

DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO DE GÁS NO BRASIL

AGO.2017

Disclaimer: Banco Mundial: Os resultados, interpretações e conclusões consolidadas neste documento refletem a posição do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da FGV e não necessariamente a visão institucional dos Executivos do Banco Mundial, dos governos que representa ou dos interlocutores que contribuíram com o trabalho.

1. Introdução

A partir de 2016, o governo federal vem propondo diversas iniciativas para reestruturar a indústria de gás no Brasil, notadamente, o “Gás Para Crescer”, buscando estabelecer um mercado competitivo de gás no país.

Neste contexto de reestruturação do setor no Brasil, o FGV-CERI tem desenvolvido uma agenda de estudos sobre o tema. Como produtos recentes deste esforço, foram lançados em 2017 dois estudos com reflexões que visam a contribuir com o assunto: Policy Brief: Establishing a Brazilian Gas Market¹; e Development of a Competitive Natural Gas Market².

Este relatório é o resultado de um terceiro estudo, desenvolvido como uma contribuição do FGV-CERI para os trabalhos no âmbito do programa “Gás para Crescer”, e apresenta uma proposta de modelo para o mercado de gás no país.

O presente trabalho está dividido em nove capítulos, descritos a seguir.

¹ Disponível em: <<http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/workshopaper-policy-brief-the-construction-of-the-brazilian-gas-market-2016-v2.pdf>>.

² Disponível em: <<http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/development-of-a-competitive-natural-gas-market.pdf>>.

Após esta introdução, o capítulo 2 apresenta a visão do FGV-CERI para um futuro mercado de gás no Brasil, mostrando a evolução da regulação do setor, que deu origem à atual arquitetura do mercado no país. Propõe também o resultado desejado com a reforma da indústria de gás, destacando resumidamente os principais pontos para a implementação de um arranjo bem-sucedido.

O capítulo 3 define a estrutura e características de um mercado de gás, apresentando os principais players no mercado e suas funções.

O capítulo 4 aborda o mercado de commodities, incluindo a discussão entre a comercialização e a distribuição de gás, e entre o fornecimento e a comercialização. Adicionalmente, é apresentada uma proposta de como seria organizado um mercado de balcão de gás natural no Brasil.

O capítulo 5 mostra as principais diretrizes para o estabelecimento de uma bolsa de futuros de gás no país.

O capítulo 6 apresenta a proposta de um mercado de capacidade, definindo como seria o acesso ao transporte de gás, a importância de um operador do sistema e o balanceamento do sistema.

O capítulo 7 descreve como seria a estrutura de informação e governança desejada para as empresas do setor, abordando a experiência internacional, com diferentes níveis de centralização na divulgação de informações.

O capítulo 8 mostra como seria gerenciado o risco de crédito na reestruturação do setor, propondo, por exemplo, a instituição de um GasBank no país.

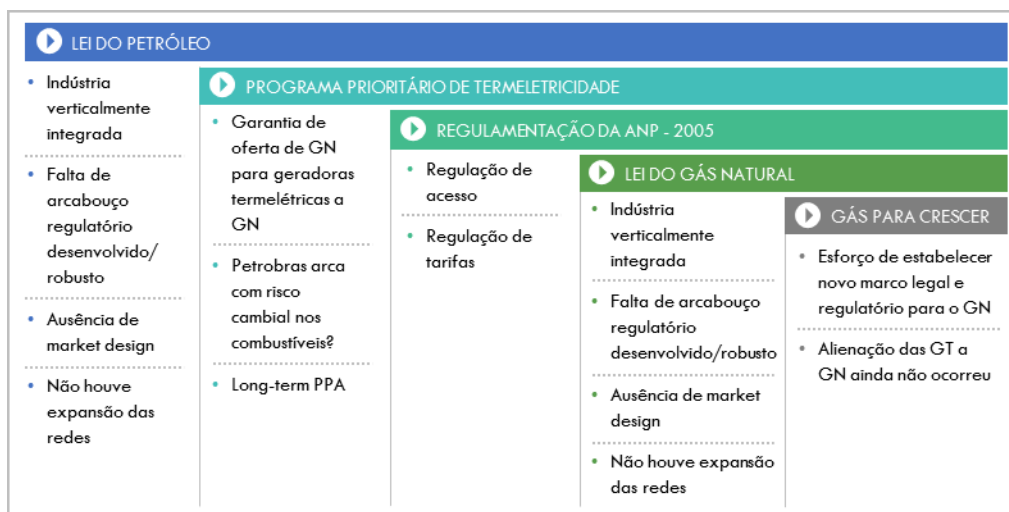
Por fim, o capítulo 9 apresenta resumidamente as diretrizes sobre como seriam tratados os arranjos de transição, que serão detalhados oportunamente em um próximo estudo.

2. Visão CERI para um Futuro Mercado de Gás Natural no Brasil

Em uma indústria energética em transformação, com uma larga penetração de fontes intermitentes e uma reorientação internacional de suas pautas de investimento, o gás natural se apresenta como uma importante ponte para o futuro, o combustível que fará a transição para esta nova conformação dos recursos energéticos no mundo.

A evolução do setor no Brasil pode ser caracterizada como um conjunto de tentativas de desenvolvimento de um mercado de gás natural. Apesar do aumento verificado da demanda por este recurso no país (variando de 49,2 a 80,3 milhões de m³/dia entre 2007 e 2016), apenas na exploração e produção houve efetiva entrