Aproveitamento do Gás Natural da União, Proveniente dos Contratos de Partilha como Instrumento de Política Pública para o Desenvolvimento Integrado do Mercado de Gás Natural
23. Apoio às Negociações para Contratação de Gás Boliviano e/ou outras Alternativas
24. Promoção de Transição Segura para o Modelo do Novo Mercado de Gás Natural

Como já citado, a interdependência entre os elos da cadeia produtiva do gás natural exige a regulamentação coordenada entre as diretrizes estratégicas para os seguimentos da cadeia produtiva do gás natural. Tendo em vista que o número de medidas necessárias para estabelecer a reforma no setor de gás é relevante, esta Associação considera também relevante definir, inicialmente, uma agenda prioritária de modo a permitir soluções regulatórias coerentes.

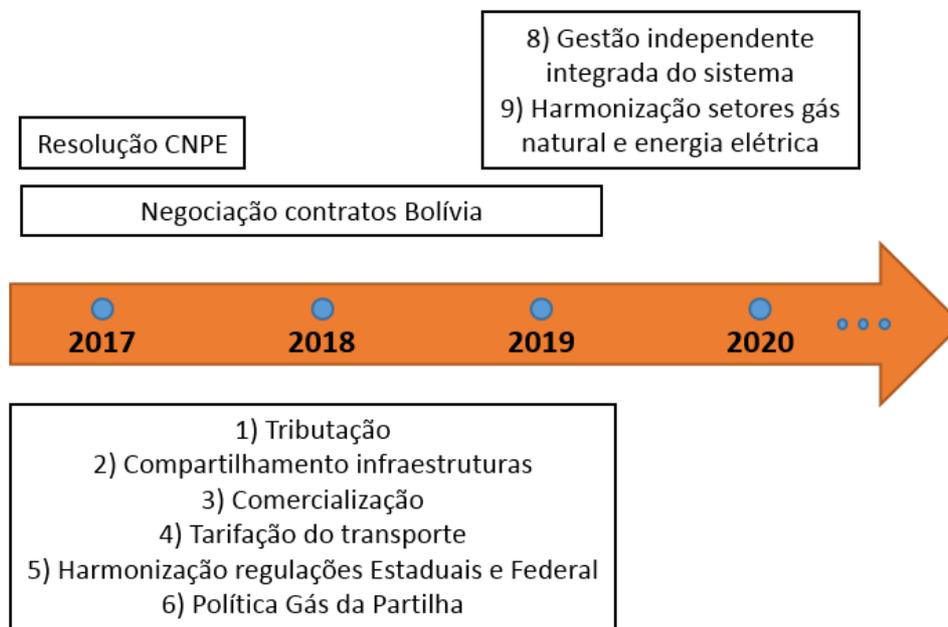
Neste sentido, a ABRACE, antes de discorrer sobre as contribuições *stricto sensu*, apresenta abaixo uma proposta de agenda regulatória para o setor, ainda entendendo que muitas destas diretrizes devam ser regulamentadas de forma concomitante.

- **Agenda de Curto Prazo:**
 - Medidas para proporcionar aumento da transparência e garantir o acesso às informações necessárias para a entrada de novos agentes e diversificação da oferta (plataforma eletrônica), incluindo mecanismos eficientes para aquisição de gás pelas distribuidoras de gás natural;

- Implementação de medidas de estímulo à competição, principalmente a regulamentação de programas de *gas release* (molécula e capacidade de escoamento e transporte – *capacity release*) e limitação ao *self-dealing*;
 - Superação dos desafios tributários no setor de gás natural para tornar possível as operações de *swap* de gás natural;
 - Promoção da independência comercial e operacional e reforço da separação entre as atividades de carregamento e transporte;
 - Discussão da implantação do sistema de entrada-saída para reserva de capacidade e tarifação do transporte;
 - Regulamentação do mercado livre nos Estados com regras factíveis e competitivas para o desenvolvimento deste mercado e harmonização da regulação estadual;
 - Aproveitamento do gás natural da União, proveniente dos contratos de Partilha como instrumento de Política Pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural;
 - Estímulo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade) e busca pela redução dos custos de transação da cadeia do gás;
 - Regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento, a UPGNs e terminais de regaseificação;
 - Estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural;
 - Apoio às negociações para contratação do gás boliviano e/ou outras alternativas;
 - Remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural; e
 - Criação e regulação da atuação do comitê técnico para implementação do modelo de transição, sobretudo para o transporte de gás natural com operação regulada através de um *Network Code* até que seja possível a criação do operador independente e gestor do Sistema de Transporte nacional.
- **Agenda de Médio e Longo Prazo:**
 - Instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e do operador independente e gestor do sistema de transporte;
 - Formação de pontos de referência para negociação do gás natural no mercado de curto e médio prazo;
 - Reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem de gás natural e do planejamento de expansão do STGN; e

- Revisão do Relacionamento entre a indústria de gás natural e de energia elétrica.

Figura 01 – Agenda regulatória de curto, médio e longo prazo proposta pela ABRACE



Fonte: Elaboração ABRACE

2.1. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 1

O incentivo à concorrência é um caminho pelo qual é possível obter modicidade de preços e tarifas, eficiência na prestação do serviço e ampliação da oferta assegurando sustentabilidade de longo prazo a mercados potencialmente concorrenciais. No caso da Indústria de Gás Natural, em particular o segmento de Exploração & Produção, o aumento da oferta e da quantidade de agentes produtores pode ser alcançado a partir de:

- I. Estímulos à exploração e produção dos campos concedidos;
- II. Garantia da continuidade dos investimentos em E&P através de leilões permanentes;
- III. Promoção da diversidade de produtores no mercado e o acesso à infraestrutura necessária ao aumento da produção; e
- IV. Ampliação da oferta de gás a partir do potencial não convencional e em terra.

Dessa maneira, a ABRACE está de acordo com esta diretriz e apresenta abaixo suas contribuições.

A regularidade na realização dos leilões de novas áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural é a principal forma de ampliar o conhecimento geológico, permitindo a identificação de novas reservas e assegurando uma oferta abundante e segura. Assim,

planejamento, perenidade e continuidade são fundamentais neste processo para dar segurança aos investidores – sejam produtores ou consumidores.

Em adição, é desejável que se estabeleça previamente objetivos específicos para alguns destes certames, priorizando áreas com vocação para a produção de gás – de preferência não-associado ao óleo – bem como dando incentivos ao desenvolvimento de potenciais *onshore*, não-convencionais e em terra. Benefícios adicionais podem advir do estímulo à aquisição privada de dados sísmicos previamente a realização dos leilões, o que pode reduzir os prazos exploratórios e antecipar volumes.

Já uma política para o gás natural deve contemplar também a ampliação da oferta de gás a partir do potencial não convencional e em terra, devendo conter, particularmente, a necessidade de:

- Alocação de recursos pelo regulador para realização de pesquisas geológicas e perfuração de poços;
- Estímulo à formação de parcerias entre empresas nacionais e estrangeiras para agregação de *know-how*, novas tecnologias e capacidade de investimento;
- Estabelecimento de critérios de declaração de comercialidade adequados ao modelo de produção de campos não-convencionais;
- Determinação de programas exploratórios mínimos e outras condicionantes de forma a refletir as especificidades da atividade não-convencional; e
- Modelagem de rodadas de licitação levando em consideração a realidade da indústria que explora e investe em recursos destas indústrias;
- Fornecimento de quadro indicativo dos mercados potenciais de gás natural e da evolução futura da infraestrutura, pelo PEMAT, de modo a promover a exploração de novos recursos de gás, especialmente em terra.

Quanto ao gás em terra, atualmente existem importantes barreiras que precisam ser superadas para que investimentos em sua exploração e produção no Brasil sejam incentivados e permitam o desenvolvimento do mercado de gás natural no interior do país. As incertezas quanto ao processo de licenciamento ambiental, assim como os riscos regulatórios e institucionais elevados, tais como a ameaça de moratória e a judicialização da exploração do gás não-convencional, são barreiras importantes na decisão de investimentos em recursos *onshore* no país.

A viabilidade econômica dos projetos também é uma barreira, devido aos elevados custos, por falta de infraestrutura e baixo desenvolvimento da cadeia de fornecedores, além da dificuldade em financiar tais projetos, dado que, em geral, se tratam de empresas de pequeno e médio porte.

2.2. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 2, 3, 11 E 13

Estas diretrizes ressaltam a necessidade de implementar medidas que limitem a concentração do mercado e que promovam a competição na oferta de gás. Para tanto, o MME indica ser necessário:

- I. A implementação de medidas de estímulo à competição, a partir da implementação de programas de *gas release* e limitação ao *self-dealing*;
- II. A criação de mercado secundário e de medidas de estímulo a este mercado e ao mercado de curto prazo, como ferramenta para mitigação de riscos e segurança ao cumprimento dos contratos; e
- III. Instituição de mecanismos que permitam reduzir os custos de transação ao longo da cadeia produtiva do gás natural, como exemplo, a disponibilização de ferramentas eletrônicas, a padronização de contratos e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.

O desenvolvimento de um mercado de curto prazo e secundário depende em grande medida do acesso de outros agentes às infraestruturas essenciais (discutido nas Seções 2.7 E 3.4 deste documento) e também de ferramentas que possibilitem o gerenciamento de riscos por novos ofertantes que não terão a flexibilidade necessária e perfil de oferta com economias de escala e escopo suficientes para mitigarem os riscos e reduzirem os custos de transação.

Do mesmo modo, muitos contratos firmados entre o comercializador monopolista e as concessionárias locais de gás natural são de longo prazo e contém cláusulas de inflexibilidade, que impedem aos novos ofertantes, somada a forte participação deste comercializador no quadro acionário de grande parte das concessionárias estaduais, acesso fácil e isonômico ao mercado consumidor.

Neste sentido, a ABRACE apoia as diretrizes propostas, especificamente os programas de *gas release* e a desverticalização completa da cadeia produtiva do gás com vistas a limitar as práticas de *self-dealing* e o conflito de interesses entre agentes, e ratifica a necessidade de aprovação destas medidas e a criação de um mercado de curto prazo e secundário para promover a oferta competitiva no mercado de gás.

De forma sucinta, para ilustrar a importância do que está sendo proposto para o desenvolvimento competitivo do mercado de gás, citamos como exemplo a Polônia que em 2013 determinou às companhias de gás a comercializarem determinado percentual de sua produção/oferta em um *exchange market*. Considerando que a PGNiG era a única empresa fornecedora de gás na Polônia, essa opção caracterizou-se como um *gas release* do agente dominante, com o objetivo de desconcentrar o mercado e de atrair novos ofertantes e comercializadores³.

³ https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2014/12/Energy_Sector_of_the_world_and_Poland_EN.pdf; <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=POL>

Também no Reino Unido⁴, o governo aprovou regulamentações com o objetivo de reduzir a concentração na comercialização e aumentar a concorrência na negociação do gás natural. Neste sentido, foi imposto à British Gas um limite de compra de 90% da produção dos novos campos e introduzido um programa de liberação do gás que obrigava esta empresa a revender o gás contratado junto aos produtores a outros comercializadores por preços iguais ao custo médio de sua produção.

Do mesmo modo, outros mercados buscaram a desverticalização da cadeia produtiva para o desenvolvimento competitivo da oferta. Na Espanha⁵, a Lei de Hidrocarbonetos de 1998 tornou impeditivo às operadoras de GNL atuarem na comercialização do gás. As importações de GNL são a fonte mais importante para o mercado espanhol e representam mais da metade da oferta ao mercado consumidor. Também com este propósito, ficou estabelecido que nenhum consumidor poderá contratar mais do que 50% da capacidade no gasoduto de uma distribuidora.

Ademais, a expansão e diversificação da oferta de gás natural dependem de mecanismos de alocação do gás em condições competitivas e transparentes, de forma a garantir ao consumidor o acesso às informações de preço e quantidade ofertada, assim como a implementação de estrutura organizada e previamente regulamentada para embasar e facilitar as negociações entre os agentes que atuam neste setor. Dependem também, como já citado, da criação de instrumentos de gerenciamento dos riscos inerentes à produção e comercialização de gás natural por produtores que não possuem um portfólio diversificado de campos de exploração e produção.

Dentre estes mecanismos, destaca-se o mercado secundário e de curto prazo com a presença de agentes formadores de mercado (*market makers*), amplamente difundido em diversos países, como exemplo, Colômbia, Espanha, Portugal e Polônia, Reino Unido, dentre outros. Nestes mercados, os agentes dispõem de um ambiente de negociação para compra, venda e revenda total ou parcial dos contratos de comercialização de gás e de capacidade de transporte (interruptíveis ou firmes)⁶.

Assim, a experiência internacional corrobora a importância da adoção destas medidas ora em análise para o desenvolvimento competitivo do mercado, principalmente quando existe forte presença de um único agente que atua de forma integrada ao longo da cadeia produtiva. Dada a relevância das medidas em referência, esta Associação entende, ainda, que para garantir sua eficácia, devam vir expressas em lei.

Ademais, a ABRACE considera importante que já neste primeiro momento de definição das diretrizes haja o esclarecimento se o programa de *gas release* também contemplará a cessão mandatária de capacidade de transporte pelo agente dominante para aquele volume de gás natural hoje movimentado por ele. Isto é, tendo em vista que parte da capacidade firme

⁴ Consultoria Monitor contratada pela ABRACE no âmbito do +Gás Brasil. Estudos de Casos Internacionais com vistas à Promoção da Competitividade do Gás Natural para a Indústria Nacional.

⁵ Idem nota de referência nº 2.

⁶ O desenvolvimento da análise e o aprofundamento das propostas da ABRACE em relação a este tema estão mais desenvolvidos na seção 3.1.

contratada nos dutos de transporte é utilizada para movimentar o gás que poderá ser alvo do programa *gas release*, faz necessário que também ela seja transferida a eventual novo comercializador. É relevante que fique claro que a determinação da venda de percentual de gás natural (molécula) seja vinculada à cessão de capacidade de transporte associada, já que toda a capacidade de transporte da malha existente encontra-se contratada pela Petrobras.

Em relação à proibição ao *self-dealing* considera-se também relevante que todo o gás natural contratado pelas distribuidoras estaduais fosse negociado via leilão eletrônico com ampla publicidade. Como a distribuidora tem a prerrogativa de repasse direto e integral de custos de aquisição da molécula de gás natural é importante que se desenhem mecanismos de incentivo à aquisição competitiva e de contestação à compra realizada. Do contrário, todo o ganho de competitividade buscado na Cadeia do Gás Natural não será percebido pelos consumidores da molécula.

Assim, instituir um mecanismo eficiente e transparente de contratação é uma garantia de que a distribuidora buscará a melhor opção de contratação, aproximando esta atividade às condições de um mercado concorrencial. Do mesmo modo, os termos de regulamentação destes programas, tanto para o *gas release* como para a proibição ao *self-dealing*, devem ser públicos e previamente discutidos em consulta pública com os agentes do mercado. Ainda, ressalta-se que será preciso assegurar uma coordenação entre estes programas.

No que se refere à operacionalidade do mercado de curto prazo e secundário, a proposta em tela está na criação de uma plataforma eletrônica que possibilitará a transparência das informações e a participação do maior número de agentes possível. A ABRACE também apoia esta decisão e propõe a coordenação desta plataforma para a oferta do gás que couber à União – produzido sob regime de Partilha da Produção – e também para o gás a ser contratado pelas distribuidoras em leilão, conforme proposta desta Associação que será detalhada mais adiante.

Uma das preocupações centrais em qualquer indústria de gás é proporcionar uma coordenação adequada entre as negociações de gás (molécula) e as de serviços de transporte. Quando as negociações acontecem no curto prazo, com o objetivo de facilitar as transações de molécula e capacidade de transporte, é comum estabelecer mecanismos de coordenação, por exemplo, determinando um ponto de referência – ou *hubs* – para as negociações. A primeira medida é estabelecer termos e condições similares para todos os contratos negociados⁷.

Por fim, é importante mencionar que as diretrizes propostas como medidas de estímulo à competição dependem da regulamentação de outras frentes de trabalhos constantes na iniciativa Gás para Crescer, as quais:

- I. Compartilhamento das infraestruturas essenciais. Será preciso garantir que novos agentes tenham acesso ao mercado consumidor a partir do acesso não-

⁷ A criação de *hubs* permite esta padronização, facilitando as negociações e trocas de gás entre os agentes, caso contrário, cada ponto de consumo se estabeleceria como um “*hub*”, mesmo com liquidez limitada. O grande desafio desta opção, inclusive admitindo que seria factível ajustar os portfólios de gás no curto prazo para cada ponto de consumo, é conseguir encontrar contraparte para os contratos de transporte necessários para viabilizar essas trocas de curto prazo.

discriminatório às infraestruturas existentes antes mesmo que se imponha a limitação de venda pelo agente dominante.

- II. Harmonização da Regulação Estadual. Com a entrada de novos agentes vendedores é preciso garantir que seu acesso aos mercados consumidores esteja devidamente regulamentado e suficientemente dinâmico com a comercialização ocorrendo não somente entre supridor e distribuidoras, mas demais usuários livres. Novos agentes poderão atuar como autoprodutores e auto-importadores, e até mesmo como consumidores livres, o que torna necessário a regulamentação destes agentes na esfera estadual.
- III. Implantação de Sistema Tarifário de Entrada-Saída no Transporte de Gás Natural. Diante dos elementos apresentados nesta consulta pública, como será discutido detalhadamente mais adiante, parece correta a escolha do modelo de entradas e saídas. Contudo, a ABRACE considera necessário um aprofundamento das especificidades e da operacionalidade do modelo, para conferir maior clareza das vantagens advindas desta proposta em relação às alternativas apresentadas. Neste sentido, o detalhamento das propostas para incentivar o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural discutidos neste tópico devem convergir com a escolha do modelo tarifário. Do mesmo modo, a configuração das informações constantes na plataforma eletrônica – contratação de capacidade de transporte e de molécula em determinado ponto da rede ou no ponto de referência – e a dinâmica das contratações devem estar aderentes à nova modelagem proposta.
- IV. Implantação de Modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema. Os regimes de tipo entrada-saída criam uma flexibilidade implícita (tanto espacial quanto temporalmente), com o intuito de aumentar a liquidez. O custo dessa estratégia é a existência de um *gap* entre os fluxos físicos e fluxos comerciais. Os sistemas de balanceamento são os mecanismos implantados para fazer a ponte entre ambos os tipos de fluxo, e o mercado de curto prazo é um destes recursos que poderão ser utilizados pelo gestor. Assim, a regulamentação das responsabilidades e ações deste agente devem estar coordenadas com o modelo relativo à operacionalidade do sistema de transporte de gás natural a ser regulamentado.

2.3. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 4, 5 E 10

Estas diretrizes tratam:

- I. Da necessidade de reforçar a separação entre as atividades de carregamento e transporte, isto é, não permitir que empresa de produção, comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação dutoviária de transporte, com o objetivo de favorecer o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade.

- II. Da promoção da independência comercial e operacional dos transportadores, com o objetivo de inibir práticas anticoncorrenciais, que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural; e
- III. Do aumento da transparência, a partir da disponibilização de informações atuais, fidedignas e de fácil acesso, especialmente em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.

Inicialmente destaca-se a importância estratégica que o segmento de transporte representa para o desenvolvimento competitivo do mercado brasileiro de gás natural. O acesso de outros agentes à capacidade não utilizada nos gasodutos e a alocação de capacidade e a modelagem tarifária de forma eficiente e transparente são condições necessárias à atração de novos investimentos e à diversificação da oferta.

Por se caracterizar como um monopólio natural, o livre acesso aos serviços de transporte deve ser assegurado sem discriminação, de forma a promover a competição entre diferentes ofertantes da molécula. Entretanto, a verticalização entre o transporte e o carregamento tende a criar ineficiências no mercado na medida em que o agente verticalizado tem incentivos para operar seus sistemas de transporte de maneira a obter vantagens competitivas na comercialização da molécula. As práticas podem variar entre a discriminação de preços entre carregadores ao total impedimento do acesso por concorrentes e ocorre com mais facilidade quando a assimetria de informação no mercado é elevada.

Neste sentido, a verticalização, a assimetria de informações e a eventual consequente limitação do acesso ao transporte, se tornam efetivamente um entrave à competição no setor, pois podem implicar: i) uso não otimizado da infraestrutura de transporte, isto é, a manutenção de excessiva ociosidade da rede, decorrente da reserva de capacidade do agente dominante para dificultar a entrada de novos ofertantes; e ii) oferta inferior, qualidade de fornecimento e preços superiores àqueles que se obteriam num mercado concorrencial.

Por isso, a ABRACE apoia as diretrizes propostas pelo MME e destaca a importância de introduzir a separação entre as atividades de carregamento e transporte, com vistas a garantir a independência operacional e comercial.

No Brasil, ainda que seja atribuição do transportador prestar informações ao mercado acerca da capacidade física e contratual de seus gasodutos, os interessados nos serviços de transporte de gás natural ainda não encontram informações suficientemente claras e detalhadas para planejarem seu acesso à infraestrutura, seja no curto ou longo-prazo. Por isso, embora exista um número considerável de empresas atuando na produção de gás natural no país, a Petrobras responde pela totalidade do gás natural ofertado ao mercado⁸. A Petrobras também possui participação acionária em praticamente todos os gasodutos de transporte através de suas

⁸ Conforme informação da ANP na apresentação da 2ª Oficina de Trabalho do Gás para Crescer, realizada no dia 21 de setembro de 2016, a Petrobras responde, atualmente, por 81% da produção brasileira de gás natural, ao mesmo tempo em que adquire 99,8% da produção dos produtores privados; e pela totalidade do gás importado tanto da Bolívia como do GNL.

subsidiárias, e é também a única carregadora com contratos firmes em todos os seus gasodutos⁹.

Para ilustrar esta preocupação, a ANP já se posicionou e ressaltou que esta configuração de mercado é especialmente prejudicial ao desenvolvimento competitivo do mercado. A seguir estão transcritos alguns trechos das principais conclusões da Coordenadoria de Defesa da Concorrência da ANP.

A simples separação jurídica não foi suficiente para garantir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia. Ou seja, para a efetiva introdução da competição na indústria de gás natural, seria necessário garantir o acesso de todos os potenciais competidores à infraestrutura de transporte, o que exigiria um avanço da regulação na direção da separação societária. [g.n]

NT CDC nº 25/2013

Também, a consultoria Brattle Group, baseada na literatura regulatória e experiência internacional sobre tarifas e implicações da verticalização do transporte de gás, demonstra a importância do *unbundling* do segmento. Para esta consultoria, a estrutura verticalizada entre fornecedores e transportadores de gás natural foi identificada como uma das principais barreiras ao desenvolvimento competitivo do mercado de gás da União Europeia. Da mesma forma, um agente com interesse cruzado na comercialização atuando como operador do transporte poderia levar a uma operação não isonômica dos sistemas de transporte. Tal percepção também encontra respaldo nas práticas adotadas em mercados mais maduros.

“O nível atual de unbundling de interesses entre a malha de transporte e o fornecimento tem repercussões negativas no funcionamento de mercado e nos incentivos ao investimento em infraestrutura. Isso constitui um significativo obstáculo para entrada de novos agentes assim como compromete a segurança no suprimento.

[...]

Integração vertical também leva a uma situação onde decisões de investimentos e de operações não são tomadas com o interesse da operação da rede/infraestrutura, mas sim com base nos interesses de suprimento da companhia integrada (incluindo conexões à rede de termelétricas concorrentes). Isso é altamente danoso à segurança de suprimento”. [Tradução ABRACE].

Brattle Group¹⁰

Assim, como mostra a experiência europeia, cujos mercados de gás natural eram altamente concentrados na empresa incumbente e dominante, a desverticalização entre as atividades competitivas (produção e comercialização da molécula) e as atividades monopolísticas (transporte e distribuição) são necessárias para garantir a entrada de novos agentes de forma

⁹ A exceção é o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, em que a carregadora é a Sulgás, distribuidora na qual a Petrobras detém 49% de participação acionária.

¹⁰ Consultoria contratada pela ABRACE. Brattle Workshop on Gas Transmission Tariffs. 2013.

isonômica e com maior grau de competição. Esta foi uma das principais motivações para a Terceira Diretiva entre os países-membros da União Europeia em 2009, que estabeleceu a separação completa da propriedade, a partir de três modelos que serão discutidos mais adiante. Também os Estados Unidos optaram, historicamente, pela separação completa da propriedade, evidenciando a importância do tema em questão¹¹.

2.4. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 6 E 7

Nestas diretrizes estão sendo propostas a instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e a implantação de modelo de gestão independente e integrada do STGN. Como já mencionado, a experiência internacional demonstra que a desverticalização da cadeia produtiva é condição essencial para o desenvolvimento da indústria do gás natural. No modelo norte-americano houve a separação completa entre as atividades ao longo da cadeia produtiva do gás natural. Já no modelo europeu, em contraste, o processo de desverticalização ocorreu de forma gradual: começou pela separação contábil e evoluiu para a separação completa da propriedade, a partir de três modelos, conforme exposto abaixo.

- I. Separção completa entre as atividades: uma mesma pessoa não pode fazer parte ou ser responsável pela nomeação de representante em dois órgãos diretivos. Há imposição, pelo regulador, de condições técnicas, financeiras, etc. Uma solução frequente consiste em impor que o proprietário dos ativos (desverticalizado) seja o operador da rede (garantido assim a desverticalização). Mas esta solução pode ser também implantada por meio de transportadores e operadores independentes e desverticalizados.
- II. Operador de Transporte Independente (ITSO): neste modelo é exigido que o proprietário da rede de transporte, que também é o operador, atue de forma independente em relação aos outros elos da cadeia produtiva do gás natural. Por exemplo, as empresas produtoras/carregadoras podem criar subsidiárias para atuarem nesta atividade e decisões relevantes devem ser tomadas de forma independente da *holding* e suas contas devem ser submetidas à auditoria distinta. Entretanto, para garantir essa independência deve haver um rigoroso acompanhamento pelo regulador, sobretudo no que tange aos investimentos na rede e às regras de acesso de terceiros. Este modelo foi adotado, por exemplo, pelo Reino Unido e Espanha. Mas em outros mercados como o argentino, por exemplo, também houve a adoção da separação entre as atividades competitivas e monopolísticas. Na Argentina, uma empresa que detém ativos de transporte e opera o sistema de transporte não pode estar associada à produção e carregamento de gás.
- III. Operador de Rede Independente (ISO): Neste modelo não há imposição à separação entre as atividades, mas a operação da rede é realizada por um agente independente. Porém, este modelo, ao mesmo tempo em que possibilita maior

¹¹ Brattle Group. **Workshop on Gas Transmission Tariffs**. 2013; Kema, Cowi Belgium. **Entry-Exit Regimes in Gas**, a Project for the European Commission. 2013.

isonomia entre os usuários da rede de transporte, pode gerar problemas na coordenação dos investimentos: falta de sinergia entre a operação e a gestão dos ativos e dificuldade de o operador estimar as necessidades e preferências dos agentes na operação da malha. Este modelo foi adotado pela Noruega na operação dos gasodutos de *upstream*. Também nos Estados Unidos os agentes que operam o gasoduto de transporte não têm a propriedade dos dutos.

É importante ressaltar que em qualquer modelo de desverticalização escolhido, o regulador tem papel fundamental e deverá garantir que as empresas envolvidas cumpram todas as condições necessárias para um resultado efetivo.

Dada a premissa de manutenção dos contratos existentes, a Petrobras – operadora e detentora de grande parte dos ativos de transporte – ainda continuará como a principal carregadora de gás natural. Hoje, a Petrobras realiza a operação de toda a rede de transportes através de suas subsidiárias Transpetro e TBG (operadora do Gasbol), cumprindo com o papel de operador integrado do sistema. Mesmo com a venda de parte de seus ativos de transporte, considerando o Termo de Compromisso celebrado entre a ANP, Petrobras, TAG e NTS¹², a Transpetro continuará operando os gasodutos, conforme cláusula 2.4 deste termo, ilustrada abaixo.

*A NTS se compromete a celebrar Contrato de Operação e Manutenção (O&M) com a **TRANSPETRO** referente à operação dos ativos listados no Anexo I, mantendo-o em vigor até que atenda aos critérios de qualificação técnica estabelecidos na Resolução ANP nº 39/2014 ou que celebre novo contrato de O&M com terceiros que atendam a tais critérios.*

Diante do exposto é mister analisar a instituição de um operador frente à decisão das autoridades setoriais em manter as condições contratuais existentes. A ABRACE entende que a opção desejável seria a desverticalização do sistema, orientada pelo Governo (MME, ANP e CADE) nos processos de venda dos ativos pela Petrobras.

Como já mencionado, a questão da gestão independente do sistema de transporte de gás natural ganhou ímpeto após o lançamento de pacotes sucessivos de diretrizes da União Europeia (UE), requerendo a separação entre as atividades da cadeia produtiva do gás. Alguns países-membros avançaram e impuseram a separação total da propriedade dos gasodutos – por exemplo, Espanha, Reino Unido, Dinamarca e Holanda. Outros países, entretanto, se opuseram à criação de empresas totalmente independentes – como a França e Alemanha – e inicialmente criaram empresas separadas, mas controladas pelo incumbente monopolístico, para operarem os ativos de transporte de gás¹³.

Em 2005, a Diretoria de Competição em Energia da UE iniciou um levantamento sobre a eficácia das diretrizes estabelecidas. O estudo foi publicado em 2007, com as seguintes conclusões:

¹² <http://www.anp.gov.br/wwwanp/transporte-gas-natural/2486-acompanhamento-do-termo-de-compromisso-do-projeto-malhas>

¹³ Análise elaborada pela Energix Strategy à pedido da ABRACE.

- Em mercados em que houve a instituição de empresas subsidiárias para atuar na operação do transporte afiliadas à empresa supridora – a exemplo da Transpetro – não houve desenvolvimento da competição entre agentes, nem a expansão do mercado de gás, que se manteve altamente concentrado. As empresas incumbentes não promoviam a comercialização independente de gás e novos entrantes eram dependentes das empresas verticalmente integradas¹⁴.
- Em sistemas interconectados, a despeito da subutilização da capacidade de interconexão, terceiros interessados não conseguiam ter acesso ao mercado devido a restrições impostas pelo agente verticalizado. A falta de mercados secundários ou de dispositivos “*use-it-or-lose-it*” para capacidade ociosa contribuíram para manter ociosidade dos dutos interconectores. Notou-se também uma considerável ausência de transparência, em particular no que tange a disponibilidade de capacidade do sistema.
- Do mesmo modo foram listados uma série de abusos de poder de mercado por empresas operadoras subsidiárias de empresas produtoras/comercializadoras, principalmente: i) restrições da empresa controladora quanto aos investimentos das empresas de transporte; ii) contratos de gás (molécula) eram firmados de forma conjunta com os contratos de transporte, prejudicando a transparência das informações; iii) condições contratuais, nomeações de acesso ao transporte e tarifas mais favoráveis para empresas supridoras afiliadas ao operador de transporte¹⁵.

Para exemplificar, a Diretoria de Energia da União Europeia citou nominalmente o caso da empresa Suez, que era incumbente na Bélgica, controlando a contratação de gás (*upstream*), ao mesmo tempo em que era ainda proprietária e operadora: i) do sistema de gasodutos domésticos e dos gasodutos de trânsito internacional (Fluxys); ii) controladora dos sistemas de distribuição e das vendas de gás no atacado e no varejo (Distrigas); e iii) dos sistemas de estocagem de gás e importação de GNL. Quando a Suez se fundiu com a Gaz de France, a Diretoria de Defesa da UE (DG Competition) determinou que a GDF Suez reduzisse sua participação na Fluxys de 57% para 44% e alienasse totalmente sua participação na Distrigas. Apesar da Fluxys ser uma entidade separada da Suez, a DG constatou que a mesma agia de

¹⁴ Observou-se limitada concorrência nos mercados franceses e belgíco e em países similares – que mantiveram o operador do transporte interligado à empresa produtora/comercializadora de gás – devido à existência em vigor de contratos de longo prazo, e ainda de contratos de importação de longo prazo, reduzindo o número de ofertas completivas ao mercado. Por exemplo a ENI foi objeto de ação por parte das autoridades de defesa da concorrência, por ter descontinuado a obra em um novo gasoduto de importação que poderia beneficiar supridores competidores, apesar de ter anteriormente assinado contrato *ship-or-pay* com diversos carregadores para uso do gasoduto.

¹⁵ Outros fatores identificados que prejudicavam a promoção da competitividade no mercado de gás: empresas de transporte e suprimento usavam o mesmo nome, logos e marca; empresas de transporte e suprimento continuavam a usar os mesmo logos e marcas e compartilhar escritórios e sistemas, sendo que os órgãos reguladores nem sempre dispunham de recursos para monitorar e mandar a efetiva separação; falta de transparência quanto à disponibilidade de capacidade; preços de mercado são baseados em preços de contratos de longo prazo, os mercados não são líquidos e são de pequeno porte; zonas de balanceamento de gás são pequenas, o que aumenta os custos e complexidade das transações para novos agentes de mercado; e acionistas controladores impõem restrição ao investimento da empresa controlada.

forma consistente a favor dos seus próprios interesses e contra qualquer disponibilidade de capacidade de transporte ou investimentos em transporte que permitissem aos concorrentes ameaçar a sua posição nos mercados *downstream*.

Dentre os problemas decorrentes da falta de separação de fato entre o sistema de transporte e os demais segmentos da cadeia produtiva do gás da Suez, foram elencados: i) falta de capacidade disponível em pontos críticos de entrada no sistema de transporte e gasodutos de trânsito; ii) critérios de balanceamento que prejudicavam outros comercializadores; iii) falta de informação sobre capacidade nos gasodutos de trânsito e sobre o mercado secundário; iv) discriminação de novos entrantes com relação a pontos de entrada na malha de transporte; v) alocação da totalidade da capacidade de estocagem para a empresa distribuidora afiliada (Distrigas), impedindo que novos entrantes pudessem comercializar gás com consumidores livres; vi) falta de investimento em transporte e estocagem; e vii) número elevado de zonas de balanceamento e regras complicadas, incluindo restrições horárias.

Por fim, o relatório da UE propôs diversas medidas remediadoras, as quais merecem destaque: i) a separação obrigatória da propriedade e maior transparência das informações relativas à disponibilidade de capacidade; ii) criação de mercados secundários para contratação de capacidade de transporte; e iii) regulação de mecanismos de gerenciamento do congestionamento contratual – *use-it-or-lose-it* – para a capacidade de transporte que não estivesse sendo utilizada. Ao mesmo tempo julgou-se necessário dar maior poder à agência reguladora para mandar investimentos necessários à expansão da capacidade e instituir programas de *gas release*.

A revisão promovida pelo DG Energia da UE concluiu que empresas operadoras que combinam a propriedade do sistema de transporte com operação independente (ITSO) têm uma performance melhor do que operadores que são meramente um *spin off* da empresa mãe. Mas, a ABRACE considera que para aplicar este modelo (ITSO) no mercado brasileiro seria necessário que as autoridades do setor garantissem a desverticalização do setor, aprovando operações de venda dos ativos, no sentido de acelerar condições menos monopolísticas e liberalizar o mercado de gás.

Ademais, é importante destacar a comparação promovida por alguns agentes do setor entre o mercado de gás natural brasileiro e argentino, sobretudo quando se analisa a necessidade de instituir um operador independente para o sistema de transporte. O sistema físico de transporte argentino contém algumas similaridades com o sistema brasileiro¹⁶, mas contempla grandes diferenças na organização e operacionalidade:

- Diferentemente do Brasil, nenhuma das duas transportadoras na Argentina é controlada por incumbentes do suprimento e produção de gás natural. Assim, não existe um gestor designado para o sistema de transporte. A coordenação entre os

¹⁶ Na Argentina existem duas transportadoras de gás, uma opera gasodutos conectando os suprimentos das bacias do Sul e de Neuquen com o anel de gás em Buenos Aires (TGS), e a outra opera gasodutos que conectam campos de Neuquén e do norte do país com o anel de Buenos Aires (TGN). Por sua vez, no Brasil também há duas empresas – TBG e Transpetro – que operam a malha de gasodutos no país.

transportadores é feita através de acordos de cooperação e assistência, bem como de acordos de balanceamento (*Operating Balancing Agreement – OBA*) entre si e com os produtores de gás¹⁷;

- Na Argentina, existem nove distribuidoras regionais com franquias exclusivas, mas que não atendem grandes consumidores de gás. Também, as distribuidoras não podem ser controladas por agentes de produção e suprimento; e
- A produção de petróleo e gás argentina é repartida entre mais de vinte produtores e embora a empresa renacionalizada (YPF) seja o maior produtor do país, outros produtores ofertam e comercializam livremente gás no mercado.

Assim, – considerando a premissa da iniciativa Gás para Crescer de manutenção dos contratos existentes – a instituição de um operador independente do transporte poderia garantir a desverticalização da cadeia produtiva do gás natural, mas sempre sujeito a consulta e audiências públicas com os agentes do setor e análise de impactos regulatórios. As funções esperadas para este agente, para além de operar e manter o sistema de transporte e, juntamente com os órgãos setoriais responsáveis e agentes do mercado de atuar no planejamento e expansão da rede, seria de coordenar a movimentação de gás natural, garantindo a integridade do sistema e facilitar e também garantir o acesso de todos os agentes às informações coordenadas da malha de transporte de gás em tempo hábil¹⁸ para tomada de decisão. Isto será fundamental para a operacionalidade de um mercado mais dinâmico¹⁹ como está sendo proposto por este Ministério, e para a garantia do acesso isonômico e não-discriminatório de terceiros à capacidade de transporte.

¹⁷ Além da obrigatoriedade de entregar informações diárias ao ENARGAS, os transportadores são obrigados a dar publicidade ao mercado sobre diversas condições específicas do transporte. Os princípios básicos do sistema de transporte argentino são: i) proibição à integração vertical ou horizontal; ii) concessão de transporte de gás por 35 anos ; iii) atividades de transporte e distribuição regidas por um sistema de tarifas máximas (*Price Cap*), a serem revisados quinquenalmente, com a aplicação de um fator de eficiência (X), e um fator “K” que reflete novos investimentos e atualização inflacionária; iv) introdução de sinalizadores de distância nas tarifas de transporte, por zonas de entrega; v) acesso à capacidade disponível através de concurso aberto; vi) acesso de terceiros não-discriminatório, e regulado pelo ENARGAS, à capacidade disponível.

¹⁸ A divulgação de informações sobre o fluxo nos gasodutos aos agentes da indústria e ao público em geral é uma prática reconhecida nos principais mercados mundiais. Em muitos países europeus, por exemplo, essas informações são detalhadamente divulgadas em tempo real, o que permite um acompanhamento do fluxo de gás pelos potenciais carregadores e a identificação de oportunidades de utilização da infraestrutura de transporte. Os operadores do transporte dos países estudados – Reino Unido, Espanha e Portugal – têm acesso direto aos dados de medição de vazão, pressão e, em alguns casos, de temperatura, de cada ponto da malha. Portanto, têm melhores condições de monitorar e gerenciar as capacidades de transporte, permitindo maior flexibilidade para as nomeações e renomeações dos carregadores.

¹⁹ A operação do transporte num sistema de entradas e saídas confere maior dinamismo nas contratações de capacidade de transporte e nas negociações de gás natural (molécula), principalmente quando envolver trocas no curto e médio prazos.

Segundo o Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da FGV (CERI-FGV)²⁰, o modelo ISO apresenta-se como o modelo de mais simples implementação. Sua principal vantagem é a garantia de maior eficiência na operação do sistema na ausência de mercados líquidos de curto prazo, hoje inexistentes no Brasil. No momento, devido ao portfólio diverso e flexível, somado à estrutura verticalmente integrada da Petrobras, esta empresa cumpre todas as funções necessárias para manter a integridade da rede de transportes. O maior problema é que, devido às assimetrias das informações, não é fácil mensurar a eficiência desta operação, nem o custo que ela representa para os agentes do setor.

Num modelo de entradas e saídas, haverá o descasamento entre os fluxos físicos e contratuais, o que torna necessário criar mecanismos que assegurem que os fluxos de gás resultantes das negociações entre os agentes sejam factíveis fisicamente. A flexibilidade gerada pelo sistema exige a definição de recursos de balanceamento, que ao invés de serem ofertados de forma não transparentes pela Petrobras, podem ser gerenciados por um agente centralizado e regulado que tomará decisões coordenadas e isonômicas para garantir a integridade do sistema.

Diante do exposto, a ABRACE considera que dentre os modelos existentes e adotados internacionalmente, o Operador de Rede Independente (ISO) é o que mais cumpriria com os objetivos perseguidos pela iniciativa Gás para Crescer de dar um tratamento isonômico a todos os agentes do setor, garantir ampla publicidade das informações, reduzir os custos de transações num cenário de aumento do número de transportadores e promover a oferta competitiva do gás natural²¹.

No entanto, esta Associação ressalta que o operador do sistema não deve ter qualquer gerência sob os contratos de serviço de transporte, por entender que a contratação de serviços de transporte é uma relação privada entre as partes e deve apenas seguir os critérios regulatórios, determinados pela ANP, necessários a uma atividade de monopólio natural. Cumpre ressaltar que também este agente deverá se sujeitar à regulação e fiscalização exercidas pela ANP. Neste sentido, como mencionado anteriormente, a função deste agente deve ser de operar e manter o sistema a partir de mecanismos de incentivos, garantindo a eficiência e otimização dos fluxos de transporte e a segurança do abastecimento, além de apoiar os órgãos responsáveis na expansão da rede.

Ainda, como elos da cadeia produtiva do gás natural tem características de uma indústria de rede, isto é, os elos apresentam forte interdependência entre si, seria prudente como acontece em vários países da Europa, que o Operador Independente e Gestor Técnico do Sistema coordenasse, de forma integrada, tanto o transporte como as instalações de estocagem e armazenamento de gás e os terminais de regaseificação de GNL. Na Espanha, Reino Unido e Portugal, por exemplo, os operadores independentes, que também cumprem a função de gestores técnicos do sistema não possuem qualquer ligação com a atividade de comercialização e atuam na coordenação destas atividades (transporte, distribuição, estocagem/armazenagem e terminais de GNL).

²⁰ Consultoria contratada pela ABRACE para suporte às resposta desta Associação aos questionamentos do MME.

²¹ O aprofundamento da análise da ABRACE em relação a este tema está mais desenvolvidos na seção 3.3.

Deste modo, a ABRACE entende que a proposta deste Ministério em instituir o Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e o modelo de operação e gestão independente e integrada do STGN deve ser submetida a consulta pública específica. Sem prejuízo de eventual consulta específica por este Ministério, no entendimento da associação, o operador independente não deve estar associado de qualquer maneira a empresas produtoras ou comercializadoras de gás natural para que não haja qualquer incentivo à discriminação de usuários que utilizarão a rede de transporte. Para a configuração do STGN, a ABRACE sugere que o MME avalie inserir os terminais de regaseificação de GNL ao sistema integrado, pois conforme será apresentado na próxima seção – nas contribuições referentes ao modelo de entradas e saídas – estes terminais podem ser necessários ao balanceamento do sistema.

Para dar início a esta transição poderia ser estabelecido um *Network Code* pela ANP para coordenar a operação do sistema brasileiro de transporte de gás natural, o balanceamento da rede e o congestionamento contratual.

Por fim, esta Associação destaca que a regulamentação das atribuições e funções do Operador Independente e Gestor Técnico do Sistema deve estar coordenada às regulamentações do modelo de entradas e saídas para o transporte, do mercado de curto prazo e secundário, e do compartilhamento de infraestruturas essenciais, sobretudo no tocante aos terminais de regaseificação de GNL.

2.5. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 8, 9 E 12

Estas diretrizes tratam da nova modelagem para o transporte de gás natural, tanto para a reserva de capacidade como para alocação dos custos. O modelo indicado pelo MME foi o de entradas e saídas que, segundo este Ministério, seria o mais adequado para uma concorrência gás-gás e por promover maior liquidez nas contratações. Também está sendo proposto a formação de pontos de referências (*hubs*) virtuais ou físicos²².

Diante dos elementos apresentados nesta consulta pública parece correta a escolha do modelo por entradas e saídas. Assim, a ABRACE apoia as diretrizes propostas pelo Ministério por entender, como mencionado nos documentos que subsidiam a proposta²³, que esta nova modelagem, a depender de como será desenhada, poderá contribuir para aumentar a liquidez nas contratações e conferir maior dinamismo à oferta competitiva entre os agentes do setor. Contudo, considera-se necessário um aprofundamento da análise em relação às especificidades e à operacionalidade do modelo, para conferir maior clareza das vantagens advindas desta proposta em relação às alternativas apresentadas. Assim, com vistas a contribuir para o debate esta Associação apresenta abaixo alguns pontos de atenção e de contribuição às diretrizes em referência.

²² Esse modelo emana das diretrizes da União Europeia, que estabelecem as bases para um mercado interno de gás natural na Europa.

²³ Anexo 2 que acompanha as Diretrizes Estratégicas para o Desenho de um Novo Mercado de Gás Natural no Brasil.

Sobre a ótica deste modelo, há a separação da contratação da reserva de capacidade de transporte nos pontos de entrada e saída. Ao separar a contratação da entrada e saída, o sistema cria um produto homogêneo a ser negociado em termos iguais entre todos os agentes da indústria em um *hub* virtual²⁴.

O elemento principal em questão é a simplificação da rede de transporte e o descasamento dos fluxos físicos e contratuais de gás natural, o que requer um nível mínimo de desverticalização e uma operação coordenada do sistema para controle e operacionalização da flexibilidade implícita que é criada²⁵. Neste sentido, as negociações não levam em consideração a rede de transporte real e sim uma “rede comercial”, o que torna necessário criar mecanismos que assegurem que os fluxos de gás resultantes das negociações entre os agentes sejam fisicamente possíveis. Os mecanismos de balanceamento cumprem esta função, que pode ser entendida como provisão de flexibilidade “regulada”²⁶.

Neste sentido, considerando a proposta da ABRACE em definir-se uma agenda regulatória coordenada das diretrizes constantes na iniciativa Gás para Crescer, será relevante, além de considerar a superação dos desafios tributários do setor, que a regulamentação destas diretrizes seja analisada de forma integrada com o modelo de operação independente e gestão integrada do sistema e com as diretrizes ao compartilhamento das infraestruturas essenciais, sobretudo dos terminais de GNL.

Isso porque, na regulação da operação do modelo entrada e saída, será preciso determinar quais os recursos da rede ficarão sob controle do gestor independente para garantir a integridade do sistema. Em quase todos os sistemas, as decisões sobre a gestão do *linepack* dos gasodutos são recursos sob controle deste gestor. Mas é importante mencionar que outros países utilizam outros tipos de recursos para garantir o balanceamento da rede de transporte, como exemplo a Espanha, onde os terminais de GNL também fazem parte dos recursos sob controle do operador do sistema, e a Itália onde o operador do sistema reserva parte da capacidade de estocagem subterrânea para uso nas operações de balanceamento.

Desequilíbrios entre oferta e demanda podem resultar em custos adicionais para o operador, que para o balanceamento da rede terá que ou comprar volume de gás adicional para manter a operacionalidade do sistema ou gerenciar eventuais excedentes de gás injetados no sistema pelos carregadores. Desta forma, a operacionalidade e as funções do operador devem estar correlacionadas à operacionalidade das ferramentas que poderão ser utilizadas para balanço do sistema, dentro da lógica do modelo de entradas e saídas.

Sobre esta ótica, a ABRACE considera importante que o núcleo operacional – MME, ANP e EPE – leve em consideração quais mecanismos serão necessários e estarão à disposição do operador para que ele possa otimizar suas decisões e manter a integridade do sistema de forma eficiente. A escolha de um ou de outro modelo requer a definição de um conjunto de medidas que devem

²⁴ A experiência internacional demonstra que mercados em que o modelo adotado para alocação de capacidade foi ponto a ponto, adotou-se ponto(s) de referência(s) físicos, ao passo que mercados que adoraram a modelagem por entrada-saída, adotaram hubs virtuais.

²⁵ O aprofundamento da análise da ABRACE em relação a este tema está mais desenvolvido na seção 3.2.

²⁶ Consultoria contratada pela ABRACE – Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas. **Modelos Alternativos para a Construção do Mercado de Gás Natural no Brasil**. 2016.

ser feitas para orientar os agentes do mercado sobre qual caminho será adotado para reconfigurar a indústria brasileira de gás natural. O detalhamento dessas decisões pode vir em um momento posterior, mas a ABRACE entende que as diretrizes devem indicar a configuração coordenada da reforma.

Seguindo este raciocínio, a ABRACE considera, por exemplo, que o gestor independente do sistema, além de operar o transporte de gás natural, também coordene as instalações de estocagem e os terminais de GNL, caso o MME julgue necessário que estes recursos podem ser importantes como mecanismos de balanceamento da rede. Neste sentido, algumas questões ainda precisam ser esclarecidas, as quais:

- I. Quais mecanismos estarão à disposição dos agentes do mercado e do operador para realizar o balanceamento do sistema até que o mercado de curto prazo de gás seja estabelecido? *Linepack* é suficiente²⁷? Estocagem de gás? Terminais de GNL²⁸?
- II. Se os terminais de GNL forem utilizados para esta finalidade, o acesso negociado seria suficiente para o balanceamento? Ou seria necessário estabelecer o acesso regulado e a regulamentação da operação destes terminais? Qual o papel a ser desempenhado pelo gestor técnico do sistema?

Ainda, esta Associação ressalta que durante o período de transição, será preciso estabelecer os mecanismos de alocação da capacidade, de gerenciamento do congestionamento contratual, e de balanceamento do sistema. No atual estágio de desenvolvimento do mercado brasileiro, observa-se uma ausência de transações disponíveis para contratação no curto prazo. Em outros termos, uma ausência de mecanismos para alocação da flexibilidade no sistema. Como já citado, estas transações têm sido tradicionalmente coordenadas pela Petrobras, como resultado do elevado grau de verticalização da indústria.

Como as transações são internamente realizadas pela Petrobras, a flexibilidade do sistema não é ofertada e precificada de uma forma transparente ao mercado. Deste modo, para o estabelecimento de um marco regulatório setorial, a alocação e a precificação da flexibilidade do sistema se torna um elemento fundamental da reforma.

Para cumprir com este objetivo, e como já citado, a ABRACE considera que a ANP poderia estabelecer um *Network Code* para regulação das atividades de transporte sob o regime de entrada-saída, incluindo a definição dos mecanismos de gerenciamento do congestionamento contratual e balanceamento da rede. Este *Network Code* serviria como referência para as regulamentações necessárias a *posteriori* e garantiria o desenvolvimento coerente destas regulamentações.

Num primeiro momento, a contratação da flexibilidade necessária poderia, em resposta à potencial falta de liquidez no mercado brasileiro de gás natural, ser adquirida através de

²⁷ O *linepack* pode ou não ser suficiente para cumprir este objetivo. Esta análise depende de mais informações sobre a operacionalidade do sistema de transporte brasileiro e dos volumes envolvidos.

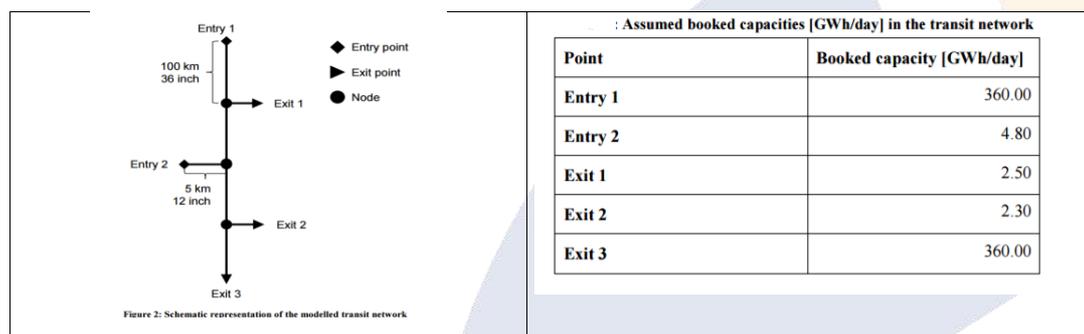
²⁸ Em mercados mais líquidos a estocagem e o GNL não são parte do STGN, mas podem ser acionados pelos carregadores em tempo real. Já em mercados menos líquidos podem ser essenciais.

mecanismos regulados e transparentes de contratação e à medida em que o mercado for se desenvolvendo esta flexibilidade deverá ser adquirida no próprio mercado.

No que concerne especificamente à tarifação por entradas e saídas, a ABRACE contratou consultoria especializada para uma análise preliminar²⁹. Segundo a Energix Strategy, o cálculo tarifário por entradas e saídas requer uma modelagem matemática complexa e nem sempre exata, devido ao elevado número possíveis de interações e de diversas metodologias para o cálculo de tais tarifas. Este condicionante pode levar a resultados diversos para cada ponto de saída, a depender da distância e do volume de capacidade reservada.

Esta análise mostra, ainda, que³⁰ dependendo da configuração do sistema de transporte – em linha como o gasoduto Brasil-Bolívia, ou circular como o sistema de transporte francês – os resultados podem ser muito distintos, a depender do ponto de saída para retirada do gás. Para ilustrar isso, foram utilizados quatro tipos de metodologia para calcular tarifas de entradas e saídas: i) postal; ii) matricial; iii) distância ao ponto nodal de balanceamento; e iv) capacidade. Em relação ao gasoduto de transporte em linha ou trânsito, empregou-se o diagrama a seguir, sugerindo-se diversos pontos de saída e dois pontos de entrada:

Figura nº xx – Hipóteses de Base para Cálculo de Tarifas de Entrada e Saída



Fonte: Energix Strategy

Essa análise resultou, para qualquer destas metodologias empregadas, em tarifas de saída similares para um dos pontos de saída, mas quando considerados pontos de saída com baixos volumes e localizados mais a jusante do gasoduto, os resultados foram discrepantes. Assim, dependendo do modelo a ser adotado para o cálculo tarifário os consumidores poderiam ser significativamente impactados. Ainda é citado que diversos autores concordam que este modelo implica em custos de processamento mais elevados, quando comparados ao sistema zonal/ponto a ponto.

Assim, diante do exposto e da complexidade do tema em questão, recomenda-se que os órgãos setoriais e regulatórios responsáveis promovam *workshops* e reuniões com os agentes do setor

²⁹ Análise de adequação do modelo de entradas e saídas ao mercado brasileiro elaborada pela Energix Strategy.

³⁰ Citou o estudo da KEMA: <http://crninet.com/2013/2b.%20Kiewiet-Paper.pdf>

a fim de verificar a aplicabilidade do modelo em diversas situações. Dentro desta proposta, e como já citado anteriormente, a ABRACE sugere que sejam analisadas as especificidades do mercado de gás natural brasileiro em uma análise comparativa entre as alternativas apresentadas³¹.

Atualmente, existe grande assimetria das informações entre os agentes do setor. Por exemplo, não está claro como as refinarias e empresas do sistema Petrobras remuneram o serviço de transporte no modelo atual e como serão traduzidos os contratos de transporte vigentes na lógica do modelo proposto – entradas e saídas. Do mesmo modo, não está claro como se aplicaria o regime de capacidade e tarifação por entradas e saídas: se para cada sistema de gasodutos individualmente, ou se para os gasodutos como um todo.

2.6. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 14, 15 e 16

Nestas diretrizes está sendo proposto:

- I. A reavaliação dos modelos de outorga para o transporte, armazenamento e estocagem de gás natural, levando em consideração o novo desenho para o mercado de gás natural;
- II. A revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que também deverá levar em consideração as instalações de armazenamento e estocagem; e
- III. Estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural, dado que a existência de instalações de estocagem permite reduzir a exposição ao risco de supridores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar as alternativas de suprimento em caso de contingências.

Em relação à preocupação do MME em reavaliar os modelos de outorga para o transporte e estocagem de gás, a partir da dinâmica do sistema de entradas e saídas ora proposto, a ABRACE sugere que seja criada uma consulta pública específica para este tema. Embora o modelo de concessão, vigente para outorga de gasodutos de interesses geral, seja moroso, pode conferir maior transparência e cálculo eficiente dos custos envolvidos no transporte, através da realização de processos licitatórios. Assim, a análise dos *trade-offs* precisa ser criteriosa antes da tomada de decisão, ao passo que esta Associação considera oportuno analisar processos mais céleres para o planejamento destas infraestruturas³².

³¹ Nos Estados Unidos e Argentina, por exemplo não se adotou o modelo de tarifas de entrada e saída, e sim sistemas ponto a ponto e com sinais relativos a distância; e esses sistemas funcionam de forma satisfatória

³² A Portaria MME nº 94/2012 delibera sobre a proposição de terceiros à construção/expansão de novos gasodutos. Conforme esta portaria, os agentes que queiram construir ou expandir gasodutos de transporte devem informar ao MME: i) demanda potencial de gás, ii) disponibilidade de oferta para atendimento da demanda indicada, iii) características e custos de investimento e operacionais do projeto, iv) análise sócio-ambiental e v) cronograma de físico e financeiro do projeto dutoviário. O MME encaminhará estes dados à EPE para que a empresa faça uma análise do requerimento. Com base na

Com o novo modelo de entradas e saídas e com a instituição de um agente independente para operar o transporte e gerir o sistema, pode haver perda de sinergia entre os sinais econômicos do investimento e a operação da rede de transporte. Para contornar estes problemas na coordenação dos investimentos deverão ser criados mecanismos que possibilitem a coordenação e a troca de informações entre os agentes do mercado, o operador, e os órgãos setoriais e regulatórios responsáveis. O processo de planejamento deve apresentar dados suficientes que traduzam as reais necessidades de expansão da malha de transporte.

Ainda, o planejamento da rede deveria indicar os gasodutos que são imediatamente “licitáveis”, isto é, servir como um planejamento indicativo para a futura expansão da malha de gasodutos nacionais, apontando os locais desejáveis para expansão da rede, considerando as diretrizes do setor de gás e de outros setores associados ou impactados por ele, como exemplo, o setor elétrico. O planejamento indicativo poderia identificar projetos de gasodutos que não são imediatamente licitáveis, mas que poderiam vir a sê-lo no futuro. Neste caso, os estudos de viabilidade para esses gasodutos poderiam ser menos detalhados. Mas, a cada revisão do plano de expansão da rede, as informações para estes projetos seriam reavaliadas em função de novas informações sobre oferta, demanda, custos e preços³³.

Ademais, deveria ser implementado um planejamento indicativo integrado de térmicas e gasodutos, visando propor térmicas como âncoras para expansão da malha de gasodutos de transporte e para o desenvolvimento de novos mercados de gás. Nesse sentido, o planejamento da rede deveria sinalizar onde seria desejável e viável localizar projetos térmicos, tendo em vista as previsões de nova oferta de gás.

O planejamento da rede poderia incluir também projetos de gasodutos estruturantes e coerentes aos objetivos de políticas setoriais e regionais. Do mesmo modo, deveria incluir gasodutos que interconectam diferentes áreas de distribuição, quando for identificado mercados que possam ser atendidos, de forma mais econômica, por gás de outra área de distribuição. Se essas interconexões não forem feitas por um gasoduto de transporte, as distribuidoras acabarão construindo gasodutos de distribuição para atender a seus mercados de maneira muito mais ineficiente: dutos mais longos e possivelmente de menor capacidade, com impactos à tarifa final dos consumidores.

Por fim, no que concerne à proposta de estímulo para o desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural, a ABRACE considera que i) dada a sua importância para estimular a criação de mercados secundários de gás propiciando o desenvolvimento competitivo do mercado e amadurecimento da organização desta indústria; ii) dado os custos envolvidos nesta atividade; e iii) tendo em vista que este tipo de infraestrutura é essencial para suavizar as variações existentes entre oferta e demanda, sobretudo do segmento termelétrico, seria necessário que o MME realizasse consulta e audiência públicas específicas para definir o modelo de negócio para o armazenamento de gás no país, seguido de regulamentação específica da ANP

análise da EPE, o Ministério poderá aprovar ou não o requerimento do agente interessado na construção do duto. Nota-se que estes requisitos podem conferir custos consideráveis ao processo.

³³ Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ). Grupo de Economia da Energia (GEE). **Reestruturação do Setor de Gás Natural: Uma Agenda Regulatória**. 2016

e pela disponibilização de linhas de financiamento do BNDES para construção de instalações de estocagem, quando viável.

Neste sentido, o armazenamento de gás natural deveria ser incluído no sistema de abastecimento estratégico de hidrocarbonetos no Brasil e ser priorizado como estruturante, por meio de Portaria específica do MME. Também seria importante que o Ministério incluísse estudo sobre armazenamento subterrâneo de gás natural e estocagem de GNL no programa de P&D da ANEEL sobre armazenamento de energia. Essa iniciativa deveria, ainda, ser reforçada por programas de P&D e estudos da ANP e EPE sobre armazenamento.

2.7. CONTRIBUIÇÕES ÀS DIRETRIZES 17 E 18

Entre as várias barreiras colocadas à evolução competitiva do mercado de gás natural brasileiro, a dificuldade de se levar o produto até seus consumidores apresenta-se como uma das mais desafiadoras. Trata-se de um contexto que impede, no limite, a diversificação dos ofertantes de gás natural, elemento essencial para o desenvolvimento do setor em bases competitivas. Hoje, o escoamento da produção de gás natural, as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e os terminais de liquefação/regaseificação de GNL no Brasil esbarram na presença de um agente dominante que detém praticamente toda infraestrutura disponível e está desobrigado a ceder o acesso a elas a diferentes produtores, segundo o marco legal do setor.

Sendo assim, a ABRACE está de acordo com as diretrizes que apontam a necessidade de regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento, a UPGNs e a terminais de regaseificação, e apresenta, abaixo e na Seção 3.4, suas contribuições.

A possibilidade e o incentivo à entrada de novos atores no escoamento de gás podem contribuir com a solução ao entrave representado pelos altos investimentos exigidos na viabilização dessas instalações e a falta de acesso àquelas já existentes. Está-se falando, portanto, na construção de gasodutos por qualquer agente privado que demonstrar interesse e que tenham como característica principal a interconexão de diferentes produtores, com compartilhamento das capacidades.

Em tese, segundo o regramento já previsto, um agente privado não vinculado à concessão de E&P já poderia obter a autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para construir e explorar o gasoduto de escoamento e/ou UPGN, desde que sejam classificados como instalações não integrantes da Área sob Contrato, como estabelece a Resolução ANP nº 17/2015, a qual aprova o Regulamento Técnico para o Plano de Desenvolvimento da Produção de Petróleo e Gás Natural (PD).

Há a percepção, contudo, de que os interesses relacionados a essa solução não se encontram alinhados, evidenciando a necessidade de uma ação conjunta entre Estado e mercado para organização e direcionamento dos esforços sob os incentivos mais eficientes. Nesse contexto, a ABRACE sugere, em um primeiro momento, que a ANP se responsabilize pela organização e promoção das oportunidades junto ao mercado, de forma a atrair investidores potenciais, porém, sem ser responsável pelos riscos do processo, atuando apenas como intermediador e agregador de interesses.

As regras vigentes não atribuem competência ao Regulador para coordenar os agentes ou para inserir preliminarmente projetos de escoamento de gás em um horizonte de planejamento para que sejam autorizados. Ao mesmo tempo, não se percebe qualquer vedação legal enquanto que há sólidos argumentos econômicos para se pleitear que a ANP, dada sua posição institucional, coordene os agentes no sentido de incentivar que as atividades da indústria sejam exercidas de forma a realizar os objetivos da política energética nacional. Eventual ação nesse sentido, no entanto, se daria tendo o Regulador tão somente como intermediário, e não implicaria em uma assunção de responsabilidades pelo Estado.

Além disso, visto que o escoamento da produção consiste em uma das principais barreiras à diversidade da oferta e ao desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro em bases competitivas, é preciso considerar alternativas – alterações legais e regulatórias – que permitam a atuação efetiva dos órgãos setoriais e regulatórios em promover maior segurança e previsibilidade aos processos de construção e operação dos gasodutos, além de garantir maior eficiência ao sistema de escoamento.

Pelo modelo existente, outorga por autorização, embora haja celeridade aos processos de construção e de operação dos gasodutos, não há um planejamento setorial pelo Poder Concedente, mesmo indicativo, a exemplo do que é feito em relação aos gasodutos de transporte, que pressupõe uma pré-avaliação do MME e da EPE. Neste sentido, a alocação da capacidade de movimentação e, até mesmo, o acesso aos dutos estariam condicionados à sintonia de interesses entre os agentes, razão pela qual é evidente a importância do papel a ser desempenhado pela ANP em coordenar os interesses dos agentes na contratação de capacidade de movimentação.

Ainda, dentre as alterações legais necessárias ao aprimoramento da atividade de escoamento, fundamental para garantir o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, merecem destaque: (i) a regulamentação do acesso não discriminatório à capacidade disponível e ociosa dos gasodutos de escoamento, terminais de GNL e das UPGNs existentes, mediante remuneração adequada ao investidor; e (ii) maior atribuição legal ao órgão regulador para atuar de forma efetiva na resolução de conflitos e em determinar a tarifa de acesso, nestes casos específicos.

Ademais, a agência poderia, ainda, instituir plataforma eletrônica que permita aos agentes interessados cadastrarem os projetos, informando o traçado, a capacidade, e a tarifa potencial.

Para cumprir com este objetivo, no entanto, seria necessário aumentar o papel do órgão regulador na gestão do sistema, sobretudo, em deliberar sobre a tarifa de acesso, a partir de critérios/metodologia amplamente discutidos com os agentes interessados, e em atuar de forma efetiva na resolução dos conflitos de interesses.

Hoje, embora exista um número considerável de empresas atuando na exploração e produção de petróleo e gás natural, a oferta de gás ao mercado é realizada em sua totalidade pela Petrobras. O acesso compulsório e não discriminatório às infraestruturas essenciais podem incentivar a entrada de novos agentes no setor e, conseqüentemente, a diversificação da oferta deste energético. Parte da capacidade utilizada pela Petrobras destina-se ao gás adquirido de outras empresas próximo à produção.

A resolução definitiva da barreira que impede o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais seria a proposição de uma emenda ao Artigo 45 da Lei nº 11.909/2009, removendo-se os gasodutos de escoamento, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural e os terminais de liquefação e regaseificação da isenção de acesso de terceiros. A ANP também poderá desenvolver regulamentação visando dar maior liquidez e transparência na operação de terminais de GNL, por meio da obrigatoriedade de publicação de capacidade eventualmente disponível e das condições comerciais de acesso a essa capacidade, proibição de acúmulo indevido de capacidade pelo operador do terminal e disposições obrigando ao uso da capacidade ou a sua perda (*use it or lose it*).

Nessa acepção, é necessário também discutir a possibilidade de os terminais de GNL realizarem o balanceamento da rede. Caso os terminais de GNL sejam utilizados para esta finalidade, deve-se avaliar não apenas se o acesso a estas infraestruturas serão suficientes para o balanceamento, mas também se é necessário estabelecer regulamentação da operação deste terminais e instituir mecanismos competitivos de aquisição do gás. Atualmente, o acesso aos terminais se dá de forma negociada, mas a experiência internacional indica que, para esta infraestrutura, o tipo de acesso mais utilizado é o regulado.

Por fim, considerando as características da Indústria do Petróleo e Gás Natural brasileira, em que o agente dominante detém o total controle da oferta de gás natural, é importante que se estabeleça mecanismos legais/regulatórios que introduzam competitividade a este mercado. Para tanto, seria importante, além de conceder a possibilidade de compartilhamento das infraestruturas em operação, que a ANP coordenasse os agentes para que as *facilities* a serem construídas comportem e otimizem a demanda por capacidade de movimentação, refletindo menor custo e eficiência em suas respectivas operações.

2.8. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 19

Nesta diretriz está sendo destacada a necessidade de superação dos desafios tributários no setor de gás natural. Caso haja uma migração para um sistema de entradas e saídas de alocação de capacidade, haverá uma mudança importante em como se organizam as relações jurídicas no setor, especialmente em relação à contratação do serviço de transporte de gás natural. Perder-se-á integralmente a referência de uma circulação física do gás natural, como já mencionado na análise da proposta de implementação do modelo de entradas e saídas para o transporte.

Nos dois casos, a lógica do sistema tributário brasileiro vigente é baseada na existência de um deslocamento entre uma origem e de um destino. Isso está refletido, por exemplo, na caracterização do fato gerador – se é de fato transporte; na definição da alíquota incidente – se interna ou interestadual; nos critérios de repartição de receitas tributárias – caso o destinatário seja contribuinte; etc.

No caso do ICMS incidente pela circulação de mercadoria, a discussão se aproxima da discussão que está sendo desenvolvida, por exemplo, no caso da regulamentação do *swap*. Os critérios de origem e destino que conseguem ser conhecidos e controláveis são as relações comerciais/contratuais da movimentação do gás natural. Ou seja, é possível controlar o fluxo

contratual do gás, mas não é possível reproduzir essas relações em fluxos físicos quando se considera a malha interligada do transporte.

Em relação ao ICMS incidente sobre o serviço de transporte interestadual ou intermunicipal, os impactos de uma eventual mudança para um regime de entradas e saídas podem ser ainda maiores. Aqui, há uma mudança no próprio conceito de serviço de transporte na malha.

O serviço de transporte de gás natural atualmente é tributado com base na tarifa total paga pelo carregador (não incide sobre a parcela de *ship-or-pay*). O serviço e a tarifa, atualmente, refletem a movimentação de uma quantidade de gás e envolvem o direito de entrada e de saída contratados conjuntamente pelo carregador. Em um regime de entradas e saídas, esses direitos – a injeção de gás no sistema (entrada) e a retirada de gás no sistema (saída) – são contratados de forma separada. Nesse caso, não se contrata o deslocamento ou, no mínimo, não se contrata um deslocamento específico: de um ponto de entrada a qualquer ponto de saída ou de um ponto de saída vindo de qualquer ponto de entrada.

Além da não incidência do ICMS no *ship-or-pay*, a ABRACE entende que não deveria haver incidência deste imposto no transporte e na distribuição do Gás Natural. O ICMS sobre a capacidade de transporte contratada representaria uma bitributação sobre o mesmo evento: o consumo de gás natural. A Capacidade de Transporte Contratada terá o objetivo de assegurar a disponibilidade da rede pelos consumidores, além de servir de sinalização ao planejador do sistema, ou seja, não traduziria, na ótica do modelo proposto por entradas e saídas de ser “circulação de mercadoria”.

Dessa forma, caso haja uma mudança de regime haverá necessidade de harmonização com a legislação tributária do setor. No estágio que a discussão se encontra, no entanto, não é possível antecipar quais seriam os impactos.

Assim, a ABRACE concorda com a proposta atualmente em discussão: tributação baseada em fluxos contratuais, ao invés de fluxos físicos.

2.9. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 20

Com a promulgação da Emenda Constitucional nº 5, de 15 de agosto de 1995, os serviços locais de gás canalizado passaram a ser reservados à competência dos Estados, que poderão exercer diretamente, ou mediante concessão, a prestação destes serviços. A partir deste momento, como cada estado detém, na prática, o monopólio sobre a distribuição do gás natural, a regulação desta atividade tem estado sujeita a regras definidas pelo regulador local: agências reguladoras estaduais ou secretarias de estado.

Com isso, verifica-se que os regulamentos nos Estados, hoje, não obedecem a um padrão de eficiência que uma atividade que se considera monopólio natural demanda e, muitas vezes, sequer há informações disponíveis sobre a concessão. Neste sentido, é fundamental aprimorar a qualidade da regulamentação estadual do serviço de gás canalizado, especialmente nos casos em que o próprio Estado e/ou produtores, por exemplo, detém o controle acionário da concessionária de gás canalizado, caracterizando um claro conflito de interesses. Portanto, a

ABRACE está de acordo com esta diretriz e destaca que ela é peça fundamental para garantir a abertura dos mercados estaduais. Apresentamos abaixo e na Seção 3.5, nossas contribuições.

A ABRACE apoia a definição de uma norma federal que ofereça diretrizes de regulamentação para harmonizar os serviços locais de gás canalizado nos Estados. Sem prejuízo do entendimento vigente acerca do Art. 25 da Constituição Federal, uma lei neste sentido poderia estabelecer diretrizes e conceitos para a relação entre uma concessionária de gás canalizado e os consumidores, e também definir as atividades que somente poderiam ser exploradas pela concessionária de gás canalizado, coibindo abusos encontrados em algumas legislações estaduais. De forma complementar, pode ser elaborada, pelo Governo Federal, uma cartilha de boas práticas indicando quais os *benchmarks* e boas práticas internacionais na normatização dos serviços estaduais de distribuição de gás natural canalizado. Tal atribuição ao Governo Federal é fundamental para garantir o amadurecimento e evolução dos mercados estaduais de gás natural que, de outra maneira, devido a conflitos de interesses mencionados anteriormente, tem pouco ou nenhum incentivo para promover ganhos de eficiência na atividade de distribuição de gás ou incentivar a atividade de comercialização nos Estados.

De modo geral, as condições que definem as margens de distribuição são estabelecidas nos próprios Contratos de Concessão. Contudo, a regulamentação estadual dessas condições é inexistente ou pouco transparente e não prevê mecanismos que busquem aprimorar a eficiência na gestão dos ativos, ou a aquisição da molécula de gás natural pela distribuidora a preços competitivos. Daí a importância de uma regulamentação eficiente para que se busque reduzir as assimetrias de informação entre os agentes e ao mesmo tempo promover o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A transparência, o detalhamento e o acesso das informações sobre a concessão, assim como a participação dos agentes nos processos de consulta e audiência públicas são fundamentais para garantir ao concessionário uma remuneração equânime pelo serviço prestado, obedecendo ao princípio da modicidade tarifária. Neste sentido, é preciso estabelecer um modelo em que as informações sejam claras o suficiente para que os consumidores possam avaliar: (i) a prudência e a viabilidade dos investimentos propostos; (ii) a evolução histórica das contas e dos ativos que definem a margem de distribuição; e (iii) a coerência dos indicadores da concessionária comparando-os, quanto possível, com benchmarks do setor.

Deste modo, fica clara a necessidade de aprimoramento da regulamentação da distribuição do gás natural, estas melhorias sobrevêm desde a criação e maior autonomia das Agências Reguladoras, bem como da instituição de mecanismos que incentivem o aumento e o repasse de eficiência e ganhos de produtividade às tarifas finais. Além disso, é preciso desenvolver mecanismos para limitar a participação societária de produtores nas distribuidoras e para isolar decisões gerenciais e informações sensíveis da distribuidora dos acionistas produtores de gás. Também é importante que seja vedada a participação acionária dos Estados nas distribuidoras, uma vez que eles são os reguladores deste serviço e há um claro conflito de interesses nesta atuação.

Por fim, a Lei do Gás – Lei nº 11.909, de 05 de março de 2009 – instituiu o Mercado Livre de gás, a partir da inserção do Autoprodutor, do Auto-importador e do Consumidor Livre de gás natural,

sendo que este último, “nos termos da regulamentação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”. Sobre esta ótica é preciso também estabelecer uma regulamentação isonômica entre os estados, que incentive a diversificação da oferta e os investimentos e expansão do mercado de gás, além de permitir a institucionalização de um mercado secundário para o gás natural.

2.10. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 21

Para a harmonização entre os mercados de gás natural e energia elétrica, é ideal que o MME seja protagonista na definição de políticas e exija a atuação das agências reguladoras de ambos os setores. O melhor custo global, tanto de energia elétrica como de gás natural, deve ser definido para o sistema – independentemente de interesses de curto prazo ou de agentes isolados.

Dado que não existe infraestrutura para estocagem de gás natural no país e nem mercado secundário desenvolvido, os novos produtores do insumo enfrentam grande dificuldade em garantir uma oferta estável de gás para segmentos não termelétricos, bem como em garantir uma oferta do produto de acordo com o perfil variável da demanda dos consumidores termelétricos. Assim, no contexto de mercado atual, novos produtores assumem riscos elevados de pagar penalidades contratuais pelo não fornecimento do gás natural.

A harmonização e a maior integração entre os mercados de gás natural e energia elétrica deve passar, necessariamente, pela viabilização de suprimentos competitivos de gás natural e GNL. Além disso, devem ser promovidas formas competitivas de armazenagem de gás natural e o aprimoramento de critérios e parâmetros dos leilões de contratação de novas usinas a gás natural e GNL, particularmente critérios relacionados à flexibilidade da geração, prazo de antecipação e duração de despacho, bem como a metodologia relativa à definição de receita fixa e custo variável e definição de penalidades. Sendo assim, a ABRACE está de acordo com esta diretriz.

Deve-se adotar um planejamento indicativo integrado e coordenado de térmicas e gasodutos, visando propor térmicas como âncoras para expansão da malha de gasodutos de transporte e para o desenvolvimento de novos mercados de gás. Nesse sentido, o PEMAT e o PDE deveriam sinalizar onde seria desejável e viável localizar projetos térmicos, tendo em consideração as previsões de nova oferta de gás e a demanda futura. Este planejamento teria como objetivo evitar que o gás produzido em novos campos descobertos fosse consumido de forma prioritária na boca do poço por empreendimentos termelétricos, limitando a oferta para outros segmentos de mercado localizados. A oferta de gás para esses projetos seria determinada através de leilões de compra de gás, permitindo a participação de produtores e importadores de forma competitiva.

A ANP pode organizar os leilões de compra de gás natural pelas térmicas, pois é fundamental aprimorar a metodologia do planejamento da expansão da geração termelétrica. No que tange os leilões de energia nova, devem ser revisadas as suas regras para viabilizar uma integração sustentável do mercado de gás natural com o mercado elétrico. Isso pode ser feito, por exemplo, elevando-se o teto da inflexibilidade térmica.

O despacho na base é uma condição necessária para a viabilidade de projetos de produção de gás não integrados com a rede de transporte específica. Nesse sentido, é importante permitir que produtores que não tenham condições de flexibilizar a produção de gás possam ofertar seu produto a preços mais baixos, permitindo um maior despacho térmico do projeto. Deve-se também avaliar quais os impactos no PLD no caso de existir um maior número de térmicas na base.

A criação de uma política para flexibilização da demanda e oferta doméstica de gás natural passa pelo desenvolvimento de um mercado secundário de gás e da estocagem de gás natural, na forma de GNL, e através de reservatórios subterrâneos, envolvendo medidas de incentivos econômicos e regulatórios para projetos de estocagem do produto.

Ademais, a necessidade de comprovação de reservas de gás para todo o período do contrato da térmica, representa uma barreira importante para a estruturação de projetos de geração térmica com gás doméstico. Atualmente, exige-se a comprovação de reservas suficientes para o atendimento de pleno despacho por um período contratual de 15 anos, mesmo considerando-se que a inflexibilidade máxima é de 50%. A exigência de comprovação de reservas para 15 anos do projeto termelétrico negligencia a lógica de produção da indústria do petróleo e gás natural, visto que a produção futura é fruto da pesquisa e do desenvolvimento de hoje, não das reservas atualmente provadas. A maioria das empresas privadas de petróleo detém uma relação reserva/produção inferior a 10 anos.

Propõe-se a redução do volume de reservas comprovadas requerido para habilitação de projetos térmicos a gás, no leilão de energia nova. Para isso, é necessário estabelecer novas regras de habilitação para esses projetos, considerando uma relação entre o volume a ser comprovado e o despacho esperado da térmica. Propõe-se, ainda, que as reservas comprovadas devam ser suficientes para cinco anos de consumo da térmica, a partir do início da operação. Já no começo da operação da térmica, o agente termelétrico ficaria obrigado a enviar, anualmente, comprovações de novos volumes de reservas, mantendo sempre uma comprovação mínima de reservas para cinco anos de geração da térmica.

Ressalta-se ainda a importância da integração do GNL com o setor elétrico, seja por ações específicas como o aumento do prazo de aviso de despacho de térmicas a GNL pelo ONS de 60 para 90-120 dias, seja por ações de teor estrutural como a revisão do modelo de despacho termoelétrico e a reavaliação dos impactos do despacho termoelétrico na base. Sugere-se que estas ações sejam revisadas pela EPE, Aneel e ONS, incorporando à análise o custo de garantir um suprimento flexível de gás natural, seja pela exposição à variação de preços no mercado spot (de GNL), seja pelo custo de desenvolvimento de infraestruturas de armazenamento de gás.

2.11. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 22

O volume de gás natural que a União terá direito dentro do regime de Partilha tem o potencial de destravar o mercado brasileiro, que hoje possui muitas limitações para o seu crescimento. Sendo assim, a ABRACE está de acordo com o aproveitamento do gás natural da União, proveniente dos contratos de Partilha, como instrumento de política pública para o

desenvolvimento integrado do mercado de gás natural e apresenta, abaixo e na Seção 3.6, suas contribuições.

Uma importante ação de política a ser tomada no curto prazo é a preferência, pela União, em comercializar parte da sua parcela de produção de gás do polígono do pré-sal, sob o regime de partilha, a preços competitivos para o segmento industrial até que o mercado se torne suficientemente maduro para prescindir de uma política dessa natureza. Pela Lei da Partilha, a única restrição imposta em relação à política de venda do gás natural da União é a sua priorização ao abastecimento nacional. A União teria, portanto, liberdade para definir a forma de comercialização de sua parcela ao mercado, podendo praticar preços mais competitivos aos consumidores, principalmente aos energointensivos.

Uma vez que o gás natural pode aumentar a competitividade de um país, como no caso recente dos EUA, a política industrial proposta deve alocar às indústrias que são mais sensíveis às variações de preço, o gás natural a custos competitivos, além de estabelecer mecanismos de leilão, que gerem preços aderentes com custos competitivos (produção, escoamento e processamento). Por fim, a política também pode oferecer clareza quanto aos prazos contratuais, quanto à metodologia de reajuste dos preços e volumes comercializados. Tais mecanismos são importantes para conferir previsibilidade e suportar as decisões de investimento dos consumidores industriais. Também é importante que o MME e o CNPE definam quais serão os parâmetros típicos de mercado que servirão de base para a precificação do gás da partilha.

Nesta concepção, até que o mercado brasileiro de gás natural seja competitivo (o que pode ser obtido através da proposta de criação de um mercado spot de gás induzido pela presença de um market maker), parte do gás que couber à União poderia ser ofertada em leilões específicos, a serem realizados regularmente pelo agente comercializador, sob gestão da PPSA, conforme propostas a seguir:

- Beneficiários: setores energoestratégicos discriminados pelo CNPE.
- Preço: o preço mínimo para oferta nestes leilões deverá refletir o custo marginal de produção, somado aos custos com escoamento e processamento do gás. Uma proxy para este valor poderia ser o preço pago pela Petrobras pelo gás de produtores parceiros em outros campos. Ainda, deveria haver um preço teto, menor ao preço praticado pela Petrobras atualmente com o objetivo de garantir a efetividade da política industrial e a captura desta oferta por setores mais sensíveis ao custo do gás e que, portanto, necessitam de um preço mais baixo.
- Leilão: o agente comercializador deve informar o montante de gás natural a ser ofertado, especificado em lotes, de acordo com o prazo para a contratação. A minuta de contrato deverá ser publicada previamente ao leilão, discriminando, dentre outras cláusulas, as condições de reajuste do preço de venda em leilão, a partir da variação do índice de atualização previsto contratualmente.
- Volumes Contratados: os consumidores devem informar previamente ao agente comercializador sua intenção de consumo. Caberá ao CNPE, em caso de

sobredemanda, avaliar os volumes a serem direcionados aos diversos setores que solicitaram participação no leilão, que poderá, ainda, definir um limite de demanda por agente, a partir do histórico do consumo médio por unidade de consumo. Este limite é importante para que um único segmento não capture o volume a ser ofertado aos demais.

É importante, ainda, garantir que o agente comercializador não seja a Petrobras, de modo a evitar a concentração de mercado. Deve-se avaliar se esta empresa poderia participar da licitação dos agentes comercializadores, desde que em condições de igualdade.

2.12. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 23

Esta diretriz reflete a preocupação do MME diante do vencimento próximo do contrato de suprimento de gás natural firmado com a Bolívia e do já anunciado plano de desinvestimentos da Petrobras que sinalizou a redução do papel desta empresa no mercado brasileiro de gás natural. Neste sentido, o MME propõe apoio às negociações para contratação do gás boliviano e de outras alternativas.

Nesta acepção, e também preocupada com as condições para a renovação do contrato com a Bolívia, a ABRACE em parceria com a CNI, contratou estudo³⁴ para avaliar as perspectivas da oferta doméstica, avaliando também a dependência externa do mercado brasileiro no suprimento de gás natural ao longo dos próximos anos, assim como as condições do mercado de gás boliviano em continuar atendendo o mercado brasileiro.

Com relação às perspectivas da oferta doméstica, o estudo do Grupo de Economia da Energia da UFRJ (GEE-UFRJ) concluiu que, considerando a previsão de demanda de gás realizada pelo próprio governo brasileiro e as projeções de produção doméstica realizadas neste estudo, o Brasil não reduzirá sua dependência externa no suprimento de gás natural. Pelo contrário, a atual dependência de 50% na oferta de gás pode inclusive aumentar, dependendo do cenário de oferta doméstica líquida e do despacho térmico considerado.

Assim, a importação de gás natural da Bolívia continuará a ser essencial para o mercado brasileiro, tendo em vista que a alternativa apresentada seria a importação de GNL, a qual pode apresentar maior volatilidade de preço e custo mais elevado. Entretanto, o estudo em referência demonstra que, para que seja possível garantir oferta de gás boliviano ao Brasil para além de 2022, será necessária uma retomada do esforço exploratório naquele país³⁵.

Diante deste contexto, será fundamental o apoio do MME não somente na coordenação dos agentes à contratação do gás boliviano, mas também em promover mecanismos eficientes de

³⁴ Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE-UFRJ). Grupo de Economia da Energia (GEE). **Reestruturação do Setor de Gás Natural: Uma Agenda Regulatória**. 2016.

³⁵ Atualmente, o esforço exploratório na Bolívia está praticamente paralisado. Os poços que foram perfurados nos últimos 5 anos, foram basicamente poços em áreas adjacentes às já conhecidas pelas empresas operadoras e com muito baixo risco geológico. O estudo estimou a necessidade de investimentos adicionais na Bolívia entre US\$ 5,4 bilhões e US\$ 7,1 bilhões em exploração e desenvolvimento de novas áreas de produção de gás, para viabilizar e atender a demanda potencial de gás boliviana, argentina e brasileira.

contratação para garantir que este volume de gás chegue ao mercado de forma competitiva e também a importação de GNL por novos agentes. Aqui, o acesso não discriminatório aos terminais de regaseificação será fundamental para esta negociação. De um modo geral, a transparência na contratação de gás por novos agentes, sobretudo do gás boliviano, tanto para os volumes negociados como para as condições contratuais a serem firmadas também será importante para garantir o repasse eficiente às tarifas finais.

Assim, a ABRACE considera que o MME deveria iniciar um debate com os agentes do setor, por exemplo, promovendo reuniões públicas com o objetivo de conferir maior publicidade à escolha do mecanismo mais eficiente para a contratação deste gás e promovendo a discussão de como solucionar as diversas barreiras hoje colocadas à entrada de novos agentes, de modo a promover a mesma oportunidade aos agentes interessados que atuam neste setor.

Atualmente, novos agentes que queiram participar do processo de contratação encontram barreiras significativas. A lógica contratual da Petrobras confere a esta empresa, como já mencionado pela ANP³⁶, grande flexibilidade em retirar gás em qualquer ponto da malha de transporte. Isso implica em redução da capacidade disponível à contratação por outros agentes. Ainda, existe uma dificuldade adicional dos agentes do mercado anteciparem e identificarem qual volume de gás estará disponível para contratação e quanto da capacidade de transporte será possível contratar. Do mesmo modo, há incertezas em como será a coordenação da contratação de capacidade entre o Gasbol e as demais infraestruturas de transporte, e quanto da capacidade atual poderá ser acessada por terceiros, uma vez que, hoje, toda a capacidade de transporte está contratada pela Petrobras³⁷.

Além disso, coexistem no sistema de transporte de gás natural no país diferentes critérios tarifários. Esta diversidade de critérios e níveis tarifários, se torna uma questão relevante, na medida em que o custo de transporte reflete um valor médio, a partir dos diferentes tipos de contratos de transporte firmados com a Petrobras (única carregadora). Ou seja, as distribuidoras não pagam uma tarifa de transporte que reflete o quanto efetivamente custou para transportar o gás que está sendo suprido.

Decorrente desta assimetria entre as informações relativas ao transporte, existe uma grande dificuldade para os agentes do setor mensurarem os reais custos com o transporte. Diante do exposto, a atual estrutura tarifária pode gerar distorções competitivas para os novos entrantes, uma vez que os contratos de gás destes agentes deverão refletir o custo de transporte efetivo.

Ademais, novos entrantes tendem a ter um portfólio pouco diverso, portanto com restrições ao gerenciamento dos riscos envolvidos na contratação do gás natural. Tendo em vista que o mercado de gás brasileiro não possui um mercado de curto prazo ou secundário e instalações de estocagens que serviriam como ferramentas à mitigação dos riscos envolvidos, isto poderia dificultar a contratação do gás boliviano por novos agentes ou, até mesmo, implicar num prêmio de risco que seria adicionado ao preço do gás contratado, reduzindo sua competitividade.

³⁶ NT ANP-SCM 002/2016.

³⁷ Não existe, hoje, possibilidade de um novo agente contratar capacidade de transporte que não seja interruptível

Por fim, a possibilidade de contratação do gás boliviano de forma isonômica entre os agentes do setor também dependerá do aprimoramento da regulamentação estadual, sobretudo no que se refere ao mercado livre, e dos programas de *gas release* e limitação ao *self-dealing* que, como mencionado anteriormente, são medidas essenciais para a superação das barreiras comerciais hoje existentes.

2.13. CONTRIBUIÇÃO À DIRETRIZ 24

O MME propõe a formação de um comitê entre agentes do governo e do setor, com vistas a assegurar que a transição para o novo modelo de mercado aconteça de forma segura e gradual. Ainda, o Ministério ressalta que este comitê deverá garantir a preservação da segurança jurídica e o respeito aos contratos existentes e avaliar medidas que possam acelerar esta transição.

A ABRACE está de acordo com a formação deste comitê, mas considera necessário que as reuniões e eventuais decisões deste comitê sejam públicas, e possibilitem a participação de agentes do setor. Como exemplo, citamos as reuniões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que realiza reuniões periódicas de sua diretoria, divulgando antecipadamente a pauta dos assuntos que serão discutidos, possibilitando a inscrição de agentes interessados em debater os temas em questão.

3. CONTRIBUIÇÕES ADICIONAIS

3.1. COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

A expansão e diversificação da oferta de gás natural, assim como o desenvolvimento deste mercado no Brasil dependem de mecanismos de alocação do gás em condições competitivas e transparentes, de forma a garantir ao consumidor o acesso às informações de preço e quantidade ofertada, assim como a implementação de estrutura organizada e previamente regulamentada para embasar e facilitar as negociações entre os agentes que atuam neste setor. Dependem também da criação de instrumentos de gerenciamento dos riscos inerentes à produção e comercialização de gás natural por produtores que não possuem um portfólio diversificado de campos de exploração e produção.

Dentre estes mecanismos, destaca-se o mercado secundário de gás natural e a presença de agentes formadores de mercado (*market makers*), amplamente difundido em diversos países. Neste mercado, os agentes dispõem de um ambiente de negociação para compra, venda e revenda total ou parcial dos contratos de comercialização de gás e capacidade de transporte (interruptíveis ou firmes).

Assim, com o objetivo de melhor entender a regulamentação e operacionalização do mercado secundário no mundo, trazemos o resumo da regulamentação e operacionalização deste mercado na Colômbia, Polônia, Portugal e Espanha. No cerne desta análise está a possibilidade

de implementação do mercado secundário no Brasil, principalmente, como forma de expandir e diversificar a oferta, além de possibilitar maior liquidez nas negociações entre os agentes.

3.1.1. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.1.1.1. COLÔMBIA

Segundo a BP Statistical Review de 2015, a Colômbia produziu cerca de 12 bilhões de m³ (32 milhões de m³/dia) de gás natural em 2014. Deste montante, 92% são consumidos internamente e o restante é exportado para a Venezuela. O mercado é bastante diversificado, mas possui um agente dominante – a estatal Ecopetrol – com participação de 57% na comercialização firme de gás natural³⁸.

A malha de transporte envolve todo o país, as principais empresas transportadoras são a Transportadora de Gás Internacional (TGI) e a Promigas. Estes agentes detêm, praticamente, toda a malha de gás no país.

O mercado secundário na Colômbia foi instituído em 2013, pelas Resoluções nº 089 e nº 124, publicadas pelo órgão regulador de energia do país – Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Tais normas regulamentam o Mercado Primário, o Mercado Secundário, incluindo o mecanismo de “Use-o ou Venda-o”, assim como o Operador de Mercado, e o Promotor de Mercado (*market maker*).

Os Mercados Primário e Secundário são operados pelo Gestor del Mercado (Operador de Mercado)³⁹, que tem as seguintes funções: (i) centralizar as informações do mercado de gás, (ii) gerenciar os leilões do Mercado Primário e as transações do Mercado Secundário, (i) desenhar, colocar em funcionamento e administrar o Boletim Eletrônico Central (BEC), e (iv) elaborar relatórios de mercado.

No Mercado Secundário são negociadas as revendas para entrega física do gás natural em determinados pontos de entrega, dos comercializadores e consumidores não-regulados (os agentes compradores do mercado primário) para os comercializadores, produtores e importadores. As informações são centralizadas no BEC, no qual os agentes devem estar registrados para informar suas necessidades de compra e venda, a partir de pontos de entrega específicos. A comercialização pode se dar por negociação direta ou leilões do tipo “Use-o ou Venda-o” com prazos intradiário, diário, semanal, mensal, trimestral, anual ou plurianual. Vale ressaltar ainda, que os vendedores assumem os custos com o transporte.

Na modalidade de negociação direta do Mercado Secundário, os vendedores informam seus volumes e capacidades disponíveis de transporte e os compradores informam as suas demandas. O BEC então é divulgado com estas informações consolidadas, e os agentes, com

³⁸ As outras empresas são: Chevron – 25%, Equión – 7%, Pacific Rubiales, 5%, Santiago Oil Company – 4% e Tempa – 3%. Sector de Gas Natural em Colombia, Mercado Mayorista de Gas. Outubro de 2014.

³⁹ Empresa selecionada por concurso público, a partir de regulamentação definida pela CREG. Atualmente é a Bolsa Mercantil da Colômbia (BCM).

exceção dos consumidores não regulados, podem negociar diretamente os contratos, com liberdade para definir preço, quantidade, garantias, pontos de entrega e prazo.

Na modalidade “Use-o ou Venda-o”, os volumes e capacidades de transporte contratados pelos usuários do Mercado Primário e não nominados para o dia seguinte ficam disponíveis para contratação no Mercado Secundário. Cabe aos produtores, importadores e transportadores informarem ao BEC os volumes e capacidades não nominados pelos seus usuários. Os volumes e capacidades das termelétricas somente ficam disponíveis se forem expressamente liberados pelo usuário. A partir destas informações, o Operador de Mercado promove leilões para entrega no dia seguinte.

Nesta modalidade, o preço do leilão é definido marginalmente, de acordo com a curva de oferta e demanda agregada e de acordo com os preços e prazos de intenção de compra e venda declarados por cada comprador e vendedor. O preço de leilão será o preço de equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Ainda, há a figura do Formador de Mercado (*market maker*)⁴⁰, que deve atuar negociando diariamente a compra e venda do gás natural, na modalidade firme, para entrega num determinado ponto e, simultaneamente deve apresentar solicitações de compra de gás na mesma modalidade contratual. Caso um agente apresente oferta ao *market maker*, este deve aceita-la e em seguida publicar nova oferta no BEC. O objetivo deste agente é de estimular a liquidez do Mercado Secundário. A quantidade de gás a ser ofertada pelo *market maker* e o spread entre os preços de compra e venda serão regulados pela CREG⁴¹.

3.1.1.2. POLÔNIA

Segundo a BP Statistical Review de 2015, a Polônia consome um volume bastante superior ao produzido no país. Em 2014, enquanto a produção resultou num montante de 4,2 bilhões de m³ (11,5 milhões de m³/dia), o consumo foi de 16,3 bilhões de m³ (45 milhões de m³/dia). Grande parte das importações é proveniente da Rússia, mas o país também importa gás da Alemanha e Noruega e possui um terminal de regaseificação com capacidade de 5 bilhões de m³⁴².

A empresa estatal PGNiG é responsável pela maior parte da oferta de gás na Polônia – 94% de *market share* – e também atua no transporte, distribuição e estocagem de gás, assim como trading. Existe somente uma empresa transportadora, também estatal: OGP Gaz-System S.A. No mercado secundário, *exchange market*, até dezembro de 2014, 59 empresas realizaram trading de gás natural.

Em setembro de 2013, a Polônia adequou sua legislação com o objetivo de atender as diretrizes da União Europeia sobre a liberalização do mercado de gás natural. Uma das principais novidades no sentido de abrir o mercado e promover a competição na oferta de gás foi a

⁴⁰ Uma ou mais empresa a ser selecionada pela CREG, por intermédio de resolução específica.

⁴¹ A CREG definirá a oferta e valor teto para o spread entre o preço de compra e venda de gás.

⁴² https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2014/12/Energy_Sector_of_the_world_and_Poland_EN.pdf e <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=POL>

determinação de que as companhias de gás vendessem parte dos seus volumes através de um *exchange market*. A partir do aperfeiçoamento das regras, foi definido que as empresas de gás natural teriam que comercializar determinado percentual de gás natural, neste mercado. Em 2015, a determinação foi pela venda de pelo menos 55% do total comercializado.

Considerando que a PGNiG era a única empresa fornecedora de gás na Polônia, e um monopolista com preços regulados, essa opção caracteriza-se como um gas release do agente dominante, com o objetivo de desconcentrar o mercado e de atrair novos ofertantes e comercializadores.

A compra e venda do gás natural no *exchange market* acontece num mercado de commodities operado pela TGE Polish Power Exchange (PolPX)⁴³, onde atuam vendedores e grandes consumidores finais de gás natural, que podem negociar livremente o gás natural. Em 2014, foram operacionalizadas intenções de compra e venda no mercado intradiário, mercado *day-ahead* e mercado futuro com entregas físicas de gás⁴⁴. Para facilitar as negociações, foi criada uma plataforma de comercialização para que os agentes vendedores possam colocar informações de oferta e negociar volumes, inclusive para compensar desbalanços na rede. Ainda, a compra e venda de gás também podem se dar por contratos de balcão ou por leilões organizados pela PolPX.

Os contratos futuros para entregas física de gás natural são realizados todas as quartas-feiras, com prazo de entrega mensal, quadrimestral e anual. Para a venda no mercado *day ahead* os contratos são firmados para entrega horária para os dias definidos em contrato. Por fim, no mercado intradiário as negociações visam a cobertura de eventuais desequilíbrios na oferta de gás.

Em novembro de 2013, com o objetivo de melhorar a liquidez no mercado, a PGNiG firmou um acordo com a PolPX para atuar como um *market maker*, através da oferta contínua de ordens de compra e venda de gás num *Retail Market*. Este mercado retalhista é regulado, ainda que haja uma ação para futura liberalização, e atua a empresa subsidiária PGNiG Retail. As tarifas são aprovadas pelo Energy Regulatory Office (ERO) com base na previsão de custos e metas de venda de gás natural pelas empresas produtoras e importadoras.

3.1.1.3. ESPANHA E PORTUGAL

a) Espanha

A Espanha não possui reservas significativas de gás natural. No entanto, o gás é considerado um recurso estratégico para o país. Segundo a BP Statistical Review de 2015, o consumo espanhol de gás natural em 2014 foi 26,3 bilhões de m³ (72 milhões de m³/dia). Assim, a importação através de gasodutos e instalações de GNL responde por toda a oferta do país. Há atualmente seis instalações de GNL na Espanha. Três delas pertencem à Enagás.

⁴³ Empresa instituída em 1999 pelo Ministro do Tesouro (Minister of State Treasury) com o propósito de estabelecer um consórcio para criar um mercado para troca de energia na Polônia.

⁴⁴ Commodity Forward Instruments Market with Physical Delivery.

A Enagás também é a maior empresa transportadora da Espanha com 81,6% da rede. Outras transportadoras são a Gas Natural Transporte e a Naturgas. Todas são empresas privadas. Na Espanha, transportadores não podem exercer as atividades de produção, importação ou comercialização.

b) Portugal

Em 2014, segundo a BP Statistical Review 2015, o consumo total de gás no país foi 3,8 bilhões de m³/dia (1,03 milhões de m³/dia). Portugal não possui produção de gás natural. Seu consumo é suprido totalmente pelas importações oriundas da Argélia e da Nigéria. A organização da indústria configura-se através de uma rede pública para o gás, constituída pela rede nacional de transporte e de distribuição e pelas instalações de armazenamento e terminais de GNL.

Tabela 01 – Resumo da Operacionalização do Mercado Secundário nos países selecionados

	Colômbia	Polônia	Espanha e Portugal
Regulador do Mercado Secundário	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Energy Regulatory Office (URE)	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (ERSE) e Comissão Nacional de Energia da Espanha (CNE)
Agentes Envolvidos	<u>Vendedores:</u> comercializadores e consumidores não-regulados. <u>Compradores:</u> comercializadores, produtores e importadores .	<u>Vendedores:</u> produtores, comercializadores e importadores de gás natural. <u>Compradores:</u> grandes consumidores	<u>Vendedores e compradores:</u> transportadores, distribuidores, comercializadores e consumidores não-regulados.
Operador de Mercado	Bolsa Mercantil da Colômbia (BCM) – agente privado, regulamentado.	TGE Polish Power Exchange (PolPX) – agente público, regulamentado.	MIBGAS S.A, agente privado.

<p>Market Maker</p>	<p>Uma ou mais empresa a ser selecionada pela CREG, por resolução específica. Deve atuar na compra e venda diária de gás, com quantidade e <i>spread</i> entre os preços de compra e venda fixados pelo regulador.</p>	<p>PGNiG Retail (estatal). Atua na compra e venda contínua no mercado <i>spot</i>.</p>	<p>Não há.</p>
<p>Formas de Negociação e metodologia de precificação</p>	<p>Sempre entregas físicas de gás natural.</p> <p>Negociação Direta: volumes, preço, garantias, ponto de entrega e prazos são negociados livremente.</p> <p>Leilões tipo “Use-o ou Venda-o”: volumes não nominados no mercado primário são leiloados para entrega no dia seguinte. O preço de leilão é definido marginalmente, a partir do volume e preço declarados pelos vendedores e consumidores.</p>	<p>No <i>exchange market</i> os preços e volumes são livremente negociados. Os volumes e preços são informados em plataforma eletrônica e os contratos firmados por meio de contratos de balcão ou por leilões organizados pela PolPX.</p> <p>No <i>Retail Market</i>, há compra e venda contínua pela PolPX Retail, a partir de tarifa aprovada pelo regulador.</p>	<p>Negociações de compra e venda de gás natural através de plataforma eletrônica para contratação em leilão ou mercado contínuo.</p> <p>Leilão: preço definido marginalmente, a partir dos volumes declarados pelos vendedores e consumidores.</p> <p>Mercado Contínuo: as ofertas são processadas em plataforma eletrônica para negociação entre os agentes.</p>

Fonte: Elaboração ABRACE

Para cumprir com o compromisso assumido entre a Espanha e Portugal no âmbito do Plano de Compatibilização da Regulação do Sector Energético, em março de 2007, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (ERSE) e a Comissão Nacional de Energia da Espanha (CNE) promoveram consulta pública para colher subsídios à regulamentação e implementação do

Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGÁS)⁴⁵. Este mercado tem como objetivo prover preços mais competitivos e transparentes, principalmente de gás natural liquefeito (GNL), além de aumentar a segurança no fornecimento e simplificar e harmonizar o quadro regulatório entre estes dois países.

O MIBGÁS conta com um operador único – MIBGAS S.A – responsável pela gestão do hub de gás, que é uma plataforma de negociação, com o propósito de melhorar a transparência e o comércio deste energético. Além da gestão da plataforma, é responsável pelo faturamento e processos de cobrança e pagamentos e pela gestão das garantias exigidas aos agentes nas negociações de gás.

A plataforma eletrônica é o mecanismo sob o qual os agentes podem negociar o fornecimento de gás para um ponto de equilíbrio virtual ou pontos locais, em diferentes prazos. Todos os transportadores, distribuidores, comercializadores e consumidores não-regulados de gás podem comprar ou vender o energético.

Todos os dias, o MIBGAS comunica aos Gestores Técnicos⁴⁶ as pré-notificações e notificações de compra e venda. As pré-notificações estão associadas às transações para entrega de energia no dia, e as negociações, às transações do dia seguinte. As negociações estruturam-se a partir de Sessões de Negociação, com dois tipos de modalidades: leilões e mercado contínuo.

Na negociação por Leilão, os agentes informam as intenções de compra e venda, que são consolidadas pelo operador e informadas em uma curva de compra e venda, sob a qual resulta-se o preço marginal do leilão que é o aplicado a todas as negociações. Por sua vez, no Mercado Contínuo as ofertas são processadas na medida em que forem incluídas na Plataforma de Negociação. Se uma nova oferta for competitiva às preexistentes, é lançada para a contratação firme, caso contrário, fica reservada no “Livro das Ofertas”.

É importante mencionar que a liberalização do mercado do gás natural foi concretizada através da garantia de acesso regulado de terceiros a todas as infraestruturas de gás natural: gasodutos de transporte, de distribuição, terminais de GNL e aos armazenamentos subterrâneos para estocagem. As regras de acesso prezam pela não discriminação e transparência. Ademais, de modo a garantir o acesso uniforme e evitar os eventuais efeitos de *pancaking*⁴⁷ harmonizaram-se as regras para as tarifas de acesso dos dois países.

3.1.2. PROPOSTA DE APLICAÇÃO DOS BENCHMARKS INTERNACIONAIS DE MERCADO SECUNDÁRIO AO MERCADO NACIONAL

A análise dos benchmarks internacionais corrobora a importância do mercado secundário e de ferramentas que facilitem a coordenação entre os agentes do setor para o desenvolvimento e amadurecimento do mercado de gás natural. O mercado secundário pode, além disso, proporcionar maior competitividade e diversificação da oferta, além de melhorar o acesso às

⁴⁵ Disponível em: <<http://www.mibgas.es/pt/mercados-gas/mercado-iberico-do-gas>>

⁴⁶ Enagás na Espanha e REN em Portugal.

⁴⁷ Dupla tarifação que é paga no transporte de gás natural entre os dois países.

informações, através de processos transparentes de compra e venda, com metodologia pré-definida e disponível ao entendimento e conhecimento da sociedade.

Nos casos estudados foi possível identificar a atuação do governo em definir condições que favorecessem o desenvolvimento do mercado de gás natural, em bases competitivas, e em coordenar as negociações de oferta e demanda dos agentes interessados, garantindo maior liquidez e transparência nas negociações. Com estas ações, em muitos destes mercados, foi possível ainda reduzir o poder do agente monopolista e aumentar e diversificar a oferta do energético. Assim, o mercado secundário resultou em uma importante ação promovida em prol destes objetivos.

No Brasil há um único ofertante de gás natural, integrado verticalmente nos diferentes elos da cadeia produtiva, isto é, com ampla participação no transporte, distribuição e regaseificação do gás, além de ser também um importante consumidor. Ao mesmo tempo em que esta integração pode garantir sinergia e redução dos custos de transação, também pode resultar em assimetria de informações e em barreiras à entrada de diferentes players, criando um obstáculo ao pleno desenvolvimento e amadurecimento do mercado de gás nacional.

É preciso destacar ainda que a implantação do mercado secundário no Brasil tem sua importância potencializada devido ao consumo intermitente do segmento termelétrico. Do volume total comercializado em 2015⁴⁸, 47% foi destinado à geração de energia elétrica. A volatilidade do consumo térmico é tão representativa que no mês de agosto de 2015 o consumo foi cerca de 8 milhões de m³/dia menor ao consumido em janeiro do mesmo ano.

Neste sentido, tendo em vista a intermitência do consumo de gás natural pelo segmento termelétrico, e considerando as tradicionais cláusulas de inflexibilidade imputadas aos contratos de fornecimento deste energético, o mercado secundário poderia oportunizar a comercialização deste gás, como forma de mitigar estes riscos contratuais aos agentes do setor⁴⁹.

Sobre esta ótica, a União teria papel fundamental na institucionalização do Mercado Secundário, a partir de seu gás produzido sob o regime de partilha de produção (ver seção 3.6.2 deste documento), contribuindo para:

- Reduzir as barreiras de entrada e estabelecer um mercado livre de gás natural capaz de oferecer mecanismos de gestão de riscos para ofertantes e consumidores, além de atrair novos produtores e incentivar novos comercializadores;
- Criar condições favoráveis ao mercado para atrair investimentos, ampliar e diversificar a oferta, estimulando a competição; e

⁴⁸ Média do consumo de gás natural em 2015 (janeiro a agosto). Dado extraído do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Ministério de Minas e Energia. Agosto de 2015.

⁴⁹ Os projetos de regaseificação do Grupo Bolognesi envolvem dois terminais com capacidade de regaseificação de 28 milhões de m³/dia de gás, a serem construídos no Rio Grande do Sul e em Pernambuco, para abastecer duas usinas termelétricas com capacidade de gerar 1.200 MW de energia cada, o que envolveria o consumo de, aproximadamente, 6 milhões de m³/dia de gás para cada usina, a partir de 2019. O restante seria disponibilizado ao mercado. GNL traz novo ciclo de térmicas. Canal Energia. Publicação em: 12/06/2015

- Aumentar a liquidez nas negociações de compra e venda de gás, a partir da criação do Operador de Mercado (ou *market maker*), que atuaria comprando e vendendo diariamente gás natural no mercado. Uma vez implementado este mecanismo, outros agentes com disponibilidade de oferta de gás – comercializadores, distribuidoras, consumidores livres, auto-importadores, e autoprodutores – também poderiam comercializar neste mercado.

3.2. TARIFAÇÃO DO TRANSPORTE POR ENTRADAS E SAÍDAS

O Anexo 2 traz algumas considerações sobre o modelo de reserva de capacidade e de tarifação do segmento de transporte de gás natural por entradas e saídas e uma breve comparação entre esta modelagem e os modelos alternativos: ponto a ponto e postal, para reserva de capacidade e distância e postal, para tarifação. Ainda, foi destacado que a promoção da eficiência neste segmento depende da escolha do tipo de contratação de capacidade que deve estar aderente à estrutura e organização do mercado, e também ao tipo de tarifação que não deve causar distorções à formação do preço da molécula.

Ademais, é citado que o sistema de entradas e saídas para reserva de capacidade é indicado *onde a capacidade do sistema não é tão escassa ou não existem muitos gargalos na rede, sendo o tipo aplicável para a promoção da liquidez (em termos de capacidade) ao mercado e para uma concorrência gás-gás*. Pois, ao separar a contratação de capacidade entre pontos de entradas e saídas, o sistema cria um produto homogêneo que poderá ser negociado, nas mesmas condições, por todos os agentes do mercado em pontos de referência – físicos ou virtuais.

Isto posto, inicialmente, a ABRACE concorda e considera que uma das formas de facilitar a coordenação entre as transações de molécula e de capacidade de transporte é padronizar os produtos de médio e curto prazo ofertados ao mercado. A primeira medida seria estabelecer termos e condições similares para todos os contratos negociados, de forma a facilitar as negociações entre os agentes. Uma vez definido o padrão a ser observado pelos contratos, os agentes que realizam trocas de gás (molécula) passam a preocupar-se com o preço e com a quantidade a ser contratada e em definir o ponto de entrega para o gás.

Um dos elementos principais que diferencia os modelos regulatórios citados é a escolha do modelo de padronização para o ponto de entrega dos contratos de gás (molécula). Nesta discussão, há dois modelos gerais para introduzir mecanismos de coordenação⁵⁰ (através da padronização dos contratos) no médio e curto prazo⁵¹: *hubs* virtuais ou físicos. A iniciativa gás para crescer também traz a discussão sobre a escolha entre estes modelos. Deste modo, a

⁵⁰ Uma opção seria não estabelecer qualquer padrão para a negociação do gás. Nesse contexto, cada ponto de consumo configuraria como um *hub*, mesmo que com liquidez limitada. O grande desafio dessa opção, inclusive admitindo que seria factível ajustar os portfólios de gás no curto prazo por meio de troca, é conseguir encontrar contraparte para os contratos de transporte necessários para viabilizar essas trocas de curto prazo.

⁵¹ No longo prazo, os contratos continuarão a ser objeto de livre negociação entre as partes. As especificidades das atividades do segmento *upstream* na indústria de gás fazem com que seja extremamente difícil criar contratos de longo prazo padrão.

ABRACE traz a seguir uma descrição sucinta entre os modelos baseados em *hubs* físicos e virtuais⁵².

3.2.1. PADRONIZAÇÃO BASEADA EM HUB FÍSICO

A estruturação do mercado nos Estados Unidos é o exemplo mais importante dessa opção⁵³, que está baseada em uma organização das atividades da indústria ao redor de empresas privadas que atuam nos segmentos de produção, transporte, estocagem e fornecimento de gás ao consumidor final. O elemento central de coordenação neste mercado é a contratação de longo prazo.

Adicionalmente, os agentes do mercado negociam também os direitos de transportar gás usando contratos de longo prazo, em que é estabelecido o “caminho” que a molécula de gás vai percorrer. Os pagamentos decorrentes são associados ao uso da infraestrutura no percurso estabelecido em contrato. É importante destacar que, embora os agentes tenham posições significativas no longo prazo, a produção e consumo de gás são muito voláteis, o que demanda uma coordenação das variações dos fluxos de gás no curto prazo. Esses ajustes de curto prazo são geridos com combinações normalmente complexas de intercâmbios de gás, acoplados a direitos de transporte associados.

Os intercâmbios de curto prazo acontecem no mercado atacadista. Para facilitar a troca é definido um local padrão para a entrega do gás: o *hub* físico (sendo o Henry Hub o mais importante nos EUA). Nesse sentido, para permitir a coordenação dos serviços de transporte necessários para os ajustes de curto prazo, os operadores dos dutos, que formam o *hub* físico, oferecem serviços conjuntamente⁵⁴.

Do ponto de vista da regulação, visto que este modelo está baseado na negociação de contratos entre agentes privados, o número de regras necessário é menor que em outras opções. Os requisitos básicos deste modelo seriam:

- Desverticalização das atividades de distribuição e, possivelmente, das de carregamento, das atividades de transporte.
- Padronização dos contratos de gás *commodity* (em termos de duração). Em um mercado desenvolvido a medida é menos necessária. Em um mercado pouco maduro como o brasileiro, no entanto, a falta de padrão (ex. diário, intra-diário, mensal e anual) pode limitar consideravelmente a liquidez do mercado.
- Criação de um operador do mercado, que terá como responsabilidade principal a publicidade das informações necessárias às trocas de curto prazo.

Uma das principais dificuldades deste modelo é desenvolver um mercado de curto prazo líquido. No geral, as medidas visam aumentar a homogeneidade dos contratos para conseguir que exista

⁵² Análise a partir da consultoria contratada CERI-FGV: **Modelos Alternativos para a Construção do Mercado de Gás Natural no Brasil**. 2016.

⁵³ Outros exemplos são Colômbia e Argentina.

⁵⁴ É oferecido um conjunto de contratos de flexibilidade, como exemplo, o serviço de *parking*: uma troca de curto prazo onde o *hub* armazena o gás do carregador para entrega em data futura.

um número maior de agentes trocando o mesmo bem. Nesse sentido, é conveniente caminhar tanto quanto possível na direção da implementação das seguintes medidas:

- Padronização dos pontos de entrega do gás. É essencial estabelecer/selecionar um ou vários *hubs* físicos que sirvam como referência para a precificação do gás no mercado, idealmente como o Henry Hub nos EUA⁵⁵.
- Venda/negociação de contratos de transporte padrão associados aos contratos de *commodity*.
- Criação de um *market maker*, que faria lances de compra e venda competitiva com a finalidade de garantir a liquidez no mercado. Porém, em um mercado pouco maduro com base em *hub* físico, a falta de possibilidades de contratação pode pôr em risco a integridade do sistema.

3.2.2. PADRONIZAÇÃO BASEADA EM HUB VIRTUAL

Como já mencionado, o elemento principal dos regimes de entradas e saídas é a simplificação da rede de transporte. Neste contexto, os participantes do mercado acordam uma série de contratos para negociar o gás, ao mesmo tempo em que adquirem direitos de uso da malha⁵⁶ que devem estar coerentes com a contratação da molécula.

A lógica do regime entrada-saída é frequentemente visualizada como um sistema onde os usuários trocam gás em um *hub* virtual. Direitos de entrada e saída outorgam o direito de trocar gás em um Ponto de Intercâmbio Virtual (PIV)⁵⁷. Nele, o gás natural não pode ser diferenciado pela sua origem, representando, portanto, uma *commodity* homogênea. Ainda, cabe ressaltar que este regime supõe a atuação de um operador do sistema de entrada-saída⁵⁸, o que requer um nível mínimo de desverticalização.

O estabelecimento de um *hub* virtual requer a definição de algumas dimensões importantes, como exemplo, o regime de alocação da capacidade, alocação dos custos, sistemas de balanceamento de transporte e planejamento da rede.

⁵⁵ Os agentes do mercado deverão ter acesso garantido ao *hub*. Ressalta-se que podem ser definidos vários pontos de referência, mas essa solução implica perda de liquidez. A venda de capacidade “contra fluxo” (back-haul) facilita a implantação de um único *hub* físico, que no Brasil recebe o nome de troca operacional. O problema é que a lógica é contrária à contratação ponto a ponto, porque representa uma troca virtual da molécula de gás.

⁵⁶ Os direitos de uso se caracterizam da seguinte forma: o direito de entrada outorga o direito de levar gás desde o ponto de entrada até qualquer ponto de saída; o direito de saída outorga o direito de retirar gás num ponto independente da origem do gás.

⁵⁷ O exemplo tradicional de PIV é o *National Balancing Point* da Grã-Bretanha.

⁵⁸ Segundo o CERi-FGV, nos sistemas de entrada-saída, a gestão técnica dos fluxos de transporte não é coordenada pelos agentes do mercado. Normalmente, se considera um operador do sistema, que será o agente encarregado desta gestão. Em alguns casos, como na Alemanha, existem um número significativo de transportadores, o que poderia ser interpretado com que o balanceamento é feito por vários operadores. Na prática, nesses sistemas, as atividades de balanceamento são transferidas para um “operador técnico do mercado”, por exemplo o Gaspool na Alemanha. Esse operador técnico atuaria como um gestor centralizado da malha.

- I. **Alocação de Capacidade de Transporte:** o primeiro passo necessário para a alocação da capacidade de transporte entre os usuários da malha é o cálculo da capacidade disponível em cada ponto de entrada e saída. Para calcular essas capacidades, além de conhecer as propriedades físicas dos dutos, é preciso estimar os fluxos de transporte para mapear as condições mais críticas para cada ponto da rede. Ainda nesta lógica, será preciso também estabelecer os mecanismos de alocação e de gestão de congestionamento contratual.

Em relação ao congestionamento contratual, o mecanismo *use-it-or-lose-it* é utilizado para evitar que agentes reservem capacidade com o objetivo de evitar ou dificultar a entrada de outros agentes no sistema. Em uma análise preliminar, este método pode ser o mais aderente ao mercado brasileiro, já que o agente incumbente possui grande parte da reserva de capacidade que, em grande medida, encontra-se ociosa e poderia ser ofertada ao mercado. Caso seja permitido a um carregador contratar capacidade, mas sistematicamente não a utilizar, cria-se um incentivo que pode levar o agente incumbente e verticalizado a barrar o acesso de carregadores concorrentes ao serviço de transporte firme, onde o ônus do pagamento de penalidades de *ship-or-pay* ainda pode ser repassado aos consumidores no custo da molécula.

Um exemplo de sucesso da aplicação desta prática vem da Itália, onde a ENI se caracterizou, historicamente, como um agente dominante na comercialização, mantendo grande parte da capacidade de transporte. Através de investigações conduzidas pelo órgão regulador italiano, a respeito de práticas indevidas nos serviços de transporte, a empresa se comprometeu a vender seus ativos nos gasodutos de importação assim como ceder suas capacidades firmes de longo prazo não utilizadas. Como efeito, percebeu-se uma significativa redução dos preços do gás no mercado doméstico em um intervalo de aproximadamente um ano.

- II. **Sistema de Balanceamento:** como citado anteriormente, no sistema de entradas e saídas a demanda por capacidade de entrada não corresponde diretamente a uma demanda de acesso a um duto concreto. Conseqüentemente, em geral, é possível satisfazer a demanda por capacidade de entrada a partir de várias combinações de gasodutos. Portanto, neste regime é criada uma flexibilidade implícita – tanto espacial quanto temporal – com o intuito de aumentar a liquidez nas contratações. Como resultado dessa flexibilidade, surge um *gap* entre os fluxos físicos e comerciais que pode ser corrigido através de mecanismos de balanceamento para não comprometer a integridade do sistema. Pode-se identificar três formas para balancear a rede de transporte:

- Os usuários da rede fazem o balanço coletivamente,
- Cada usuário da rede faz o balanço dos seus portfólios, realizando trocas no mercado, ou
- Estabelecem-se serviços de balanceamento e os usuários remuneram estes serviços pelos seus custos.

No desenho ou concepção desses mecanismos, é importante estabelecer um conjunto de definições básicas de modo preciso. Além da definição do processo de nomeação e renomeação para uso da rede de transporte e dos incentivos para o balanceamento dos portfólios, será necessário definir o período e a zona para balanceamento.

Em muitos mercados, esse balanço é implantado mediante a troca contínua de gás entre os agentes – *continuous trading* – através de mecanismos de contratação no próprio mercado. Na existência de mercados líquidos e no caso de existir um operador independente da rede, os serviços de balanceamento podem ser ofertados por este agente. Ressalta-se que este tipo de operação deve ser evitado, uma vez que deve haver incentivo para que os próprios usuários do sistema mantenham os fluxos balanceados.

Contudo, se há escassos instrumentos de flexibilidade e ausência de mercados líquidos para realizar o balanceamento da rede, pode ser relevante que este tipo de operação seja regulado. Ainda, esses serviços podem ser centrais para definir e instituir o mercado de curto prazo.

É importante destacar que a decisão sobre os recursos usados pelo operador do sistema não é independente da decisão sobre o período e a zona de balanceamento, pois quanto maior a flexibilidade implícita oferecida, maior a quantidade de recursos o operador precisará para garantir que a flexibilidade não comprometa a integridade do sistema. É importante mencionar também que a definição de zonas para alocação de capacidade e balanceamento do sistema deve ser analisada de forma criteriosa, pois pode levar a uma condição não eficiente do sistema de transporte brasileiro, tendo em vista que há pontos importantes de abastecimentos localizados em pontos específicos da rede, por exemplo, Gasbol.

- III. **Alocação dos custos de transporte:** como já citado, os regimes de entradas e saídas buscam criar zonas comuns de troca para aumentar o potencial número de contrapartes para a contratação do gás natural. Isso implica que as tarifas de transporte podem não refletir os custos perfeitamente e, portanto, podem representar uma mudança na alocação destes custos. Neste sentido, algumas questões relativas à alocação dos custos do transporte ainda precisam ser esclarecidas, por exemplo: como serão alocados os custos de transporte entre os encargos de capacidade e de movimentação e entre os encargos de entrada e saída.
- IV. **Planejamento e expansão da rede de transporte:** uma dificuldade relevante da simplificação da rede de transporte através do modelo de entrada e saída é o enfraquecimento dos potenciais sinais de expansão que podem ser enviados aos participantes do mercado. Nesse contexto, um dos pontos mais importantes para a reconfiguração do mercado de gás é a definição da metodologia de expansão da malha, a partir de um processo que combine as informações e atuação dos agentes do mercado, do operador e dos órgãos regulador e setoriais responsáveis. Isto é, o processo de planejamento deve ser capaz de produzir resultados efetivos,

traduzindo as necessidades de expansão da malha e identificando ou criando condições para que demandas que emergem dos agentes sejam levadas a mercado.

Ademais, não ficou claro – a partir do que foi apresentado no Anexo 2 que acompanha as Diretrizes Estratégicas da iniciativa Gás para Crescer – se este modelo de entradas e saídas se adequa às características da indústria brasileira de gás natural, uma vez que as especificidades do modelo não foram detalhadas. Por exemplo, foi citado que este modelo não é compatível para sistemas em que haja congestionamento físico da rede e, caso isso ocorra, a recomendação é que o trecho com restrição seja tratado como uma interconexão entre dois sistemas de entrada e saída distintos. Neste sentido, a ABRACE considera que algumas questões precisam ser melhor analisadas e esclarecidas antes de definir o modelo de entradas e saídas como o mais adequado ao mercado brasileiro de gás natural, as quais:

- Se houver congestionamento físico em alguns trechos da rede de transporte brasileira, quais seriam as implicações tarifárias e à liquidez do sistema, uma vez que o mercado brasileiro apresenta pontos de abastecimentos importantes localizados em pontos específicos da rede?
- Se for necessário criar dois ou mais sistemas de entradas e saídas distintos, como mencionado pelo MME, como seriam coordenados os recursos para balanceamento da rede? Seriam criados dois ou mais pontos de referência – *hubs* – para precificação do gás natural (molécula)?

Um dos pontos a ser enfrentado como parte da reforma do setor diz respeito aos contratos existentes. A venda dos ativos de transporte em si não significa que haverá capacidade disponível para contratação pelo mercado, uma vez que, atualmente, toda a capacidade de transporte do país está alocada no longo prazo para a Petrobras (carregadora). Como uma das premissas da iniciativa Gás para Crescer é a manutenção dos contratos existentes, nesta lógica, deve ser decidido como será feita a tradução destes contratos ora em vigor (alocação de capacidade), para o novo modelo de entradas e saídas.

Como os contratos existentes não ofertavam produtos padronizados, há uma primeira dificuldade em se determinar qual exatamente o objeto destes contratos. Muitos dos contratos não especificam a capacidade contratada por ponto de entrega e de recebimento. Desta forma, o primeiro desafio está em dizer qual é a capacidade contratada por ponto de entrega e de recebimento nos contratos existentes para posteriormente refleti-los no novo modelo⁵⁹. Após definido qual o objeto de cada contrato, o passo seguinte seria dividir essas contratações em contratos de entrada e contratos de saída, de acordo com o novo modelo de contratação de capacidade.

Nesta acepção, supondo que a escolha seja o sistema de entradas e saídas, será preciso estabelecer uma agenda de transição, que contemple regras para a conversão dos contratos existentes na ótica deste novo modelo. O período de vigência dos contratos deve estar atrelado à agenda de definição do novo código da rede para evitar que não haja impedimento da

⁵⁹ Essa é uma preocupação já manifestada pela ANP para o cálculo da capacidade de transporte disponível e ociosa em cada um dos pontos, na Nota Técnica ANP-SCM 002/2016.

regulação a ser desenvolvida. O papel do órgão regulador, neste sentido, será crucial para garantir a eficiência deste modelo proposto.

Além disso, como se relata um elevado nível de ociosidade na malha de transporte⁶⁰, é possível que a Petrobras ofereça a capacidade por ela contratada ao mercado. O mecanismo de cessão de capacidade está atualmente previsto na RANP nº 11/2016 e não há impedimentos regulatórios a que seja feito pelo carregador que detenha a capacidade na rede. Assim, embora estabelecido na resolução referenciada que o transportador será proposto pelo transportador e aprovado pela ANP, será importante que a agência reguladora emita diretrizes ao Gerenciamento de Congestionamento Contratual para garantir o acesso de outros agentes à malha de transportes e a diversificação da oferta.

Como se trata de um instrumento novo no setor, um conjunto de diretrizes da ANP, publicado anteriormente à apresentação das propostas dos Termos de Acesso pelos transportadores, pode facilitar o seu processo de aprovação. Ainda, será importante para estabelecer uma convergência das regras, para facilitar o acesso dos carregadores em diferentes sistemas de transporte e para conferir maior segurança jurídica ao mercado, alinhando antecipadamente as expectativas de eventuais novos atores.

Por fim, a ABRACE considera necessário dar transparência à base de ativos, à taxa de remuneração e depreciação, e aos custos associados ao sistema de transporte brasileiro de gás natural. Não parece correto que a Receita Anual Permitida ao transportador seja calculada com base nos contratos firmados entre carregadores e transportadores sem o devido processo de revisão tarifária com a participação dos agentes do setor, sobretudo por considerar o envolvimento de grande ociosidade da rede de transporte. A transparência das informações é essencial para garantir o custo eficiente e a otimização da malha de transporte brasileira, contribuindo para o desenvolvimento competitivo e diversificação da oferta, um dos objetivos perseguidos pela iniciativa Gás para Crescer.

3.3. GESTÃO INDEPENDENTE DO SISTEMA DE TRANSPORTE

No Anexo 6 o MME faz algumas considerações sobre a modelagem a ser adotada para o Gestor Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural. Entre as análises dos modelos de operação independente adotados por países-membros da União Europeia, o Ministério inclui a análise de um modelo análogo à operação do Setor Elétrico brasileiro.

Em relação à análise de um modelo análogo à operação do Setor Elétrico brasileiro, o CERI-FGV, consultoria contratada pela ABRACE, aponta que o modelo operacional do setor elétrico apresenta singularidades importantes que afetam a capacidade de replicar sua experiência para o setor de gás natural. Portanto, a busca pelo melhor modelo necessita incluir na análise as características particulares da indústria do gás, e ainda considerar as especificidades desta indústria no Brasil.

O comando de despacho realizado pelo ONS abrange tanto unidades de geração como de transmissão de eletricidade (“transporte”). E a experiência do setor elétrico estabeleceu a

⁶⁰ Nota Técnica ANP-SCM 011/2016.

desverticalização entre a distribuição e as demais atividades. Logo, um agente pode manter atividades de geração e transmissão, o que vai de encontro à desverticalização entre a comercialização e o transporte defendida pelos agentes do setor.

Ainda segundo a FGV, de forma geral, um gestor da rede que atuasse como o ONS funcionaria com os seguintes princípios: i) agentes do setor deverão assinar contratos de longo prazo; ii) os agentes que irão injetar gás deverão comprar capacidade de entrada no sistema (seja ou não baseada em distância) e os agentes que irão retirar gás comprarão capacidade de saída; iii) na capacidade de entrada também estão incluídos a venda de serviços ancilares para o horizonte do contrato; ou seja, o gestor pode dar ordem de injetar ou retirar gás em qualquer momento do curto prazo.

Diante do exposto, existe um número considerável de desafios para o desenvolvimento do mercado a partir desta operacionalização. A característica principal é a responsabilidade do balanceamento imputada ao agente que irá injetar gás. Ou seja, o agente que vende gás deve também contratar a flexibilidade do sistema. Essa é uma lógica exatamente oposta à lógica tradicional dos mercados de gás representada nos contratos *take-or-pay*. Neles, o vendedor fica com o risco de preço e o comprador fica com o risco de volume.

Essa estruturação dos riscos corresponde com a estrutura de custos da indústria, uma vez que, normalmente, o produtor de gás não tem flexibilidade na saída do gás. Essa é a grande diferença em relação ao sistema elétrico: a produção de gás é menos despachável. Portanto, esta solução – onde os agentes são responsáveis pelos serviços ancilares – será uma grande barreira à entrada de novos agentes com portfólio de produção pouco flexíveis, como exemplo, os pequenos produtores.

Diante do exposto, a ABRACE ratifica a proposta em que a alternativa do operador independente do transporte fosse àquela que ao mesmo tempo em que oferecesse a neutralidade necessária para a coordenação do sistema, intervisse menos nas decisões contratuais dos agentes do setor.

Neste sentido, esta Associação apoia a proposta em que o operador e gestor do sistema consistiria em um agente privado independente, regulado e fiscalizado pela ANP, e remunerado pelos usuários do STGN por meio de tarifa regulada e com base em indicadores de desempenho. Aqui, é importante destacar que a remuneração do operador seja acompanhada de critérios de eficiência, a partir de incentivos tanto para otimizar o quanto possível os custos da operação como para promover de forma eficaz investimentos na rede e a segurança operacional. Tais critérios de eficiência devem ser revisados, periodicamente, e discutidos com os agentes do setor em consultas e audiências públicas.

Ademais, as contratações de gás pelo operador, visando o balanceamento da rede, devem ser realizadas de forma transparente e devem também atender a critérios de eficiência. Medidas de segurança do abastecimento podem ser caras e é perfeitamente possível que alguns operadores negligenciem estas medidas para reduzir despesas, se há padrões mínimos acordados aplicáveis.

Ainda, o ministério indica que a coordenação do sistema envolveria: i) alocação e oferta de capacidades de entradas/saídas; ii) gestão de sistema de contratação de capacidades (mercados primário e secundário); iii) recebimento da programação de injeção/retirada dos usuários; iv)

planejamento e monitoramento da operação; v) coordenação da atuação dos transportadores; e vi) balanceamento da rede.

A ABRACE está de acordo com estas atribuições e apoia a proposta deste Ministério, no entanto, sugere que seja avaliado o acesso direto do operador independente e gestor do sistema aos dados de medição dos transportadores. A experiência internacional – Reino Unido, Espanha, Noruega – corrobora que este acesso confere melhores condições ao gestor da rede em monitorar e gerenciar as capacidades em tempo real e permite maior flexibilidade para as nomeações e renomeações dos carregadores. Do mesmo modo, cabe destacar também a divulgação dos dados relativos ao sistema de transporte em tempo real pelos Operadores aos agentes de mercado. Esse nível de atualização de informação ao mercado é compatível com a dinâmica que se pretende conferir ao mercado brasileiro de gás natural, com a proposta do modelo de entradas e saídas.

Nota-se, pela figura abaixo, que no Reino Unido as informações publicadas pelos transportadores possuem um elevado grau de detalhamento. Tal detalhamento pode ser observado apesar da falta de normas que apontem, com a devida precisão, os dados que devem ser obrigatoriamente publicados pelo transportador ou reportados à autoridade regulatória do país. A partir das plataformas de divulgação criadas pela National Grid, pode-se garantir a transparência das operações do segmento de transporte no Reino Unido. Assim, este arcabouço permite informar, homogeneamente, todos os agentes da indústria (carregadores e potenciais carregadores, agência reguladora, consumidores) e pode ser apontado como uma referência importante para o caso brasileiro.

Tabela 02 – Informações publicadas pelos transportadores e *unbundling*

	Reino Unido	Espanha	Noruega
<i>Unbundling</i> no transporte	Sim	Sim	Não
Publicidade da operação	Sim, pelo ITSO	Sim, pelo ITSO	Sim, pelo ISO
Acesso aos dados dos medidores	Sim, pelo ITSO	Sim, pelo ITSO	Sim, pelo ISO
Informações por ponto de entrada e saída	Sim	Sim	Sim
Publicidade das informações	Plataforma eletrônica aberta.	Plataforma eletrônica aberta. Informações detalhadas ao mercado em sistema fechado.	Plataforma eletrônica aberta. Informações detalhadas ao mercado em sistema fechado.
Informações em tempo real	Ao público	Aos agentes	Ao público

Fonte: CERI-FGV

No caso da Espanha, a publicidade das informações se dá de duas maneiras: (i) ao mercado de forma geral; e, (ii) de maneira mais detalhada, aos carregadores. Apesar dessa separação, o mercado ainda conta com informações de qualidade sobre o uso da infraestrutura. Os carregadores têm acesso à uma plataforma eletrônica com dados em tempo real e que é utilizada como ferramenta para contratação de capacidade, nominação, renominação e acompanhamento da operação. Assim como no Reino Unido, não há previsão de envio de dados específicos à agência reguladora, uma vez que a Enagás tem incentivos apropriados para operar a malha de forma eficiente.

Por fim, o caso da Noruega é notável por tratar do acesso regulado à infraestrutura de escoamento – que traz analogia ao sistema de transporte brasileiro – da produção de gás natural do país. Especificamente, as regras de acesso e publicidade de informação relativas à infraestrutura de escoamento são semelhantes às utilizadas para o setor de transporte. Mesmo a infraestrutura de transporte pertencendo a produtores de gás, que são também carregadores, há garantia de acesso isonômico pela figura do operador independente. As informações são divulgadas em duas plataformas e o operador é capaz de acessar os dados de medição dos equipamentos em tempo real.

Ademais, o MME menciona que será necessário instituir um ambiente propício à concretização de um “sistema de comercialização de gás natural”, onde seriam realizadas contabilizações e liquidações financeiras do mercado de curto prazo e a implantação e a divulgação de regras e procedimentos de comercialização. A ABRACE concorda com esta proposta, mas também considera que estas questões precisam ser melhor avaliadas e regulamentadas de forma coordenada com as atribuições conferidas ao *market maker*. Assim, sugerimos que esta questão seja tratada de forma específica em consulta e audiência públicas específicas em tempo oportuno.

3.4. COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

3.4.1. GASODUTOS DE ESCOAMENTO E UNIDADES DE PROCESSAMENTO E TRATAMENTO DE GÁS NATURAL

Entre as várias barreiras colocadas à evolução competitiva do mercado de gás natural brasileiro, a dificuldade de se levar o produto até seus consumidores apresenta-se como uma das mais desafiadoras. Trata-se de um contexto que impede, no limite, a diversificação dos ofertantes de gás natural, elemento essencial para o desenvolvimento do setor em bases competitivas.

O escoamento da produção de gás natural no Brasil esbarra na presença de um agente dominante que detem praticamente toda infraestrutura disponível e está desobrigado a ceder o acesso a diferentes produtores, segundo o marco legal do setor. Assim, terceiros ofertantes se deparam com o “problema” de investir em sua própria rede de dutos de escoamento e processamento se quiser chegar ao mercado de consumo, o que, por sua vez, pode inviabilizar completamente a produção do energético.

Como caminho alternativo, na busca pela otimização do seu projeto, as empresas tendem a maximizar a reinjeção de gás nos reservatórios, “driblando” os investimentos adicionais que seriam necessários para escoar o gás e maximizando a recuperação de óleo. Outra solução, que pode ser complementar a anterior, é vender diretamente sua produção para o detentor da infraestrutura mesmo a preços extremamente baixos. Em todos os casos citados, o mercado consumidor não sente os efeitos da produção adicional de gás.

Tal equação se justifica no fato de muitos dos negócios de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil estarem sustentados essencialmente no petróleo, que é produzido em associação a grandes quantidades de gás natural nos campos de produção offshore. Dessa maneira, os ganhos com a exploração de petróleo compensaria a ausência de “lucros” que seriam possíveis com a venda do gás a preços maiores que aqueles recebidos do agente dominante ao mercado, desde que sem a aplicação de recursos para realizar seu escoamento.

A possibilidade e o incentivo à entrada de novos atores nesse segmento podem contribuir com a solução ao entrave representado pelos altos investimentos exigidos na viabilização dessas instalações e a falta de acesso àquelas já existentes. Está-se falando, portanto, na construção de gasodutos por qualquer agente privado que demonstrem interesse e que tenham como característica principal a interconexão de diferentes produtores, com compartilhamento das capacidades.

Em tese, segundo o regramento já previsto, um agente privado não vinculado à concessão de E&P já poderia obter a autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para construir e explorar o gasoduto de escoamento e/ou UPGN, desde que sejam classificados como instalações não integrantes da Área sob Contrato, como estabelece a Resolução ANP nº 17/0215, a qual aprova o Regulamento Técnico para o Plano de Desenvolvimento da Produção de Petróleo e Gás Natural (PD).

Há a percepção, contudo, de que os interesses relacionados a essa solução não se encontram alinhados, evidenciando a necessidade de uma ação conjunta entre Estado e mercado para organização e direcionamento dos esforços sob os incentivos mais eficientes. Nesse contexto, a ABRACE propõe o início de uma discussão que tenha como finalidade principal o debate em torno de soluções que promovam o “encontro” entre os diferentes interesses, com foco na diversificação da oferta de gás ao mercado. Como provocação, a Associação sugere, em um primeiro momento, que a ANP se responsabilize pela organização e promoção das oportunidades junto ao mercado, de forma a atrair investidores potenciais, porém, sem ser responsável pelos riscos do processo, atuando apenas como intermediador e agregador de interesses.

De forma a contribuir na busca por caminhos que levem à solução desse entrave, a ABRACE realizou um estudo junto ao Escritório de Advocacia Baggio e Costa Filho com o objetivo de mitigar as dúvidas ainda existentes em relação às possibilidades legais da proposta ABRACE. Entre os objetivos da análise estava a determinação das reais possibilidades jurídicas e econômicas da proposta, bem como o consequente regime legal aplicável (requisitos de autorização, remuneração da infraestrutura) na construção e operação de gasodutos de

escoamento por agentes distintos daqueles detentores dos direitos de exploração e produção vinculados ao gás a ser escoado pelo duto.

Em paralelo, buscou-se analisar o aprimoramento do modelo de outorga atual – regime de autorização – e as alterações legais necessárias ao desenvolvimento e à segurança do sistema de escoamento, dentre as quais: (i) o acesso não discriminatório aos gasodutos de escoamento e UPGNs; (ii) a atuação efetiva da ANP na alocação de capacidade e no redimensionamento e redefinição do traçado do duto; e (iii) a atuação da ANP na determinação tarifária e na mediação de eventuais conflitos de acesso.

Ainda, era necessário entender qual seria a participação das várias entidades envolvidas na governança do setor e os instrumentos para promover novos investimentos num modelo de contratação do serviço de escoamento pelo concessionário da área de produção do gás natural.

Nas seções seguintes são apresentadas provocações sobre quais caminhos podem ser seguidos para a solução dos entraves relativos ao escoamento da produção de gás natural. Além desta introdução, a Seção 3.4.1.1 é composta por uma breve análise do atual Marco Regulatório do Gás Natural; na Seção 3.4.1.2 são apresentadas as restrições potenciais existentes e as conclusões preliminares da análise; a Seção 3.4.1.3 dispõe sobre os benchmarks internacionais na gestão dos gasodutos de escoamento; e, finalmente, na Seção 3.4.1.4 são apresentadas as propostas da ABRACE para o desenvolvimento da infraestrutura de escoamento do gás natural no Brasil.

3.4.1.1. MARCO REGULATÓRIO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A indústria do gás natural, segundo seu marco regulatório, não traz expressamente, entre o conjunto de atividades que compõem sua definição, a existência de uma atividade de escoamento da produção de gás natural. A Lei do Gás define o conceito de gasoduto de escoamento da produção⁶¹ e as condições gerais de atribuição (art. 44)⁶² e acesso (art. 45)⁶³ a essa infraestrutura. Tal circunstância traz incertezas quanto à necessária subordinação da exploração de um gasoduto de escoamento a uma das atividades previstas formalmente, notadamente aquelas vinculadas à produção, processamento ou liquefação.

Interessante notar que a definição de gasodutos de escoamento da produção, conceito introduzido pela Lei do Gás, não o sujeitou ao requisito de atendimento a interesse exclusivo e

⁶¹ Lei nº 11.909/2009. Art. 2º, XIX - Gasoduto de Escoamento da Produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

⁶² Lei nº 11.909/2009. Art. 44. Qualquer empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir e operar unidades de liquefação e regaseificação de gás natural, bem como gasodutos de transferência e de escoamento da produção, não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. A regulamentação deverá estabelecer as normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a outorga da autorização, prevendo as condições para a transferência de sua titularidade, respeitados os requisitos de proteção ambiental e segurança das instalações.

⁶³ 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.

específico, ao contrário do que ocorreu com o duto de transferência. A simples possibilidade de movimentação de gás de terceiros sinaliza na concepção de uma infraestrutura vocacionada ao compartilhamento.

Se levado em conta o elevado custo do investimento para construção da estrutura de escoamento, a utilização compartilhada da infraestrutura goza de respaldo técnico e econômico à medida que otimiza o investimento, diversifica riscos e gera ganhos de escala. Compreensão esta que pode ser comprovada na experiência internacional, conforme será apresentado mais adiante.

Até recentemente, inexistia uma regulação que tratasse especificamente da construção e operação de gasodutos de escoamento. Em dezembro de 2015, a ANP publicou a Resolução nº 52/2015, que revisitou a Portaria nº 170/1998 com o objetivo de regulamentar o art. 44 da Lei do Gás, o qual estabelece que qualquer empresa poderá receber autorização para construir e operar gasodutos de transferência e de escoamento da produção, desde que não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Neste sentido, houve extensa discussão interna entre a equipe técnica e a Procuradoria Federal junto à ANP, no que se refere à definição do termo “não integrante”, já que os gasodutos de escoamento são classificados, legalmente⁶⁴, como dutos integrantes das instalações de produção.

Assim, a agência reguladora optou por desagregar a regulamentação dos gasodutos de escoamento em atos regulatórios distintos. Os gasodutos classificados como integrantes da produção poderão estar localizados internos ou externamente à área sob contrato, desde que façam parte do Plano de Desenvolvimento da Produção. Por outro lado, os gasodutos não integrantes deverão iniciar-se fora dos limites da área sob contrato e não devem constar no PD.

Conforme o critério estabelecido pela ANP, entende-se que os gasodutos classificados como integrantes estarão vinculados à concessão, não cabendo à ANP autorizar a construção e a operação dos dutos, mas tão somente aprová-los no plano de desenvolvimento da produção. Tais gasodutos serão regulamentados pela Resolução nº 17/2015, que aprova o regulamento técnico do PD. Por sua vez, os gasodutos classificados como não integrantes serão regulamentados pela Resolução nº 52/2015. Nesta resolução a ANP estabelece que se a solicitação para a construção de um gasoduto de escoamento partir de um agente detentor de áreas sob contrato, o duto poderá ser classificado como não integrante, caso o agente escoe a produção de mais de uma concessão. Por outro lado, se o solicitante da autorização for detentor de instalações de destino (UPGN, por exemplo) e não tenha outorga para a produção e exploração de hidrocarbonetos, o gasoduto também poderá ser classificado como não integrante da produção.

No entanto, ainda não ficou claro como será o processo de definição dos gasodutos pela ANP, mas apenas que a classificação dos gasodutos será realizada pela agência, a depender da

⁶⁴ Lei nº 11.909/2009. Art. 2º. XIX - Gasoduto de Escoamento da Produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

configuração de cada projeto, que serão avaliados no âmbito de um grupo técnico formado pela ANP.

Embora estas determinações possam facilitar o compartilhamento dos gasodutos e o investimento privado por agentes não detentores de títulos de outorga para a produção de petróleo e gás natural, será preciso que a ANP garanta maior objetividade aos processos de classificação e dê oportunidade aos agentes interessados em participar destes processos, inclusive em sugerir novos traçados e redimensionamento de tais gasodutos.

Aqui, é importante mencionar, que, embora a discussão do termo “não integrante da produção” tenha se iniciado nos processos de consulta e audiência públicas para a revisão da Portaria nº 170/1998, a ANP apenas optou por atribuir e agregar tais conceitos à Resolução nº 17/2015, sem oportunizar o debate público acerca das possíveis implicações desta definição.

Cabe ainda destacar que, ao contrário da Resolução nº 52/2015, a Resolução nº 17/2015 não prevê a publicidade dos projetos pretendidos para o oferecimento de comentários e sugestões de agentes interessados. Nesta acepção, a falta de publicidade atribuída e a ausência de um critério objetivo à classificação dos gasodutos poderiam dificultar a coordenação entre os agentes interessados e, por consequência, a otimização e a eficiência na construção e operação de tal infraestrutura.

É inegável que a organização da atividade como indústria de rede e sua proximidade a um monopólio natural demandam que o Regulador dê a publicidade necessária para permitir que o planejamento do traçado e das dimensões/características técnicas para construção coordene (ou ao menos dê a oportunidade de coordenar) os potenciais interesses. Deste modo, torna-se necessária uma ação conjunta entre o Estado e o mercado para a organização e o direcionamento dos esforços sob os incentivos mais eficientes à infraestrutura de escoamento do gás natural.

Essa observação será importante para o exame que se empreenderá ao final desse documento sobre a margem legal dada ao Regulador para agir proativamente em coordenar os interesses existentes na construção de um novo gasoduto de escoamento da produção e da necessidade de se alterar a Lei do Gás, de modo a garantir maior segurança e previsibilidade aos processos de outorga para a construção e operação da infraestrutura de escoamento.

3.4.1.2. RESTRIÇÕES POTENCIAIS EXISTENTES E CONCLUSÕES PRELIMINARES

Como mencionado anteriormente, a ANP classificou os gasodutos de escoamento como integrantes e não integrantes de área sob contrato. Como uma primeira interpretação, tal dispositivo não possui caráter objetivo, o que poderia limitar a realização das atividades relacionadas ao escoamento exclusivamente a empresas detentoras de algum dos regimes de outorga previstos pelo Art. 5º da Lei do Petróleo (concessão, contratação sob o regime de partilha ou cessão onerosa) para exploração e lavra de gás natural (Art. 177, I da Constituição Federal).

Isso porque, julga-se menos complexo que o produtor de petróleo e gás natural prefira ter o gasoduto de escoamento classificado como integrante da produção, uma vez que não precisará

cumprir com as exigências previstas no processo de autorização para operação e construção dos gasodutos, mas tão somente tê-los aprovados no Plano de Desenvolvimento da Produção. Além disso, embora não haja óbice ao compartilhamento e à construção e operação por agentes não detentores de título de outorga, a vinculação de tais investimentos ao PD – considerando o conceito atribuído pela ANP aos gasodutos integrantes da produção – dificulta a projeção compartilhada da capacidade do gasoduto.

Aliada a esta constatação, há outra dificuldade potencial trazida pelo fato de o marco legal não ter definido expressamente uma atividade de escoamento da produção de gás natural. Tal leitura, associada ao fato de que parece ser estrategicamente e economicamente vantajoso o controle de toda a cadeia de escoamento por um agente dominante, contribui com a limitação da expansão de uma oferta mais diversa.

A importância, no entanto, de se promover o crescimento da indústria tanto do gás natural como daquela que o consome em seus processos produtivos, o dinamismo das relações comerciais e um ambiente competitivo, leva à necessidade de otimizar investimentos e incentivar a expansão da produção por agentes distintos, diversificando a oferta do produto. Tal imperativo é ainda mais relevante em países com perfil de produção predominantemente offshore, como o Brasil, onde se esperaria uma tendência natural a um ambiente favorável à segmentação dessas etapas e ao compartilhamento de infraestrutura. Pois, trata-se de um comportamento racional dos agentes econômicos, tendo em vista que proporciona ganhos de escala e eficiência e uma melhor alocação de riscos entre agentes melhor habilitados a administrá-los.

Outro fato relevante é que o investimento direto em infraestrutura de escoamento por um único produtor (ou consórcio de produtores com interesses desalinhados) tende a não maximizar o benefício em termos de bem estar social do projeto. A preservação do interesse público requer que o Estado atue de forma a criar condições para que a exploração dos seus recursos naturais se dê de forma mais eficiente e maximize o retorno social que aquela atividade gera, principalmente no que diz respeito à arrecadação.

No regime de partilha essa consideração tem ainda maior relevo, considerando-se que nesse caso a União (através da PPSA) é um agente equivalente aos demais privados no consórcio, participando não apenas da arrecadação posterior das riquezas geradas pelo projeto (caso do regime de concessão), como também nas decisões operacionais. Seu interesse imediato é que as decisões sejam tomadas de forma a maximizar o retorno do investimento feito. Aqui, uma alocação ineficiente afeta diretamente o volume final de produção que estará disponível para a União na sua parcela do excedente em óleo.

Ainda, é importante esclarecer que nem os instrumentos públicos de contratação (contratos de concessão e de partilha), nem os modelos de Joint Operating Agreement (JoA), comumente usados pela indústria, incluem a construção e operação de infraestrutura de escoamento da produção como integrantes desses contratos. As relações contratuais estabelecem regras que vão até a aquisição de propriedade do óleo/gás natural pelas partes, sem abranger, necessariamente, o escoamento e a comercialização do produto da lavra. O escoamento da

produção, entretanto, é uma obrigação das partes e deve ser planejado pelos consorciados já na aprovação do plano de desenvolvimento.

O primeiro Contrato de Partilha de Produção exemplifica tal sistemática, onde foi determinado que a aquisição de propriedade do óleo pelos consorciados se dará no ponto de partilha, a ser definido em cada módulo da etapa de desenvolvimento. A partir desse ponto, as parcelas correspondentes a cada um dos sócios é de livre disposição. Os consorciados são individualmente responsáveis pela retirada de sua parcela da produção no ponto de partilha e pelos gastos com escoamento da produção a partir do ponto de partilha. Ou seja, não está contratualmente estabelecida a obrigação de construção do duto de escoamento por todos os consorciados, podendo as partes estabelecer o ponto de partilha na plataforma, por exemplo, e lá dispor livremente de sua parcela da produção.

Portanto, não obstante a clara relação existente entre essas etapas e os reflexos de uma na outra, juridicamente o título de outorga de direitos de exploração e produção e a construção e operação de um gasoduto de escoamento da produção são tratados pelo nosso ordenamento jurídico como instâncias distintas. Nessa esteira, ainda que a Lei n.º 9.478/97 e a Lei n.º 11.909/09 não tenham previsto expressamente o escoamento como atividade da indústria, também não subordinaram a construção e operação da infraestrutura à pré-existência de um título jurídico de exploração e produção.

Ademais, o fato de o duto ser construído e operado por terceiros não desfaz a relação essencial que a infraestrutura de escoamento tem com a viabilização que a atividade de produção se dê em bases comerciais. Não é necessário, no entanto, que o concessionário seja o dono da infraestrutura, podendo tão somente pagar pelo uso da capacidade de movimentação de gás naquela rede de gasodutos.

Faz-se essencial, contudo, ressaltar que a viabilização da infraestrutura necessária para o escoamento da produção é responsabilidade dos produtores, ainda que se defenda a possibilidade jurídica da participação de não detentores de direitos de E&P na construção e operação do gasoduto. Dessa forma, eventual autorização para que terceiro construa e opere referido gasoduto se dá para cancelar uma alocação privada de riscos e para fins de controle de padrões de segurança ambiental, operacional e de projeto pelo Regulador. Sob qualquer hipótese, ao emitir a autorização o Estado está se obrigando a disponibilizar a infraestrutura aos produtores ou assumindo riscos perante os potenciais usuários da mesma.

Além disso, mesmo argumentando-se que o não compartilhamento da infraestrutura de escoamento gera ineficiências, especialmente considerando-se os vultosos investimentos envolvidos, juridicamente tais instalações foram tratadas como instalações privadas às quais é expressamente permitido negar o acesso sem qualquer previsão imediata de sanção.

Adiciona-se a isso o fato de não haver previsão legal para que a ANP estabeleça a priori os parâmetros para remuneração do proprietário do gasoduto de escoamento da produção, ficando esse ajuste sujeito a negociação entre as partes e, portanto, sujeito a conflitos de interesse, inclusive da União, quando esta estiver na posição de produtor de gás, como no Regime de Partilha.

Assim, diante do exposto e considerando a essencialidade da infraestrutura de escoamento para a monetização e comercialização das reservas de gás natural, julga-se necessário estabelecer medidas legais e regulatórias que cumpram com o objetivo de estruturar tais mercados, em bases competitivas e economicamente viáveis.

Finalmente, o tratamento infralegal dado à matéria pela Resolução nº 17/2015 e pela Resolução nº 52/2015, não contempla uma etapa de planejamento setorial da construção de referidos gasodutos, ao contrário do que é feito em relação aos gasodutos de transporte, que pressupõe uma avaliação feita pelo MME e pela EPE para articulação da oferta e da demanda existentes e respectivas projeções de crescimento.

Houve, contudo, como visto acima, a disjunção da regulamentação dos gasodutos e perda parcial da obrigatoriedade de publicação dos projetos para sugestões e comentários de eventuais interessados, o que permitiria ao proponente redimensionar a capacidade do projeto apresentado ou redefinir um traçado mais eficiente. Ainda que a responsabilidade pela contratação da capacidade de movimentação do gasoduto seja do potencial produtor, a construção e a operação poderiam ser outorgadas a agentes não detentores do título de exploração e produção, como forma de viabilizar o desenvolvimento de campos que precisam de escala para viabilizar o escoamento do gás natural. É preciso considerar também que o compartilhamento da infraestrutura, pode ser considerado uma alternativa de acesso ao escoamento e, assim, como uma oportunidade de diversificação da oferta de gás ao mercado.

3.4.1.3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.4.1.3.1. REINO UNIDO

A análise de como categorias semelhantes às questionadas são tratadas em outras jurisdições é um mecanismo relevante para a interpretação das normas aplicáveis ao setor, tendo a experiência internacional exemplos que demonstram a possibilidade de utilização compartilhada da infraestrutura de escoamento da produção de gás.

Os gasodutos de movimentação de gás pré-processamento/liquefação também estão normatizados em outros sistemas jurídicos. A Diretiva Europeia 2009/73/CE que estabelece as regras comuns para o mercado doméstico de gás prevê figura semelhante:

“upstream pipeline network’ means any pipeline or network of pipelines operated and/or constructed as part of an oil or gas production project, or used to convey natural gas from one or more such projects to a processing plant or terminal or final coastal landing terminal⁶⁵”;

É possível visualizar aqui que a infraestrutura de escoamento tem íntima relação com o projeto de produção – que em sua avaliação de viabilidade comercial envolve inegavelmente as opções de monetização –, mas que não está indissociavelmente ligada a um título de exploração e lavra.

⁶⁵ Rede de gasodutos a montante», um gasoduto ou rede de gasodutos explorados e/ou construídos como parte de uma instalação de produção de petróleo ou de gás ou utilizados para transportar gás natural de uma ou mais dessas instalações para uma instalação de processamento, um terminal ou um terminal costeiro de descarga.

Alinhado a essa leitura, a regulação do Reino Unido, que possui produção offshore consolidada no Mar do Norte, permite a qualquer empresa – não necessariamente detentores de direitos de exploração e produção – construir e operar esses gasodutos, desde que tenham autorização (PWA – Pipeline Works Authorisation) do DECC (Department of Energy & Climate Change) para tanto. Um dos requisitos exigidos é que haja a demonstração de que a instalação daquele gasoduto não causará uma interferência indevida/indesejada nos direitos de exploração e produção outorgados a terceiro.

Ademais, embora o acesso aos gasodutos de escoamento no Reino Unido não seja compulsório, o órgão representativo do setor – UK Offshore Oil and Gas Industry – estabeleceu um código de conduta – Code of Practice⁶⁶ –, não impositivo, contendo princípios e procedimentos de boas práticas para orientar os agentes nos acordos de acesso de terceiros à infraestrutura existente. O principal objetivo deste código foi motivar o uso otimizado da infraestrutura, de modo a garantir o desenvolvimento das reservas, sobretudo daquelas que possuem alto risco de monetização, e, assim, contornar o declínio da produção de petróleo e gás natural observado no Reino Unido⁶⁷.

É importante mencionar que este código configura em promover maior transparência das informações necessárias ao acesso não discriminatório e que este acesso seja concedido em tempo hábil, com tarifas e termos razoáveis.

Ainda, o Energy Act 2011 possibilitou à Secretaria de Estado mediar eventuais conflitos de interesse, podendo atuar ativamente na: (i) contestação do pedido de acesso; (ii) recomendação de negociações adicionais entre a parte interessada e o detentor da infraestrutura; e (iii) deliberação do acesso, no estabelecimento de modificações compulsórias à infraestrutura, e na determinação da tarifa de acesso, caso não haja um consenso nas negociações.

3.4.1.3.2. NORUEGA

Na Noruega, onde a produção em alto mar é bastante relevante, a segmentação também é possível. Exemplo interessante a ser observado é a configuração do sistema de escoamento norueguês operado pela empresa estatal Gassco, mas de propriedade de uma joint venture – Gassled –, formada por produtores e não produtores de petróleo e gás natural. Tal desenho institucional possibilita a operação conjunta da infraestrutura de gasodutos do upstream, com fins expressos de promover a competitividade e o desenvolvimento sustentável dos recursos energéticos no longo prazo.

O sistema de escoamento na Noruega não é visto como uma atividade meramente comercial como é no Brasil, e está sujeito à concessão obrigatória de acesso à capacidade disponível, que é alocada bianualmente pelo operador do sistema, com o aval dos proprietários da infraestrutura. O critério de alocação da capacidade existente é pela maior demanda de longo

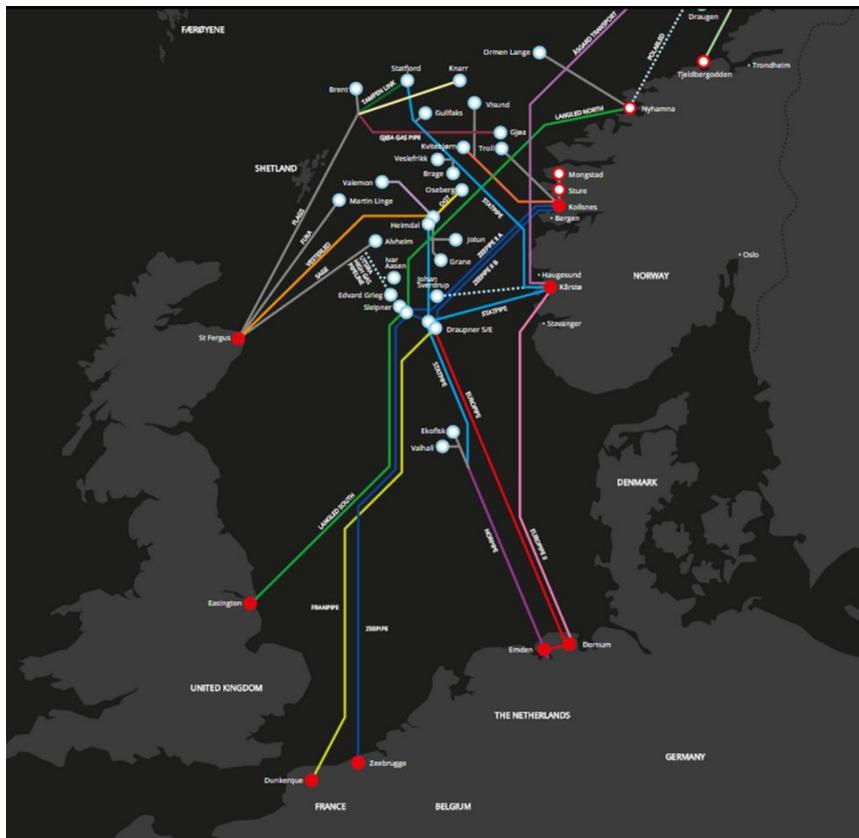
⁶⁶ Este código complementa o Commercial Code of Practice, estabelecido em 2002. Oil & Gas UK. Department of Energy & Climate Change. Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf. Novembro de 2012.

⁶⁷ Amorim. L. Competitive Natural Gas and Upstream Gas Pipeline Regulation: the case of Brazil. 5th Latin American Energy Economics Meeting. 2015.

prazo, enquanto o critério para alocação da capacidade dos dutos a serem construídos segue a lógica de menor custo de expansão do sistema.

Vale mencionar, que o modelo regulatório norueguês prevê a renegociação da capacidade de escoamento no mercado secundário. Aqui, a cessão de capacidade é livre, através de negociações bilaterais, e o preço pode assumir valores superiores ao da tarifa ofertada no mercado primário. Há também ampla publicidade das informações necessárias ao acesso em uma plataforma online, em que os interessados podem acessar a disponibilidade dos gasodutos e as tarifas praticadas, no momento do acesso.

Figura 02 – Sistema de Escoamento Gassled



Fonte: Gassco

Ambos os modelos abordados evidenciam o uso compartilhado da rede e o acesso à capacidade disponível como essencial ao desenvolvimento dos recursos e à otimização do sistema de escoamento. São todos exemplos que se constituem em argumentos adicionais no sentido de que o isolamento das diversas etapas da cadeia é possível sob a ótica operacional e necessária para o desenvolvimento de um ambiente competitivo.

Tabela 03 – Benchmarks Internacionais analisados para o escoamento do gás natural no Brasil

Modelo Britânico	Modelo Norueguês
Infraestrutura pode ser construída e operada por produtores e não produtores.	Infraestrutura pertence a uma joint venture (estatização) formada por produtores e não produtores e operada por uma empresa estatal.
<p>Acesso negociado e regulado (ex post).</p> <ul style="list-style-type: none"> Para dutos existentes há o “Code of Practice”, estabelecido pela Oil and Gas UK. Este código dispõe sobre transparência e acesso não discriminado; publicidade da capacidade disponível; entre outros. Energy Act 2011 deu poderes à Secretaria de Estado para mediar resoluções em caso de conflitos no acesso, inclusive estabelecer modificações do traçado de determinado duto. Para novos gasodutos o carregador interessado deve pedir uma modificação ao agente que obteve autorização para construir o duto. 	<p>Acesso regulado (ex ante) com possibilidade de cessão de capacidade.</p> <p>O acesso à capacidade existente pode se dar de duas formas:</p> <ul style="list-style-type: none"> Alocação de capacidade pelo operador. Oferta bianual – preferência para contratos de longo prazo; e Negociação bilateral no mercado secundário. Para alocação de nova capacidade (expansão de gasodutos) os custos tem prioridade à contratação de longo prazo.
A negação para o acesso deve ser corroborada por restrições técnicas ou comerciais.	A negação para o acesso deve ser somente justificada por restrições técnicas.
Preço para o acesso é negociado. Se as partes não chegarem a um acordo, a Secretaria de Estado atua regulando uma tarifa de acesso.	Tarifa regulada para a alocação primária e negociada, bilateralmente, no mercado secundário.

Fonte: Elaboração própria com base em Amorim. L. 2015

3.4.1.4. PROPOSTA ABRACE

Em síntese, as regras vigentes não atribuem competência ao Regulador para coordenar os agentes ou para inserir preliminarmente projetos de escoamento de gás em um horizonte de planejamento para que sejam autorizados.

Ao mesmo tempo, não se percebe qualquer vedação legal enquanto que há sólidos argumentos econômicos para se pleitear que a ANP, dada sua posição institucional, coordene os agentes no sentido de incentivar que as atividades da indústria sejam exercidas de forma a realizar os objetivos da política energética nacional. Eventual ação nesse sentido, no entanto, se daria tendo o Regulador tão somente como intermediário, e não implicaria em uma assunção de responsabilidades pelo Estado.

Embora a ANP tenha dado atribuições distintas aos gasodutos integrantes e não integrantes da produção, seria importante que atribuisse objetividade a esta classificação. Como exemplo, a agência poderia classificar como integrante da produção aquele duto de interesse exclusivo de determinado produtor, enquanto um gasoduto potencialmente competitivo, ou seja, objeto de interesse de mais de um produtor, poderia ser classificado como não integrante. Tal atribuição poderia incentivar o uso compartilhado da infraestrutura, além de potencializar o investimento privado de agentes não detentores de títulos de outorga para a produção de petróleo e gás natural.

Em estudo preliminar, estimou-se o custo da tarifa compartilhada para um gasoduto de 250 quilômetros, 22 polegadas de diâmetro e capacidade para escoar 20 milhões de m³ por dia de

gás natural. Como resultado, a tarifa estimada⁶⁸, considerando um horizonte de operação de 25 anos, foi da ordem de US\$ 0,55/MMBtu, sem considerar os impostos. Corrobora este valor, estudo da consultoria Wood Mackenzie contratado pela ABRACE, que fez uma estimativa do escoamento compartilhado para o gás natural produzido no campo de Libra. O valor tarifário estimado pela consultoria foi de US\$ 0,60/MMBtu⁶⁹, considerando capacidade de movimentação de 25 milhões de m³/dia. Ressalta-se que ambas as análises assumiram a utilização da capacidade total do gasoduto durante todo o período de operação, isto é, quando otimizado o uso do ativo, seu custo unitário tende a ser bastante competitivo.

Diante destes resultados e das premissas consideradas, entende-se que o escoamento da produção, até mesmo das reservas do Pré-sal, pode ser viável e atrativo a investidores privados. Assim, considerando-se a possibilidade de postergação da declaração de comercialidade em função da inexistência de tecnologia para viabilizar o escoamento, poder-se-ia dar ampla publicidade ao fato para atrair potenciais investidores que, em função da escala, teria capacidade de ofertar a capacidade de movimentação a um custo viável. Também aqui o regulador teria um papel de intermediar as relações, mas a capacidade de impor soluções fica restrita em função da natureza privada das instalações e ao fato de que o planejamento do escoamento está sob conta e risco do produtor.

Da mesma forma, a partir da necessidade de submissão dos planos de desenvolvimento pelos concessionários à ANP, poder-se-ia oportunizar a eventuais interessados (outros produtores, por exemplo) manifestar interesse na utilização da capacidade do duto de escoamento e eventual redimensionamento da capacidade ou redefinição do traçado. Dentre outras questões que porventura surjam, a regulamentação dessa alternativa teria que lidar com questões referentes: a) à possibilidade de a ANP impor a redefinição ou tão somente de recomendá-la; e b) a competência da ANP para fixar (ainda que ex post) a remuneração adequada pelo redimensionamento/redefinição do traçado.

Ademais, visto que o escoamento da produção consiste em uma das principais barreiras à diversidade da oferta e ao desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro em bases competitivas, é preciso considerar alternativas – alterações legais e regulatórias – que permitam a atuação efetiva dos órgãos setoriais e regulatório em promover maior segurança e previsibilidade aos processos de construção e operação dos gasodutos, além de garantir maior eficiência ao sistema de escoamento.

Pelo modelo existente, outorga por autorização, embora haja celeridade aos processos de construção e de operação dos gasodutos, não há um planejamento setorial pelo Poder Concedente, mesmo indicativo, a exemplo do que é feito em relação aos gasodutos de transporte, que pressupõe uma pré-avaliação do MME e da EPE. Neste sentido, a alocação da capacidade de movimentação e, até mesmo, o acesso aos dutos estariam condicionados à sintonia de interesses entre os agentes, razão pela qual é evidente a importância do papel a ser

⁶⁸ Nesta análise, foi considerado o financiamento de (i) 50% do capital pelo BNDES à TJLP + 3%, e amortização em 14 anos; (ii) 20% pela emissão de debênture, com remuneração indexada ao IPCA + 8%, com recuperação em 12 anos; e (iii) 30% por capital próprio à taxa de remuneração de 11%.

⁶⁹ Também considerando um horizonte de operação de 25 anos e taxa de desconto de 10%.

desempenhado pela ANP em coordenar os interesses dos agentes na contratação de capacidade de movimentação.

Ainda, dentre as alterações legais necessárias ao aprimoramento da atividade de escoamento, fundamental para garantir o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, merecem destaque: (i) a regulamentação do acesso não discriminatório à capacidade disponível e ociosa dos gasodutos de escoamento e das UPGNs, mediante remuneração adequada ao investidor; e (ii) maior atribuição legal ao órgão regulador para atuar de forma efetiva na resolução de conflitos e em determinar a tarifa de acesso, nestes casos específicos.

Para os dutos a serem construídos, a ANP poderia realizar rodadas – Road Shows –, a exemplo das licitações de Blocos de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural, dando oportunidade a eventuais interessados (outros produtores, por exemplo) manifestar interesse na utilização da capacidade do duto de escoamento e eventual redimensionamento da capacidade ou redefinição do traçado.

Ademais, de modo a contribuir com este propósito, a agência poderia, ainda, instituir plataforma eletrônica que permita aos agentes interessados cadastrarem os projetos, informando o traçado, a capacidade, e a tarifa potencial. Para cumprir com este objetivo, no entanto, seria necessário aumentar o papel do órgão regulador na gestão do sistema, sobretudo, em deliberar sobre a tarifa de acesso, a partir de critérios/metodologia amplamente discutidos com os agentes interessados, e em atuar de forma efetiva na resolução dos conflitos de interesses.

Hoje, embora exista um número considerável de empresas atuando na exploração e produção de petróleo e gás natural, a oferta de gás ao mercado é realizada em sua totalidade pela Petrobras. O acesso compulsório e não discriminatório às infraestruturas de escoamento e de tratamento do gás natural poderia incentivar a entrada de novos agentes no setor e, conseqüentemente, a diversificação da oferta deste energético. Parte da capacidade utilizada pela Petrobras destina-se ao gás adquirido de outras empresas próximo à produção.

Por fim, considerando as características da Indústria do Petróleo e Gás Natural brasileira, em que o agente dominante detém o total controle da oferta de gás natural, é importante que se estabeleça mecanismos legais/regulatórios que introduza competitividade a este mercado. Para tanto, seria importante, além de conceder a possibilidade de compartilhamento dos gasodutos em operação, que a ANP coordenasse os agentes para que os gasodutos a serem contruídos comportem e otimizem a demanda por capacidade de movimentação, refletindo menor custo e eficiência na operação de tais gasodutos.

3.4.2. TERMINAIS DE REGASEIFICAÇÃO/LIQUEFAÇÃO⁷⁰

Um dos principais desafios para o desenvolvimento de GNL no Brasil é a falta de amparo legal para o acesso compartilhado a terminais de regaseificação. De acordo com a Lei nº 11.909/2009, não existe obrigatoriedade para o proprietário do terminal em dar acesso a terceiros. Desse modo, o proprietário do terminal poderá negar acesso a terceiros interessados ainda que o

⁷⁰ Disponível em *Gás Natural Liquefeito: Cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira*. Brasília: Abrace e CNI, 2016.

terminal tenha capacidade ociosa e ainda poderá cobrar tarifas de acesso muito elevadas, que inviabilizem negócios de terceiros. Em decorrência da ausência de amparo legal, não existem instrumentos regulatórios definindo condições de otimização de uso dos terminais, nem definição de critérios para estabelecimento de tarifas de uso, e tampouco mecanismos para resolução de conflitos.

Sendo assim, a proposição de uma emenda ao Artigo 45 da Lei nº 11.909/2009, removendo-se as infraestruturas essenciais (incluindo os terminais de regaseificação de GNL) da isenção de acesso de terceiros poderia derrubar a barreira que impede o compartilhamento. Contudo, como esta situação pode demandar longas tratativas inerentes à tramitação de um projeto de Lei, uma solução de mais curto prazo seria a ANP emitir uma resolução/portaria obrigando a publicação, pelos proprietários de terminais de GNL, da capacidade ociosa do terminal e de termos comerciais de uso de capacidade e de *use it or lose it* (que contribuiria para otimizar custos). Isto proporcionaria maior visibilidade para o mercado e sinalizaria negociações mais isonômicas.

Além disso, devem ser avaliadas as melhores práticas internacionais nos termos de compartilhamento de infraestruturas de regaseificação de gás natural. A experiência internacional demonstra que a regulação de acesso aos terminais e das tarifas de regaseificação e armazenamento, a publicação de condições comerciais não discriminatórias e o estímulo à disponibilização de capacidade não utilizada, juntamente com a regulação da infraestrutura de transporte e distribuição, têm sido instrumentos importantes para estimular o desenvolvimento de projetos de GNL pela iniciativa privada.

3.4.2.1. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.4.2.1.1. REINO UNIDO

O Reino Unido passou a importar GNL em 2005, após a conversão da planta de armazenamento de GNL da Isle of Grain em terminal de importação. Em 2014, o Reino Unido importou 121 MMm³/dia de gás natural, dos quais 30 MMm³/dia sob a forma de GNL e reexportou 29 MMm³/dia através do gasoduto conectado com a Europa continental. Atualmente existem quatro terminais de importação de GNL, com capacidade total de regaseificação de 148 MMm³/dia, todos interligados ao Sistema Nacional de Transporte:

- Terminal Isle of Grain: controlado e operado pelo National Grid, com capacidade de 14,8 MTPA, expandida ao longo dos anos e contratada por diversos agentes;
- Terminal Teesside GasPort (2007): terminal flutuante controlado e operado pela Excelerate com capacidade de regaseificação de 12 MMm³/dia;
- Terminal South Hook LNG (2009): controlado e operado pelo consórcio Qatar Petroleum, ExxonMobil e Total, com capacidade de 15,6 MTPA. É o maior terminal de importação de GNL da Europa;
- Terminal Dragon LNG (2009): controlado e operado pelo consórcio BG Group e Petronas, com capacidade de 4,4 MTPA. Toda a capacidade primária do terminal foi contratada pelos dois sócios por 20 anos.

O setor de petróleo e gás no Reino Unido é governado pelo *Petroleum Act 1998*, que estabelece que todos os direitos de exploração e produção pertencem à Coroa Britânica. O Governo estabeleceu um regulador independente, o *Oil and Gas Authority*, para executar o licenciamento e a regulação das atividades no *upstream*. O governo exerce o papel de gestor e regulador, mas não participa diretamente em qualquer atividade do setor petrolífero, além de receber a renda e impostos decorrentes de tais atividades.

A regulação dos mercados de gás natural e eletricidade é de responsabilidade do *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) que opera sob a governança da Autoridade dos Mercados de Gás e Eletricidade (GEMA). O regime regulatório britânico é baseado em um sistema de licenciamento para o exercício de atividades relacionadas com o *midstream* e *downstream*. As isenções previstas no *Energy Act 2011* são baseadas nas provisões da *European Gas Directive 2003/55/EC*, que tem o objetivo de ampliar a concorrência e remover as barreiras para a criação de um mercado unificado na União Europeia.

Qualquer entidade operando um sistema de interconexão de gás natural, incluídos os terminais de GNL, devem obter uma licença (Licença de Interconexão) com o Ofgem. Entidades que possuem uma licença de interconexão ou licença de transporte de gás não podem obter licenças de carregador (*Shipper*), ou de supridor de gás. Entidades que carregam gás dos terminais de Importação de GNL para sistemas de transporte operados por transportadores licenciados ou para plantas associadas a plantas de importação de GNL não são obrigadas a obter tal licença.

O *Gas Act 1995* e o *Energy Act 2011* estabelecem as condições para acesso de terceiros a gasodutos de transporte, prevendo-se a livre negociação entre as partes, com a intervenção do Ofgem caso não se chegue a um acordo. Plantas de GNL podem obter isenção de acesso por meio de petição ao Ofgem e, se concedida, essa isenção é subordinada à aprovação da União Europeia. A isenção é concedida se o Ofgem entender que isso não afetará nem a competição no mercado britânico de gás nem a acumulação indevida de capacidade pelo proprietário do terminal. O Ofgem concedeu isenções aos terminais de South Hook LNG, Dragon LNG e Isle of Grain LNG, as quais foram subsequentemente aprovadas pela Comissão Europeia, uma vez que elas obedeciam aos critérios de aumento da competição no mercado de gás e gerenciamento de capacidade.

No caso dos terminais de Dragon e South Hook, caso o carregador não utilize a capacidade disponível, ele pode revendê-la no mercado secundário, por meio de um processo transparente e não discriminatório. O terminal de Isle of Grain utiliza o mecanismo *use it or lose it*, segundo o qual o terminal pode revender a capacidade não utilizada, devendo os terceiros interessados primeiramente contatarem os carregadores primários. Os operadores de terminais são obrigados a publicar a capacidade disponível e suas condições de acesso. Existe possibilidade de contratar capacidade firme e capacidade interruptível.

A construção e a operação de terminais de GNL não requerem autorização específica do governo, sendo apenas exigido que as plantas se adequem à legislação e à regulação de saúde, segurança e meio ambiente. As plantas devem ainda requerer uma licença de descarga marítima.

Os operadores de terminais de GNL devem obedecer às provisões da Terceira Diretriz de Gás da União Europeia, que estão incluídas no *Gas Act*; tais diretrizes estabelecem condições para o fornecimento de serviços pelos terminais, incluindo o acesso regulado e não discriminatório a terceiros, tarifas publicadas e baseadas em custos. Tais condições devem ser aprovadas pelo órgão regulador, que intervém caso o acesso seja negado.

Os grandes consumidores podem, teoricamente, realizar importações diretamente, mas normalmente compram GNL regaseificado de carregadores, pagando preço fixo ou vinculado ao preço nodal (NBP), devido à dificuldade de se lidar com *slots* e programação de descarga e armazenagem.

3.4.2.1.2. ESPANHA

A Espanha importa gás natural da Argélia via gasoduto e importa GNL de diversos países. A Espanha começou a importar GNL na década de 80, visando diversificar suas fontes de suprimento com o objetivo de garantir segurança de abastecimento. Inicialmente foram construídos os terminais de Barcelona (1969), Huelva (1988) e Cartagena (1989), aos quais se seguiram três outros terminais construídos nos anos 2000 (Bilbao, Mugaros e Sagunto). Existem ainda terminais nas ilhas espanholas de Tenerife, El Musel e Gran Canária, todos operados pela Enagás. Atualmente a Espanha conta com uma ampla capacidade de regaseificação (150 MMm³/dia) e armazenamento, composta de 7 terminais de GNL – seis na Espanha e um em Portugal – integrados ao sistema espanhol, além de dois gasodutos conectados com a Argélia, dois conectados com Portugal e um com a França, proporcionando grande diversificação no suprimento de gás natural.

Todos os terminais espanhóis são fixos, com grande capacidade de armazenamento em tanques onshore. A ENAGÁS é o Gerente Técnico do Sistema de Gás e agente dominante no controle da infraestrutura de transporte e de regaseificação, mas três dos terminais são controlados por terceiros.

A Espanha é um dos mercados de gás natural mais liberalizados na Europa e a construção e operação de terminais de GNL seguem as provisões da Lei do Setor de Hidrocarbonetos 34/1998, modificada pela Lei nº 12/2007, em conformidade com as diretrizes da Comissão Europeia. A regulação do setor de gás cabe primariamente à Comissão Nacional dos Mercados e da Competição (CNMC), que tem como missão assegurar a livre concorrência e transparência dos mercados energéticos.

A permissão para desenvolver atividades de GNL cabe às Comunidades Autônomas, caso a atividade não afete a outras Comunidades; caso isso aconteça, o projeto deve ser autorizado pelo referido Ministério. Em 2013 o governo espanhol decidiu unificar as comissões reguladoras. As atividades de *trading* e comercialização são livres, enquanto as atividades de distribuição e transporte de gás são reguladas.

A construção de terminais segue o planejamento obrigatório do governo, levando em conta requerimentos de segurança de suprimento. O acesso a terminais de GNL é aberto a terceiros interessados e não requer processo de *open season*; qualquer terceiro interessado pode solicitar acesso a capacidade não utilizada. Para garantir a livre concorrência, foi introduzido um sistema de tarifas reguladas pelo governo e publicadas no Diário Oficial, garantindo o acesso isonômico

de terceiros aos sistemas de transporte, distribuição, regaseificação e armazenamento. As tarifas de regaseificação de GNL são também publicadas no website da CNMC.

Novos terminais de GNL podem requerer isenção de acesso regulado, em conformidade com as diretrizes da União Europeia, por meio das quais se espera que os novos terminais contribuam para aumentar a concorrência no mercado espanhol de gás e não acumulem capacidade indevidamente. Existe um mercado secundário de capacidade, com gás comprado e vendido no terminal de GNL, com capacidade ociosa publicada no website do *Technical System Manager* desde fevereiro de 2010.

Os consumidores industriais preferem comprar GNL regaseificado diretamente dos carregadores que detém capacidade nos terminais, devido à complexidade logística de gerenciar o transporte de GNL por navios, a disponibilidade de *slots* e a estocagem nos tanques no terminal.

3.5. ESTÍMULO AO DESENVOLVIMENTO DE MERCADO E À HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULIÇÕES ESTADUAIS E FEDERAL

3.5.1. CRIAÇÃO DE REGULIÇÃO ESTADUAL FAVORÁVEL AO DESENVOLVIMENTO DO MERCADO COMPETITIVO⁷¹

3.5.1.1. AVALIAÇÃO DA REGULIÇÃO VIGENTE

A margem de distribuição das distribuidoras de gás natural canalizado é o instrumento pelo qual o Poder Concedente remunera os investimentos e serviços prestados. Em respeito ao § 2º do Artigo 25 da Constituição Federal, cada Estado explora diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, de forma que cada estado possui suas próprias regras para este mercado.

No entanto, observa-se, de modo geral, que a aplicação das regras que definem as margens de distribuição - estabelecidas pelos Contratos de Concessão - ocorre de forma pouco transparente, sem mecanismos que incentivem aumento da eficiência na gestão dos ativos ou induzam a aquisição de gás natural a preços mais competitivos.

3.5.1.1.1. TRANSPARÊNCIA NOS PROCESSOS DE REVISÃO DAS MARGENS DE DISTRIBUIÇÃO

Em 12 dos 14 Estados avaliados (Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Ceará, São Paulo, Paraná, Pernambuco, Minas Gerais, Paraíba, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Sergipe e Mato Grosso do Sul), a margem de distribuição é estabelecida anualmente, isto é, todos os anos a concessionária e o Poder Concedente (em alguns casos as agências reguladoras) definem qual é a margem de distribuição que entendem necessária para garantir o equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão.

⁷¹ Disponível em *Position Paper - Regulação da Distribuição - Tarifa, Mercado Livre e Transparência*. Projeto +Gás Brasil, atualização 11 de março de 2015.

Com exceção de Alagoas, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e Ceará, este processo ocorre sem a participação ou legitimação dos demais agentes do segmento de gás natural e as informações que fundamentam as decisões não são públicas. A Tabela 04 apresenta um resumo da situação institucional nos Estados, incluindo uma avaliação sobre a transparência na definição das tarifas.

Tabela 04 – Quadro resumo da situação institucional nos estados analisados

Estado	Distribuidora	Agência Reguladora	Participação Acionária da Distribuidora			Transparência*
			Governo do Estado	Petrobras	Outros	
Alagoas	Algás	Arsal	51,0%	24,5%	24,5%	S
Bahia	Bahiagás	Agerba	51,0%	24,5%	24,5%	N
Espírito Santo	BR	Aspe	0,0%	100,0%	0,0%	S
Ceará	Cegás	ARCE	51,0%	24,5%	24,5%	S
Paraná	Compagás	Não tem	51,0%	24,5%	24,5%	N
Pernambuco	Copergás	Arpe	51,0%	24,5%	24,5%	N
Mato Grosso do Sul	MSGás	Agepan	51,0%	49,0%	0,0%	N
Minas Gerais	Gasmig	Não tem	95,2%	0,0%	4,8%	N
Paraíba	Pbgás	ARPB	51,0%	24,5%		N
Santa Catarina	SCGás	Agesc	51,0%	23,0%	26,0%	N
Rio Grande do Sul	Sulgás	Não tem	51,0%	49,0%	0,0%	N
Rio de Janeiro	CEG e CEG Rio	Agenersa	0,0%	0-0,262	1-0,739	S
São Paulo	Comgás/SPS/Gás Brasileiro	Arsesp	0,0%	0-0-1	1 1 0	S
Sergipe	Sergás	Não tem	51,0%	24,5%	24,5%	N

*Estado realiza audiência ou consulta pública para aprovação da revisão tarifária

Fonte: Elaboração +Gás Brasil

Nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro esse processo ocorre a cada cinco anos e, a fim de que o valor estabelecido no início de cada ciclo não fique defasado em relação ao nível geral de preços no país, as margens são reajustadas anualmente, com base em um índice de preços. Nestes dois Estados, os processos de revisão são submetidos a audiências ou consultas públicas, que permitem a participação e o acompanhamento da sociedade sobre o processo e ampliam sua transparência.

Os Estados do Ceará, Alagoas e Espírito Santo, embora tenham adotado o sistema de revisão tarifária anual, também promovem audiências ou consultas públicas. A forma como estas audiências são conduzidas difere de Estado para Estado, variando de acordo com a qualidade das informações disponibilizadas, tempo para avaliação e contribuição pelos interessados e previsão legal de recurso administrativo caso haja indícios de que a decisão final está em desacordo com as normas vigentes.

3.5.1.1.2. VERTICALIZAÇÃO E CONFLITOS DE INTERESSE

Das 17 distribuidoras avaliadas, apenas 6 não têm o Governo Estadual como acionista: Gás Brasileiro, Gás Natural São Paulo Sul, Comgás, Ceg, Ceg Rio e BR Distribuidora. Em todas as outras distribuidoras, o Governo Estadual divide as ações da empresa com a Petrobras, e em alguns casos com a participação de um terceiro acionista.

A partir deste arcabouço institucional vale destacar três conflitos de interesses relevantes:

- i) O Governo Estadual, enquanto acionista, tem incentivos para praticar preços em desacordo com o princípio da modicidade tarifária, seja para gerar receitas diretas advindas da concessão seja para gerar receitas tributárias mais elevadas, provenientes do recolhimento de ICMS que incide sobre a atividade de distribuição;
- ii) O Governo Estadual, enquanto Poder Concedente, tem incentivos para, através da concessionária, realizar políticas de desenvolvimento social a partir de subsídios cruzados entre classes de consumidores; e
- iii) A Petrobras, agente dominante nos segmentos de Exploração e Produção e Transporte, também atua como comercializadora e distribuidora de gás natural, caracterizando uma total verticalização da cadeia produtiva. Os efeitos finais tendem a ser a criação de barreiras à entrada de novos agentes produtores e a aplicação de preços e tarifas que refletem a estrutura monopolista de mercado.

Em todos os casos, têm-se como resultado final tarifas em desacordo com o Princípio da Modicidade.

3.5.1.1.3. INEFICIÊNCIA NA GESTÃO DOS ATIVOS DAS DISTRIBUIDORAS

Por se tratar de um monopólio de fato, de modo geral o concessionário não está sujeito aos incentivos inerentes aos mercados competitivos que lhe induziriam a ampliar a eficiência na gestão da concessão. É possível ainda, dada a assimetria de informações, que, mesmo nas situações em que se obtém ganhos de eficiência, tais ganhos não sejam necessariamente repassados para as tarifas, visto que elas são estabelecidas contratualmente, sem previsão de captura destes ganhos pelos consumidores.

Este tipo de estrutura de mercado demanda a utilização de mecanismos que incentivem a redução de custos, a aplicação de investimentos prudentes e, principalmente, o repasse de parte destes benefícios às tarifas - em atendimento ao Princípio da Modicidade Tarifária.

Ademais, investimentos inflados e ineficientes, resultarão em maior remuneração e depreciação conforme os contratos de concessão estabelecidos na maioria dos Estados, penalizando mais uma vez o consumidor através de uma maior margem de distribuição.

O Estado do Espírito Santo já exclui os impostos do cálculo tarifário, fato que contribui para a modicidade tarifária e deveria ser seguido pelos demais estados. Vale ressaltar que também os Estados de São Paulo, Ceará, Rio de Janeiro e Alagoas já contemplam algum tipo de mecanismo dessa natureza, mas os demais estados analisados, ainda que possuam tal previsão no Contrato de Concessão, não o aplicam.

3.5.1.1.4. MECANISMOS DE COMPRA DE GÁS NATURAL PELAS DISTRIBUIDORAS

Os mecanismos de compra de gás natural pelas distribuidoras e seu repasse para os consumidores cativos também necessitam de aprimoramentos. Em todos os Estados brasileiros, inclusive naqueles que já regulamentaram seu mercado livre de gás, as distribuidoras adquirem

o gás natural através de contratos bilaterais protegidos por cláusulas de confidencialidade com o supridor.

A assimetria de informação entre distribuidora e consumidor, neste caso, é respaldada pelo Poder Concedente - ou regulador - que homologa os contratos firmados entre a distribuidora e o supridor, mas não os divulga. Como consequência, consumidores não têm conhecimento dos preços pagos pelas distribuidoras pelo gás natural e não têm qualquer poder de barganha com o supridor, já que quem negocia o gás é a própria distribuidora.

Trata-se de uma deficiência grave. Tendo em vista que as distribuidoras, como já dito, detêm o monopólio, ainda que de fato, da distribuição e da comercialização do gás, os resultados são preços de aquisição não competitivos.

3.5.1.2. DIRETRIZES PARA APRIMORAMENTOS NA REGULAÇÃO ESTADUAL

3.5.1.2.1. CRIAÇÃO DE AGÊNCIAS REGULADORAS INDEPENDENTES NOS ESTADOS ONDE ELAS AINDA NÃO EXISTEM, OU FORTALECIMENTO DAS AGÊNCIAS QUE NÃO POSSUEM AUTONOMIA SUFICIENTE PARA A CONDUÇÃO DE PROCESSOS REGULATÓRIOS ISONÔMICOS

Alguns Estados não possuem agências reguladoras ou suas agências não detêm autonomia suficiente para promover processos regulatórios isonômicos e transparentes, com especial atenção às revisões tarifárias das distribuidoras. Esta deficiência é particularmente preocupante nos Estados onde o Poder Concedente é também acionista da distribuidora, o que ocorre na maioria das distribuidoras analisadas.

3.5.1.2.2. REALIZAÇÃO DE CONSULTAS E AUDIÊNCIAS PÚBLICAS PRÉVIAS À APROVAÇÃO DA REVISÃO TARIFÁRIA, À ALTERAÇÃO DE NORMAS VIGENTES E IMPLANTAÇÃO DE NOVAS NORMAS

Consultas e audiências públicas ampliam a transparência ao disponibilizarem informações relevantes sobre os processos que a agência reguladora está deliberando, favorecem a isonomia entre consumidores e concessionários ao permitirem a participação e manifestação de todos e atribui legitimidade ao processo.

É importante destacar que a eficácia das consultas e audiências públicas é proporcional à qualidade das informações disponíveis para análise. Recomenda-se, portanto, que para cada processo em deliberação sejam divulgadas as minutas das normas que se pretende aprovar acompanhadas de suas respectivas notas técnicas e eventuais bases de dados e memórias de cálculo utilizadas. Da mesma forma, a agência reguladora deve prover justificativa sobre cada decisão de aceite ou recusa às sugestões recebidas no âmbito da consulta pública.

3.5.1.2.3. APRIMORAMENTOS NA QUALIDADE DAS INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS NOS PROCESSOS DE REVISÃO TARIFÁRIA DE FORMA A (I) PERMITIR A COMPARAÇÃO DE INDICADORES DA

CONCESSIONÁRIA COM BENCHMARKS DO SETOR E (II) APRIMORAR A QUALIDADE DAS PROJEÇÕES REALIZADAS NO ÂMBITO DAS REVISÕES TARIFÁRIAS

As informações disponibilizadas nos processos de revisão tarifária devem permitir que todos os agentes possam avaliar a evolução histórica das contas que definem as margens de distribuição, compará-las a benchmarks adequados e, principalmente, possibilitar a reprodução de resultados propostos pelo regulador ou Poder Concedente. Estas melhorias passam, por exemplo, por maior detalhamento da estrutura atual de custos da concessionária bem como da evolução histórica destes indicadores.

Investimentos planejados também devem ser devidamente fundamentados, de forma a evitar investimentos que fiquem ociosos ou subutilizados, favorecendo consumidores do futuro em detrimento dos consumidores do presente. Da mesma forma, projeções de volume devem estar ancoradas em metodologias robustas de projeção, levando em consideração as principais variáveis que influenciam o consumo de gás natural.

3.5.1.2.4. CRIAÇÃO DE MECANISMOS QUE INCENTIVEM AUMENTO DE EFICIÊNCIA NA GESTÃO E GANHOS DE PRODUTIVIDADE

Por se tratar de um ambiente sem competição na atividade de distribuição, é importante que o regulador crie mecanismos que incentivem os gestores da concessão a buscar maior eficiência e ganhos de produtividade em seu negócio, de forma que estes benefícios, ao longo do tempo, se traduzam em tarifas menores. Na prática, isso implicaria em alterar a regulação com base no custo do serviço prestado pela regulação por incentivos em 12 dos 14 estados analisados (São Paulo e Rio de Janeiro já o fazem).

O primeiro passo para a adoção de mecanismos de incentivos é a implantação de um fator redutor das tarifas (conhecido como “Fator X”) combinado com o estabelecimento de um período mais longo entre cada revisão tarifária. O Estado de São Paulo, por exemplo, já adota o Fator X em suas regras e realiza revisões tarifárias a cada cinco anos.

Nos anos em que não há revisão, ocorre um reajuste nas tarifas, baseado na inflação do período subtraída do Fator X, que denota o nível de eficiência mínimo que a concessionária deve obter a cada ano e que é definido pelo regulador.

O incentivo ao aumento da eficiência está no fato de que, caso a concessionária atinja um nível de eficiência maior do que o proposto pelo regulador, ela captura o ganho para ela, mas caso o ganho de eficiência seja menor do que o proposto pelo regulador, então a concessionária perderá receita.

Embora seja preciso levar em consideração as condições contratuais e a maturidade dos mercados em que se pretende implantar este tipo de mecanismo, é importante ressaltar que o equilíbrio entre a modicidade tarifária e a manutenção das condições econômico-financeiras do contrato de concessão depende também dos ganhos de produtividade.

3.5.1.2.5. LIMITAÇÃO DA ATUAÇÃO DE PRODUTORES NA GESTÃO DE DISTRIBUIDORAS

A interação da distribuição com os demais elos da cadeia deve ter como foco o mercado consumidor, o que em diversos países é fomentado por meio de mecanismos regulatórios. A distribuição deve ser independente dos interesses de produtores e transportadores, para que a concessionária possa exercer seu papel de expandir o mercado de gás natural de maneira efetiva. Seu foco deve ser atender seu mercado consumidor, sem sofrer influência dos demais agentes da cadeia.

Em alguns países, buscou-se proporcionar melhor atendimento ao mercado consumidor por parte das distribuidoras através de mecanismos como a separação das atividades de produção e distribuição ou o incentivo a ganhos de eficiência por parte das distribuidoras, reduzindo as tarifas para o usuário final. Portanto, é preciso desenvolver mecanismos para limitar a participação societária de produtores nas distribuidoras e para isolar decisões gerenciais e informações sensíveis da distribuidora dos acionistas produtores de gás.

3.5.1.2.6. CRIAÇÃO DE MECANISMOS REGULATÓRIOS PARA CONTRATAÇÃO DO GÁS NATURAL

Reguladores estaduais podem criar mecanismos regulatórios de contratação de gás natural que tenham como resultado final a aquisição de gás natural pela distribuidora ao menor preço possível, assegurando, assim, menores preços aos consumidores finais. Uma alternativa que pode gerar este resultado, e que, concomitantemente, propiciaria um ambiente atrativo para produtores independentes, é o estabelecimento de leilões reversos de compra de gás natural pelas distribuidoras.

Nos leilões, são determinados preços e montantes transacionados entre as partes, observando:

- i) Parâmetros técnicos a serem respeitados pelos potenciais supridores, garantindo a confiabilidade da oferta contratada;
- ii) Eventuais tarifas teto e limites para o repasse do custo de aquisição do gás aos consumidores finais, visando a modicidade tarifária; e
- iii) Estabelecimento de garantias, prazos de antecedência de contratação e vigência, garantindo a atratividade da transação para fornecedores potenciais.

3.5.1.3. DIRETRIZES PARA O CÁLCULO TARIFÁRIO

3.5.1.3.1. REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DA CONCESSIONÁRIA

A prática regulatória internacional para determinar o custo de capital mostra cada vez mais um consenso no uso de métodos padronizados. Esses métodos, na procura por fortalecer as boas práticas regulatórias nos setores de serviços públicos por redes, promovem a transparência e oferecem maior certeza sobre quais são os elementos determinantes na taxa de retorno reconhecida. Dentre os métodos consagrados, o que tem maior consenso é o WACC/CAPM.

Considerando que a expansão, operação e manutenção das redes se financiam com capital próprio e endividamento, a maioria das práticas regulatórias prefere a determinação da taxa de retorno do capital através do cálculo pelo WACC (Weighted Average Cost Of Capital). Este método adiciona ao custo de capital próprio, o custo marginal de endividamento. Para isso, pondera ambos os componentes em função do endividamento apropriado para a atividade. Deste modo os benefícios resultantes de uma gestão financeira ótima transferem-se aos consumidores, mesmo que o grau de endividamento e o seu custo não correspondam com os dados reais das empresas, mas que resultam adequados em função de uma análise de benchmarking financeira.

Para estimar o custo do capital próprio, isto é, o retorno requerido pelos acionistas, o método CAPM (Capital Asset Pricing Model) é o modelo que recebe maior aceitação, permitindo a comparação do caso sob análise com empresas que pertencem à mesma indústria e desempenham atividades em condições de risco similar. No modelo estima-se a taxa de retorno como uma taxa livre de risco para o país ou região onde a empresa desenvolve a sua atividade, mais o produto do risco sistemático das atividades de distribuição de gás natural e o prêmio pelo risco de mercado. Este risco corresponde à diferença entre a rentabilidade de uma carteira diversificada e a taxa livre de risco.

A combinação do WACC com o CAPM tornou-se a escolha preferida pelas principais agências reguladoras: Grã-Bretanha (OFGEM), Austrália (IPART), Brasil (ANP, ANEEL, ARSESP), Colômbia (CREG), etc.

3.5.1.3.2. REMUNERAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS DA CONCESSIONÁRIA

Os custos operacionais de uma concessionária de distribuição de gás canalizado devem ser reembolsados através da cobrança de tarifa aos seus consumidores. Entretanto, a regulação deve prever mecanismos de incentivo à eficiência dos gastos pela distribuidora nesses custos, seja pela previsão de captura de parcela de eventual redução dos custos, seja pela aplicação de penalidades quando do não atingimento de metas pré-estabelecidas.

É importante ressaltar que não há que se falar em remuneração de custos operacionais. A remuneração dos custos operacionais representa um incentivo à ineficiência da Concessionária. Mas não é só. Essa forma de remuneração cria um círculo vicioso, pois quanto maior o custo operacional, maior o lucro da Concessionária e maior, por consequência, a tarifa paga pelo consumidor.

3.5.1.3.3. IMPOSTOS RELACIONADOS A RESULTADOS

A tarifa aprovada ao concessionário deve suportar aquelas despesas decorrentes de impostos que incidem sobre as atividades necessárias à prestação do serviço contratado. O Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) devem ser excluídos do cômputo das despesas a serem ressarcidas pela receita tarifária, pois se configuram como uma decorrência de eventual lucratividade da atividade explorada.

A Procuradoria Geral do Estado do Espírito Santo (PGE), no parecer nº 00299/2013, afirma que “O IRPJ e o CSLL são tributos cujo fator gerador paira sobre a obtenção de resultado positivo no exercício de atividades industriais, comerciais e de prestação de serviço, além do acréscimo patrimonial decorrente de ganho de capital”.

O Tribunal de Contas da União (TCU) e o Superior Tribunal de Justiça (STJ) são claros em relação ao tratamento que deve ser dado a esses impostos. No Acórdão 325/2007, do TCU, há vasta literatura jurídica citada, reforçando o posicionamento de exclusão dos impostos relacionados a resultados sobre a base de cálculo das tarifas.

3.5.1.3.4. PROJEÇÕES DOS VOLUMES A SEREM COMERCIALIZADOS

No cálculo das tarifas deve ser considerado 100% do mercado atendido pela distribuidora, de modo a refletir a realidade de vendas de gás da concessionária, sob pena de sua remuneração não refletir o efetivo fornecimento de gás natural, sinalizando erroneamente os seus investimentos e remunerando demasiadamente a concessionária - e, conseqüentemente, onerando os consumidores.

Uma vez que o mercado de gás natural apresenta natureza compulsória, particularmente para o setor industrial, a existência de qualquer redução do volume de vendas para a definição da tarifa não é razoável, pois torna o cálculo da margem bruta irreal. Não se vislumbra, desta forma, justificativa econômica ou jurídica para não se considerar 100% do mercado da concessionária.

Associado à impropriedade/ilegalidade de não incorporar a totalidade das vendas no cálculo da margem, deve-se considerar que quanto menor for o percentual utilizados, maior será o resultado de cada uma das parcelas da tarifa às quais ele é aplicado e, por conseguinte, maior será a margem bruta da concessionária e maior será a tarifa a ser paga pelos consumidores.

Vale destacar que a prática adotada em algumas distribuidoras de se usar apenas 80% do volume de vendas implica em distorção de todas as parcelas que compõem (i) o custo do capital: investimentos, taxa de remuneração dos investimentos e imposto de renda, (ii) o custo operacional, e (iii) a depreciação: que considera os investimentos realizados e a realizar, tendo em vista que tais custos são calculados considerando sempre o divisor de apenas 80%.

3.5.2. ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL NOS ESTADOS

A Lei do Gás introduziu no mercado brasileiro as figuras do Consumidor Livre, do Autoimportador e do Autoprodutor, assim como o conceito da comercialização de gás natural direta com produtores, comercializadores e importadores. Esses mecanismos são benéficos ao mercado no sentido em que aumentam a eficiência na negociação, potencializando melhores condições aos consumidores e maior acesso ao mercado pelos produtores. Entretanto, desde a publicação da Lei do Gás em 2009 e da sua regulamentação por Decreto em 2010, apenas oito estados implementaram essas figuras e as regras de mercado livre na sua regulação.

Hoje os Governos Estaduais, poderes concedentes do serviço de distribuição de gás canalizado, têm o grande desafio de criar sua legislação para o mercado livre, considerando todas as

possibilidades advindas da Lei do Gás. Percebe-se claramente que as suas decisões são fundamentais no sentido de aprimorar o seu arcabouço regulatório e com isso atrair investimentos ou, no caminho contrário, de inviabilizarem a presença de Usuários Livres, podendo perder investimentos e até mesmo retraindo a demanda por gás natural no Estado ou reduzir sua atividade industrial.

As indústrias consumidoras de gás natural têm um incentivo na busca pela competitividade do gás natural baseadas nas condições do mercado nas quais atuam. Tanto em termos de preço, indexação e prazo contratual, a indústria busca seu abastecimento de gás natural de forma a garantir a competitividade do seu produto frente a competidores nacionais e internacionais. No caso das empresas eletrointensivas, a disputa por mercados é mais acirrada ainda, haja vista que os preços dessas commodities são fixados nos mercados internacionais e o gás não-convencional está trazendo uma vantagem competitiva significativa para as empresas desses mercados.

Dessa maneira, é importante que os consumidores tenham liberdade para buscar e negociar opções de fornecimento de gás natural conforme suas necessidades, naturalmente respeitando os direitos da distribuidora na prestação do serviço de movimentação do gás no âmbito da distribuição local.

Os elevados preços do óleo combustível, diesel e GLP, suas dificuldades da logística, assim como as restrições ambientais, direcionam à substituição desses energéticos ao consumo de gás natural. Assim, o conceito de intercambiabilidade entre o gás natural e derivados de petróleo torna-se cada vez mais distante e cada vez mais se reduz a possibilidade de competição entre os mesmos.

As empresas distribuidoras não têm impacto de receita com os custos de aquisição de molécula e transporte, visto que em todos os Estados é aplicada a prática de *pass through*, isto é, estes são repassados diretamente para os consumidores. Naturalmente, na condição de concessionárias de um serviço público, devem prezar pela eficiência do serviço de distribuição de gás canalizado, porém não incorrem em prejuízo com a separação das duas atividades, pois as mesmas são remuneradas pelos investimentos realizados na sua rede de distribuição e têm ressarcidas seus custos com a Operação e Manutenção.

3.5.2.1. BENEFÍCIOS DO MERCADO LIVRE

Como benefícios da abertura do mercado, destacam-se:

- **Atração de investimentos:** o mercado livre fornece aos consumidores finais a capacidade de buscar condições mais favoráveis no seu suprimento de gás natural e, em consequência, de aumentar a sua competitividade. Os estados podem oferecer um diferencial para as indústrias e atrair investimentos.
- **Aumento do mercado da distribuidora local:** as distribuidoras têm um impacto especialmente positivo advindo do potencial de crescimento do consumo de gás natural pelos Usuários Livres. A necessidade de maior movimentação do energético exige

aumento do ritmo de investimentos para a expansão das redes de distribuição, beneficiando diretamente a remuneração das distribuidoras.

- **Expansão da malha de transporte:** os mesmos benefícios esperados para as distribuidoras podem ser aplicados para o segmento de transporte. O crescimento do mercado de gás exige a ampliação da malha de gasodutos de transporte, sendo esperado crescimento dos investimentos e a atração de novos agentes.
- **Diversificação da oferta:** o mercado livre diversifica as opções de comercialização para os produtores de gás natural, criando-lhes alternativas de acesso ao mercado. Ainda, há o aumento da capacidade de compensação por outros produtores em caso de falhas de entrega de gás por um fornecedor.

3.5.2.2. DIRETRIZES PARA A ABERTURA DOS MERCADOS ESTADUAIS

- Definição de data para a abertura do mercado, com prazo apropriado para adequação das condições operacionais e contratuais da distribuidora;
- Prazos de pré-aviso para migração ao mercado livre pelo consumidor, assim como prazo e condições para retorno ao mercado cativo;
- Os Usuários Livres poderão adquirir gás de comercializadores, produtores, por autoprodução ou autoimportação;
- Também poderá o Usuário Livre ser suprido simultaneamente pela distribuidora, na condição de parcialmente livre;
- Não deve haver limitações para os contratos dos usuários livres com seus fornecedores, inclusive quanto à prazos de fornecimento;
- Os Usuários Livres terão Contratos de Compra e Venda de Gás Natural (molécula) com seus fornecedores e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, com a distribuidora local, sendo que serão contratos distintos com entidades distintas, não devendo necessariamente terem seus prazos atrelados;
- As distribuidoras devem divulgar, da forma mais transparente possível, quais os custos que compoem a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;
- Regras de cessão de excedentes para mitigação de riscos dos agentes;
- No Mercado Regulado, a Distribuidora prestará serviços regulados de venda de gás natural aos consumidores que não optaram por migrar ao Mercado Livre;
- A distribuidora prestará com exclusividade o serviço de distribuição de gás canalizado a todos os consumidores, no que se refere à movimentação da molécula;
- O Usuário Livre cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que

atribua à distribuidora local a sua operação e manutenção e cobrança de tarifa específica;

- As tarifas para a parcela livre dos Usuários Livres serão calculadas de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, remunerar os ativos e ressarcir os custos de manutenção e operação;
- A atividade de medição continuará sob a responsabilidade da distribuidora, já que esta possui os ativos e o conhecimento para a operação de redes e instalações do sistema;
- Pode ser praticado critério de consumo mínimo para um consumidor se tornar consumidor livre, dentro de critérios razoáveis, considerando a experiência de outros Estados e visando à equalização de regras;
- As tarifas de distribuição de usuários livres devem excluir todos os custos relacionados à aquisição e comercialização de gás natural pela distribuidora;
- O critério de consumo mínimo para um consumidor se tornar consumidor livre deve ser aderente à realidade dos consumidores locais, não devendo ser uma barreira para a ampliação do consumo livre;
- Autoprodutores e Autoimportadores que tenham registro na ANP não devem ser submetidos à critérios mínimos de enquadramento.

3.6. POLÍTICA DE COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS DA PARTILHA

Cada vez mais o gás natural torna-se um recurso estratégico, tanto para países que almejam o desenvolvimento de suas reservas, para geração de valor direto, isto é, através da venda, como para aqueles que vislumbram benefícios econômicos indiretos em sua utilização, gerando valor através de seu uso nas cadeias produtivas domésticas. Além de ser mais limpo se comparado a outros combustíveis fósseis – como o óleo combustível e o carvão –, vem se tornando, no cenário internacional, mais competitivo com a descoberta de novas tecnologias de exploração.

Alguns países, inclusive, tem buscado incentivar o uso do gás natural por meio de políticas industriais explícitas, como é o caso da Arábia Saudita, ou implícitas, como nos EUA, que por muito tempo limitou a exportação do gás natural produzido em seu território como forma de manter baixos os preços no mercado local. São ainda mais frequentes os casos de políticas públicas destinadas a ampliar e diversificar a oferta deste insumo, favorecendo o desenvolvimento deste mercado, com o objetivo de ampliar a produção e comercialização, e assim, aumentar a segurança energética do país e a competitividade do gás comercializado.

No Brasil, a demanda por gás natural tem assumido uma trajetória crescente, impulsionada, nos últimos anos, pelo segmento termelétrico. Por ter uma matriz elétrica hidro-térmica, em anos de baixas afluências, o gás natural, por ser mais barato se comparado a outros combustíveis que lhe são substitutos, é utilizado como combustível backup, garantindo a segurança no abastecimento de energia. No entanto, é preciso considerar ainda a demanda por outros segmentos que utilizam o gás como insumo ou como energético no processo produtivo.

Nos últimos anos, observa-se uma estagnação do consumo industrial, em parte favorecida pela perda de competitividade relativa do preço do gás natural, e em parte pela incerteza da oferta. De um lado, o considerável aumento, relativamente recente, da produção de shale gas nos EUA piorou a competitividade da indústria brasileira. Esse movimento, que foi intensificado pela crise econômica internacional, reduziu a propensão a investir das indústrias nacionais. Por outro, muitos contratos de fornecimento de gás no mercado brasileiro possuem cláusulas de flexibilidade, prevendo a substituição do gás natural por combustível que lhe é substituto. Estas cláusulas são acionadas em épocas de hidrologia desfavorável, como vem acontecendo desde final de 2012, visando atender o aumento do despacho termelétrico.

Nesta concepção, o volume de gás natural que a União terá direito dentro do regime de partilha tem o potencial de destravar um mercado que tem tido muitas limitações para o seu crescimento. Uma importante ação de política a ser tomada no curto prazo é a preferência, pela União, em comercializar parte da sua parcela de produção de gás do polígono do pré-sal, sob o regime de partilha, a preços competitivos para o segmento industrial.

Os setores que mais poderiam se beneficiar com a evolução do mercado de gás natural são aqueles que utilizam o energético como fonte de energia em seus processos industriais, como matéria prima ou combustível para cogeração. Essas indústrias são conhecidas como energointensivas⁷² e competem em nível mundial, o que as tornam sensíveis à competitividade relativa do preço do gás.

Estudo apresentado pela consultoria econômica Ex Ante, demonstra a perda de competitividade da indústria energointensiva brasileira, decorrente do aumento do custo do gás natural. Entre os anos 2000 e 2013 o custo unitário com gás cresceu 759%, percentual muito superior à inflação do período que apresentou um aumento de 279%. Este aumento de custo afetou todos os grandes consumidores industriais de gás natural, conforme poderá ser visualizado na figura a seguir.

Destaca-se que o repasse dos custos aos preços dos produtos encontra limitação por ser estes produtos comercializados internacionalmente. Assim, o aumento do custo com gás natural tende a reduzir as margens das empresas, desestimulando os investimentos e a geração de novos empregos.

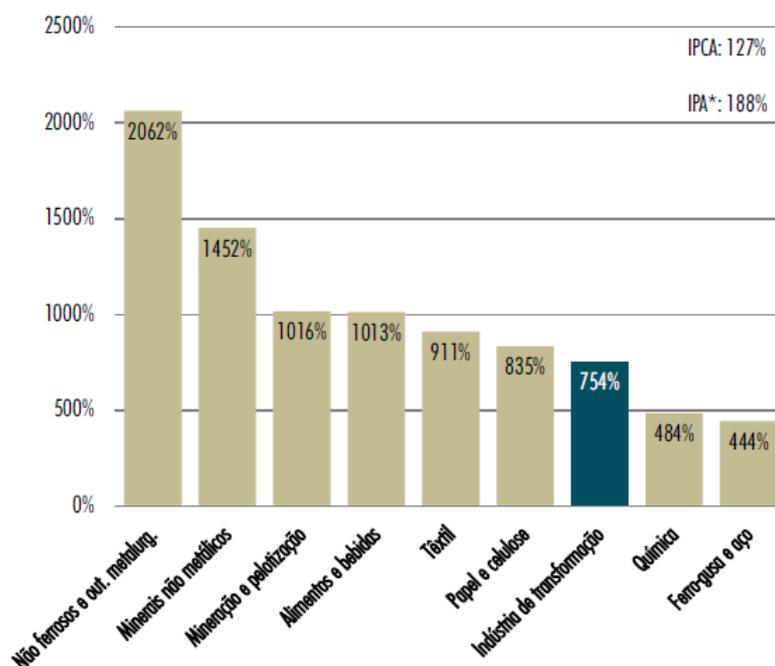
Conforme o estudo em referência, dados do IBGE demonstram a importância da indústria energointensiva para a geração de renda ao país: 40% dos trabalhadores empregados na indústria brasileira concentram-se em setores industriais intensivos em energia, percentual que representa 3,3 milhões de empregos. Ademais, estas indústrias foram responsáveis em 2013 por, aproximadamente, 70% dos investimentos industriais do país, apesar de representarem apenas 27% da quantidade de indústrias instaladas no país.

Diante do exposto é preciso considerar que, enquanto não houver competição entre diferentes ofertantes, trazendo o gás natural a patamares de preço mais competitivos, o Estado brasileiro poderia estabelecer política de comercialização para a parcela do gás natural que couber à

⁷² Como exemplo, indústrias de mineração, vidro, papel e celulose, alumínio, cerâmica, ferro e aço, química e petroquímica.

União, como estímulo ao aumento da competitividade industrial e do desenvolvimento econômico nacional, que seria impulsionado pela geração de empregos e crescimento da renda decorrentes desta política.

Figura 03 - Custo unitário com gás natural por setor industrial



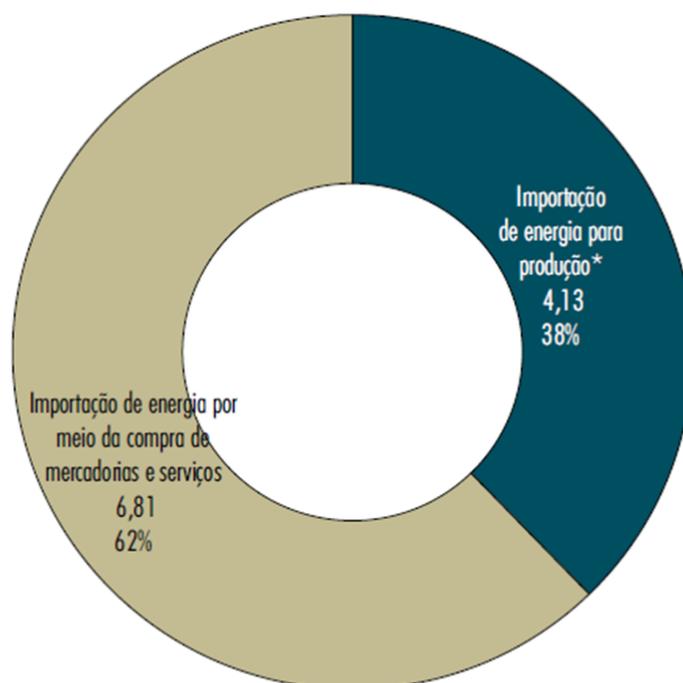
Notas: taxas de variação média anual entre 2000 e 2013, em R\$.

Fonte: IBGE, MME/BEN. Elaboração: Ex Ante Consultoria Econômica

Cabe ressaltar, ainda, que o percentual do consumo de gás natural embutido em produtos e serviços é muito maior ao consumo direto. O estudo da consultoria econômica Ex Ante mostra que somente 38% do gás natural importado pelo país em 2011 recebeu adição de valor pela indústria brasileira. Os 62% restantes foram importados indiretamente, isto é já estavam incorporados nos bens e serviços em suas formas finais para uso.

Este resultado demonstra que a indústria e os trabalhadores brasileiros obtiveram pouco valor destas importações, com redução do potencial de geração de emprego e renda, que podem agravar-se se os custos relativos do gás natural continuarem aumentando. Há ainda que considerar o efeito indireto da perda de espaço da indústria nacional em outros setores, por exemplo, o efeito sobre os setores que prestam serviços às indústrias, quando esta perde produção.

Figura 04 - Composição da Importação de Gás Natural (em bilhão de m³).



b. GÁS NATURAL

Nota: * Empregado na produção de bens e serviços.

Fonte: Cálculos da Consultoria Econômica Ex Ante, com base em dados das Contas Nacionais de 2011 (IBGE, 2015) e do Balanço Energético Nacional (EPE, 2014).

3.6.1. MARCO LEGAL DA PARTILHA DE PRODUÇÃO E A COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL DA UNIÃO

A Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha) atribui ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a responsabilidade para definir a política de comercialização do gás natural a ser produzido sob o regime de Partilha da Produção⁷³.

Ainda, a Lei da Partilha estabelece que os hidrocarbonetos produzidos sob este regime sejam comercializados de acordo com as normas de direito privado, dispensada a licitação, oportunizando à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) em contratar diretamente a Petrobras como agente comercializador⁷⁴. Caberá, portanto, à PPSA a gestão dos contratos para a

⁷³ Art. 9º. O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:
(...)

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

⁷⁴ Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9º.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput.

comercialização destes recursos que deverá, dentre outras atribuições, monitorar e auditar os custos e os preços de venda⁷⁵.

É importante considerar também que a Lei da Partilha apenas define a destinação da receita advinda da comercialização dos hidrocarbonetos que couber à União ao Fundo Social, que possui sua política de aplicação destas receitas definida nesse mesmo marco legal⁷⁶.

Assim, conforme as atribuições contantes no marco legal em referência, a União, por intermédio da gestão da comercialização pela PPSA e das diretrizes estabelecidas pelo CNPE, pode direcionar, através de política industrial, parcela de seu gás a ser produzido sob o regime de partilha da produção a setores energo estratégicos com o objetivo de impulsionar o desenvolvimento econômico e da renda nacional. Muitos projetos de autoprodução e cogeração de energia elétrica a gás poderão ser viabilizados com os ganhos de competitividade que seriam permitidos pela implementação desta política, contribuindo, inclusive, para a melhoria da eficiência energética e da segurança do setor elétrico brasileiro.

Citando novamente o estudo da consultoria econômica Ex Ante, a cada 10% de redução no preço do gás natural em USD por metro cúbico – reduções que poderiam ser garantidas pela oferta do gás da União a partir de Política Industrial – haveria um aumento de 0,6% na formação bruta de capital fixo de um país. Caso estas reduções de preço fossem permanentes, os investimentos poderiam aumentar em 1,3% no longo prazo. Ainda de acordo com este estudo, o benefício indireto das reduções do preço do gás é seis vezes maior sobre as despesas das famílias, se for

⁷⁵ Lei nº 12.304/2010

Art. 2º. A PPSA terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

(...)

Art. 4º. Compete à PPSA:

(...)

II - praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, especialmente:

.....

a) celebrar os contratos com agentes comercializadores, representando a União;

b) verificar o cumprimento, pelos contratados, da política de comercialização de petróleo e gás natural da União resultante de contratos de partilha de produção; e

c) monitorar e auditar as operações, os custos e os preços de venda de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluido. [g.n]

⁷⁶ Lei nº 12.351/2010.

(...)

Art. 47. É criado o Fundo Social - FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

I - da educação;

II - da cultura;

III - do esporte;

IV - da saúde pública;

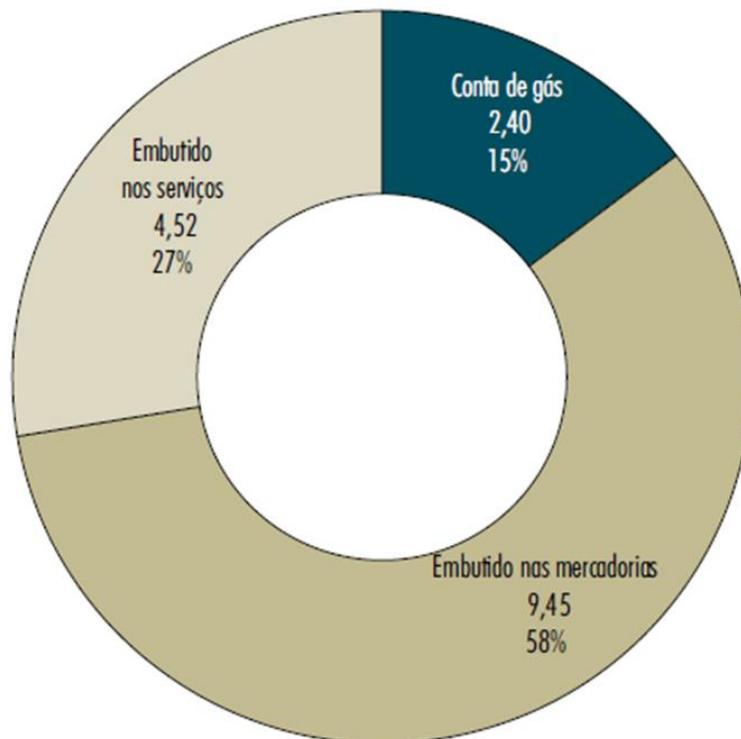
V - da ciência e tecnologia;

VI - do meio ambiente; e

VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

considerada a quantidade de gás contida nas mercadorias e serviços adquiridos, o que corrobora também o ganho de bem estar social com o benefício desta redução.

Figura 05 – Consumo de Gás Natural das Famílias (em bilhão de m³).



Fonte: Cálculos da Consultoria Econômica Ex Ante, com base em dados das Contas Nacionais de 2011 (IBGE, 2015) e do Balanço Energético Nacional (EPE, 2014).

Neste sentido, se fosse considerado a venda do gás natural da União a partir da política atual de preços adotada pela Petrobras, haveria no curto prazo perda de receita para a União. Contudo, se for considerado o ganho de competitividade industrial proporcionado pela oferta do gás a preços competitivos, o aumento do consumo e, conseqüentemente, dos investimentos aumentaria a receita da União de forma indireta, via aumento do Produto Interno Bruto (PIB), emprego, renda familiar e impostos.

Se o preço do gás fosse competitivo de acordo com os padrões internacionais⁷⁷, haveria um incremento do Produto Interno Bruto (PIB) da ordem de 0,6% a.a no próximo decênio, com reflexos positivos no nível de emprego, que aumentaria em 2,2 milhões em comparação com o

⁷⁷ Conforme Estudo da Consultoria Ex Ante, o cenário de competitividade tem como base a adoção de uma tarifa de gás natural para uso industrial compatível com o padrão internacional, enquanto o Cenário de Continuidade pressupõe a manutenção da suspensão do desconto que vinha sendo praticado sobre o preço do gás natural de origem nacional e que as variações do preço do petróleo serão repassadas aos consumidores.

cenário de continuidade do preço do gás. Em termos de renda per capita, significaria acrescentar quase um salário mínimo à renda média do brasileiro em 10 anos.

Sobre esta ótica, considera-se que não é de se esperar resistências contrárias à medida por parte de setores governamentais, como o Ministério da Fazenda, uma vez que o Tesouro Nacional, por exemplo, não estará sendo onerado pela política. Cabe destacar ainda que todos os recursos da União com a comercialização da sua parcela de hidrocarbonetos serão destinados ao Fundo Social. Este não tem uma meta de receita ou qualquer instrumento que obrigue o Estado a aportar recursos do orçamento para a cobertura de suas despesas, que só existirão a partir do montante acumulado no fundo com todas as outras receitas previstas.

3.6.2. PRODUÇÃO E CUSTOS POTENCIAIS DE LIBRA

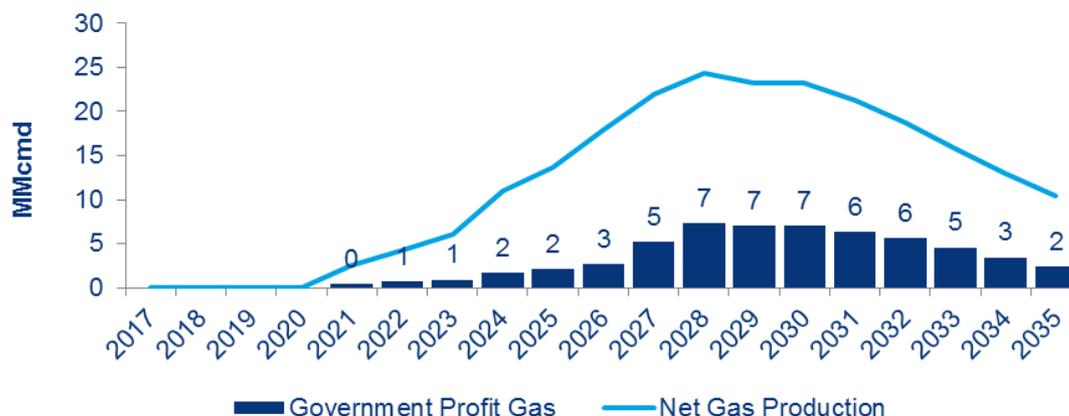
A primeira rodada de licitação para exploração e produção de blocos do Pré-Sal aconteceu em meados de 2013 com a oferta de um único campo – Libra. Na época, esperava-se que haveria grandes volumes de petróleo e gás natural a serem partilhados com a União, a partir das estimativas preliminares de reservas pela PPSA, avaliadas em 10 trilhões de pés cúbicos.

Para avaliar as oportunidades que poderiam ser suscitadas com a produção do gás natural de Libra, sobretudo da parcela deste gás que caberá à União, a ABRACE contratou estudo da Consultoria Wood Mackenzie. Neste estudo foram destacadas algumas particularidades das reservas de Libra, as quais merecem destaque:

- i. Expectativa de grande quantidade de CO₂ associada ao gás natural. Espera-se que 45% do gás seja composto por dióxido de carbono e, devido à dificuldade de separar o CO₂ do gás natural pode haver o risco de reinjeção total do gás produzido;
- ii. Dificuldade para escoar o gás de Libra, que segundo a Wood Mackenzie só seria viável se a infraestrutura fosse compartilhada. O custo de escoar somente a parcela do gás da União poderia estar entre US\$ 3,10/MMBtu e US\$ 5,40/MMBtu, o que inviabilizaria a produção do energético;
- iii. Incertezas em relação às taxas de recuperação do campo e sobre o comportamento futuro da curva dos preços internacionais do petróleo, que poderão afetar o payback do projeto; e
- iv. Altas exigências de conteúdo local e a dificuldade financeira da Petrobras, que poderão atrasar o cronograma de produção. Libra é um campo de grandes reservas e complexidade, que demandará expressivos investimentos.

Assim, diante do exposto, a Wood Mackenzie traçou seu cenário base, considerando a reinjeção de 50% do gás natural associado, sob uma expectativa bastante conservadora, visto que a taxa de recuperação das reservas ainda não foi estabelecida. Neste cenário, tendo em vista os avanços tecnológicos recentes, a expertise da Petrobras em P&D e a relevância do campo de Libra para seus resultados, foi também considerado que a produção do gás natural não será inviabilizada pela dificuldade técnica de separação do CO₂.

Figura 06 – Curva de Produção para o Gás Natural de Libra



Nota: Volumes consideram os líquidos de gás.

Fonte: Wood Mackenzie

Assim, no pico da produção esperado para 2028, a produção total de Libra poderia atingir o montante de 25 MMm³/dia, equivalente a 26% de toda produção nacional atual⁷⁸, enquanto a parcela da União seria próxima de 7 MMm³/dia. Embora haja muitos desafios para a produção de Libra e os volumes estimados sejam menores que os esperados inicialmente, pode haver novas oportunidades para produção de gás natural de outros campos sob o regime de Partilha de Produção.

3.6.3. POSSÍVEIS NOVAS OFERTAS DE GÁS DA UNIÃO SOB O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO

3.6.3.1. EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA

Em 2014, o CNPE publicou a Resolução nº 01/2014, que aprova a contratação direta da Petrobras para produzir petróleo e gás natural, sob o regime de Partilha de Produção, nas áreas excedentes à Cessão Onerosa. Nesta resolução, o CNPE definiu, inclusive, parâmetros técnicos e econômicos para os volumes a serem produzidos após cumprido o contrato de Cessão Onerosa.

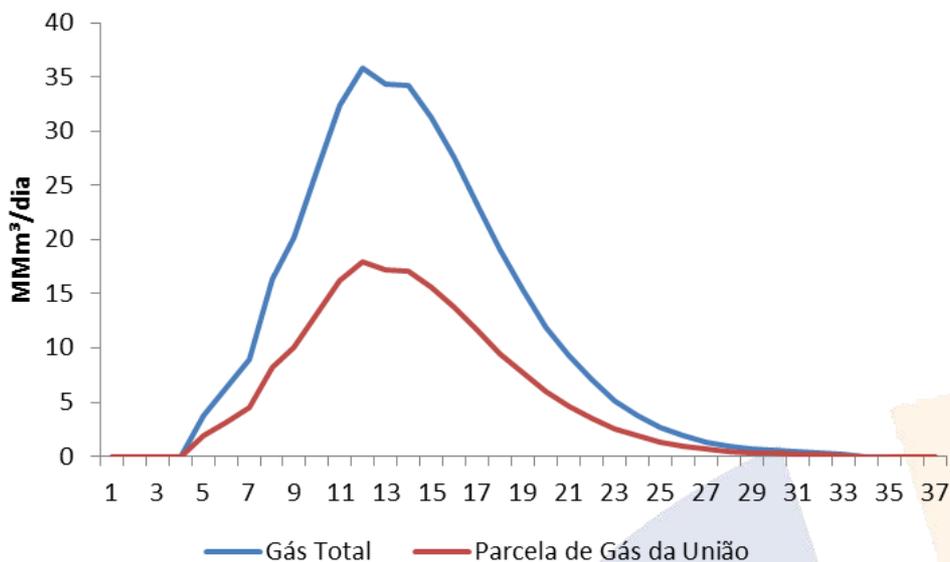
Ressalta-se também que, conforme resolução do CNPE, somente as reservas excedentes à Cessão Onerosa estão estimadas entre 10 a 15 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

A partir desta estimativa e considerando a mesma taxa de recuperação e a curva de produção do campo de Libra, a produção potencial de gás natural destas reservas poderia chegar a 139 bilhões de m³. Em uma estimativa bastante simplificada, sem levar em consideração a tendência dos preços dos petróleos internacionais, a parcela da União do excedente da Cessão Onerosa

⁷⁸ Produção bruta média de 2015, considerando os meses de janeiro a setembro. Dados do Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Setembro de 2015.

poderá atingir 70 bilhões de m³ (pico de produção próximo a 17 milhões de m³/dia), dado que o excedente em óleo definido pelo CNPE para a produção destas reservas é superior a 50%.

Figura 07 – Curva de Produção para o Gás Natural da Cessão Onerosa



Fonte: ABRACE com base na Resolução CNPE nº 01/2014 e Wood Mackenzie.

Chama a atenção o fato de que a resolução do CNPE faculta à União requerer da Petrobras a antecipação de parte de seu excedente em óleo, a ser repassada em moeda corrente, conforme regulamento constante no próprio normativo⁷⁹. Esta possibilidade poderia respaldar a proposta do Swap Temporal e Energético, que será apresentada mais adiante.

⁷⁹ O CNPE, na 28ª Reunião Ordinária, realizada em 24 de junho de 2014, deliberou propor à Presidenta da República a contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites contratados sob o regime de cessão onerosa objeto da Resolução CNPE nº 2, de 1º de setembro de 2010, na forma do art. 32 da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, resolve:

(...)

Art. 3º. Aprovar os seguintes parâmetros técnicos e econômicos do contrato, no regime de partilha de produção, a ser celebrado pela União com a Petrobras:

VIII – a União poderá requerer da Petrobras a antecipação de parte de seu excedente em óleo, a ser repassada em moeda corrente no valor correspondente aos seguintes volumes de óleo:

ÁREA	BARRIS DE PETROLEO (mil)			
	ANO			
	2015	2016	2017	2018
Búzios	5.869	8.804	11.738	11.738
Entorno de Iara	2.348	3.521	4.695	4.695
Florim	587	880	1.174	1.174
Nordeste de Tupi	587	880	1.174	1.174

3.6.3.2. INDIVIDUALIZAÇÃO DE CAMPOS NO PRÉ-SAL

Adicionalmente, está em análise pela PPSA e aprovação pela ANP a possibilidade de individualização⁸⁰ de diversos campos de petróleo e gás natural⁸¹ localizados no polígono do pré-sal. A individualização poderá acontecer quando os recursos de um campo ultrapassar o limite de bloco concedido ou contratado sob o regime de Partilha de Produção.

Recentemente, foi aprovado, de acordo com informações de mercado, o primeiro Acordo de Individualização da Produção (AIP) envolvendo o campo de Tartaruga Verde, que deverá entrar em produção em 2017. Também, foram submetidos à aprovação da ANP os AIPs dos campos de Lula e Lula Sul, que conforme o Plano de Negócios da Petrobras deverão entrar em operação também a partir de 2017⁸².

Embora não sejam divulgados os volumes previstos para a produção destas reservas, espera-se que possam contribuir com o aumento da produção do gás natural a ser ofertado pela União. Cabe destacar ainda que várias outras jazidas podem passar pelo mesmo processo de individualização, inclusive o campo de Libra.

IX – o valor a ser repassado, da antecipação prevista no inciso VIII, será calculado com base na cotação do petróleo Brent do mês imediatamente anterior à data do pagamento, reduzida em 7,80% (sete vírgula oitenta por cento);

X – caso a União requeira a antecipação prevista no inciso VIII, os novos percentuais do excedente em óleo da União, definidos para o preço do barril de petróleo de US\$ 105.00 (cento e cinco dólares norte-americanos) e a produção média de 11.000 (onze mil) barris por dia, por poço produtor ativo, serão os seguintes:

- a) Búzios: 47,42% (quarenta e sete vírgula quarenta e dois por cento);*
- b) Entorno de Iara: 48,53% (quarenta e oito vírgula cinquenta e três por cento);*
- c) Florim: 46,53% (quarenta e seis vírgula cinquenta e três por cento); e*
- d) Nordeste de Tupi: 47,62% (quarenta e sete vírgula sessenta e dois por cento).*

⁷⁹ Conforme a Lei nº 12.351/2010. Art. 2º. IX. O processo de individualização da produção *visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.*

⁷⁹ PPSA prevê 3 novos acordos de individualização no pré-sal em 2015. Reuters <http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKCN0QI2HB20150813>. Acesso em: 17/08/2015.

⁷⁹ ANP aprova 1º acordo de individualização no pré-sal. Revista Exame On-line. <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/anp-aprova-1o-acordo-de-individualizacao-no-pre-sal>. Acesso em: 27/11/2015.

⁸⁰ Conforme a Lei nº 12.351/2010. Art. 2º. IX. O processo de individualização da produção *visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.*

⁸¹ PPSA prevê 3 novos acordos de individualização no pré-sal em 2015. Reuters <http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKCN0QI2HB20150813>. Acesso em: 17/08/2015.

⁸² ANP aprova 1º acordo de individualização no pré-sal. Revista Exame On-line. <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/anp-aprova-1o-acordo-de-individualizacao-no-pre-sal>. Acesso em: 27/11/2015.

3.6.3.3. FORMAS DE ANTECIPAÇÃO DA CURVA DE OFERTA DO GÁS NATURAL QUE COUBER À UNIÃO

Como citado anteriormente, o pico de produção do gás de Libra ocorrerá somente em 2028, com produção estimada em 7 MMm³/dia⁸³. Assim, como forma de antecipar esta oferta ao mercado, e considerando o potencial de produção de novos campos sob o regime de Partilha de Produção – excedente da Cessão Onerosa e Individualização – a ABRACE propõe a realização do Swap Temporal e Energético, em que a Petrobras ofertaria ao mercado no momento presente volume da União a ser produzido em momento futuro. Vale mencionar que esta alternativa poderia, inclusive, solucionar a potencial dificuldade em escoar a parcela do gás da União do campo de Libra.

- Swap Temporal: a Petrobras ofertaria ao mercado no momento presente, o volume de gás natural que couber à União a ser produzido em momento futuro.
- Swap Energético: consistiria na troca da parcela de petróleo que pertence à União por gás natural, isto é, a União cederia petróleo à Petrobras para receber o equivalente em gás natural.
- Swap Temporal e Energético: consistiria na oferta ao mercado hoje, pela Petrobras, do gás que a União tem expectativa de produzir no futuro. O “pagamento”, porém, seria feito em óleo.

Dados os riscos de preço, câmbio e de custos envolvidos, poder-se-ia desenvolver mecanismo de alocação deste gás ao mercado, de modo a garantir que a Petrobras oferte estes volumes a preços competitivos, mas garantindo o devido retorno financeiro à empresa na época de seu reembolso.

3.6.4. PROPOSTAS ABRACE

Como mencionado anteriormente, pela Lei da Partilha, a única restrição imposta em relação à política de venda do gás natural da União é a sua priorização ao abastecimento nacional. A União teria, portanto, liberdade para definir a forma de comercialização de sua parcela ao mercado, podendo praticar preços mais competitivos aos consumidores, principalmente aos energointensivos.

O pico da produção de gás natural de Libra, de acordo com o cenário base da Wood Mackenzie, deve se concretizar em 2028, e o volume esperado para a parcela do gás da União é da ordem de 7 MMm³/dia. Adicionalmente, podem ser considerados os volumes de campos a serem individualizados e excedentes à Cessão Onerosa, que embora não conhecidos, dada as reservas informadas, podem não ser desprezíveis.

Apesar de os recursos da União não estarem disponíveis no curto prazo, a sinalização antecipada da oferta em condições competitivas através de uma Política Industrial, estimula as decisões de investimentos no momento presente para consumo futuro. Naturalmente, a comercialização

⁸³ Neste volume de produção são considerados os líquidos de gás.

desse gás para a indústria contribuirá com ganho de receita para o Fundo Social, mas o desenvolvimento econômico e social pode ser antecipado em decorrência de novos investimentos pela indústria.

Deste modo, a Política Industrial poderia ser implementada a partir da venda do gás diretamente para segmentos energo estratégicos com a celebração de contratos que ofereçam previsibilidade suficiente para a realização de investimentos e preparação para seu consumo. Tal política deve observar ainda uma modelagem que aproxime o resultado final àquele que seria obtido, caso houvesse múltiplos ofertantes no mercado.

Neste sentido, a ABRACE apresenta, de forma não exaustiva, suas propostas para a comercialização da parcela de gás natural da União, com o propósito de estabelecer uma política de comercialização do gás destinada aos setores considerados energoestratégicos no consumo deste energético.

Como mencionado anteriormente, uma vez que o gás natural pode aumentar a competitividade de um país, como no caso recente dos EUA, a política industrial proposta deve buscar:

- Alocar às indústrias que são mais sensíveis às variações de preço, o gás natural a custos competitivos.
- Estabelecer mecanismos de leilão, que gerem preços aderentes com os custos de comercialização (produção, escoamento e processamento).
- Oferecer clareza quanto aos prazos contratuais; metodologia de reajuste dos preços; e volumes comercializados. Tais mecanismos são importantes para conferir previsibilidade e suportar as decisões de investimento dos consumidores industriais.

Nesta concepção, até que o mercado brasileiro de gás natural seja competitivo (o que pode ser obtido através da proposta de criação de um mercado spot de gás induzido pela presença de um market maker, conforme nota técnica ABRACE – Mercado Secundário: Proposta de Aplicação dos Casos Internacionais ao Mercado Brasileiro) parte do gás que couber à União poderia ser ofertada em leilões específicos, a serem realizados regularmente pelo agente comercializador, sob gestão da PPSA, conforme propostas a seguir:

- Beneficiários: setores energo estratégicos discriminados pelo CNPE.
- Preço: o preço mínimo para oferta nestes leilões deverá refletir o custo marginal de produção, somado aos custos com escoamento e processamento do gás. Uma proxy para este valor poderia ser o preço pago pela Petrobras pelo gás de produtores parceiros em outros campos. Ainda, deveria haver um preço teto, menor ao preço praticado pela Petrobras atualmente com o objetivo de garantir a efetividade da política industrial e a captura desta oferta por setores mais sensíveis ao custo do gás e que, portanto, necessitam de um preço mais baixo.
- Leilão: o agente comercializador deve informar o montante de gás natural a ser ofertado, especificado em lotes, de acordo com o prazo para a contratação. A minuta de contrato deverá ser publicada previamente ao leilão, discriminando, dentre outras

cláusulas, as condições de reajuste do preço de venda em leilão, a partir da variação do índice de atualização previsto contratualmente.

- Volumes Contratados: os consumidores devem informar previamente ao agente comercializador sua intenção de consumo. Caberá ao CNPE, em caso de sobredemanda, avaliar os volumes a serem direcionados aos diversos setores que solicitaram participação no leilão, que poderá, ainda, definir um limite de demanda por agente, a partir do histórico do consumo médio por unidade de consumo. Este limite é importante para que um único segmento não capture o volume a ser ofertado aos demais.

3.6.4.1. OPERACIONALIZAÇÃO

O CNPE deverá indicar o limite de volume de gás natural – parcela da União a ser destinado à política industrial – que será ofertado em leilão. O edital do leilão, em que também serão definidas as regras do certame, deverá conter a informação sobre o preço mínimo, preço máximo e regras de reajustes, além dos volumes a serem ofertados de acordo com os prazos para contratação, conforme descritos anteriormente.

Em seguida os licitantes informarão as intenções de demanda. Em caso de escassez de oferta, o CNPE deverá analisar, conforme o volume ofertado no leilão e o histórico do consumo médio por unidade de consumo, qual será a parcela que caberá a cada agente consumidor. Como exemplo, de modo a equilibrar oferta e demanda e atender o maior número possível de consumidores, poderia ser definido determinado percentual do consumo médio dos últimos dois anos para as unidades consumidoras licitantes do leilão.

Uma vez definidas as quantidades a serem ofertadas para cada unidade de consumo, os licitantes indicarão seus lances fechados de preços e quantidades, respeitando a limitação de demanda indicada pelo CNPE. O coordenador do leilão alocará os lotes correspondentes de forma decrescentes, atendendo primeiro àquela demanda de preço mais alto até que seja ofertado todo o gás natural em leilão.

Caso ainda houver sobra de gás para ser ofertado, será realizada uma nova rodada de licitações a um preço teto menor, equivalente àquele preço ofertado na primeira rodada e mantendo-se o preço mínimo e o limite de demanda definido pelo CNPE. Estas novas rodadas podem ser necessárias, mesmo considerando uma oferta limitada, pois o consumidor, estrategicamente para ter acesso ao leilão, pode indicar uma quantidade menor ao seu limite de compra previamente definido pelo CNPE.

Este modelo poderia conferir maior competitividade entre os agentes e, ainda, garantir que todos os setores tenham a oportunidade de serem atendidos por esta política industrial. Ademais, esta proposta encontra respaldo no mecanismo de leilão utilizado no mercado de

energia elétrica interconectado da Pennsylvania, New Jersey e Maryland, e que parece ter servido de inspiração para o leilão de energia de longo prazo adotado no Brasil⁸⁴.

3.6.5. RISCOS E DESAFIOS

Harmonização Regulatória Estadual: a distribuição de gás natural possui características de monopólio natural e é, ao mesmo tempo, o elo da cadeia de valor mais próximo do mercado consumidor. A combinação destas duas características exige a presença de mecanismos que garantam que as distribuidoras atendam o interesse público.

A criação de uma atividade de distribuição eficiente no Brasil exige mudanças na regulação estadual que deve promover o desenvolvimento do mercado como um todo. Desta forma, dentre os eixos de mudança para o setor de distribuição no país, merecem destaque:

- Assegurar regulação clara e adequada pelos estados. Muitos estados não possuem regulamentação para o mercado livre de gás natural, o que impossibilita a negociação direta do gás natural entre consumidores e produtores.
- Assegurar regulação clara e adequada pelos estados, através de maior transparência no processo de revisão das margens de distribuição e da gestão eficiente dos ativos das distribuidoras.

Acesso à infraestrutura de Transporte: Hoje, os agentes que queiram acessar a malha de transporte brasileira encontram dificuldade em relação à capacidade disponível para o acesso, assim como em dimensionar o custo deste acesso. Atualmente não se tem conhecimento das possibilidades de acesso ao serviço de transporte por falta de informações divulgadas pelos transportadores, assim como pela falta de fiscalização dessas informações pelo regulador.

4. ELABORAÇÃO

Juliana Rodrigues
Gerência de Energia

Mirella Rodrigues
Gerência de Energia

Camila Schoti
Gerente de Energia

⁸⁴ Neste modelo, o coordenador do leilão anuncia um preço máximo e mínimo, indicando a quantidade a ser ofertada neste intervalo de preços a determinado prazo. Se for verificado que há pouca concorrência, o volume de oferta será ajustado para impedir poder de mercado. Para maiores informações: Carneiro M. Os leilões de longo prazo do novo mercado elétrico brasileiro. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia. UFRJ. Janeiro 2006.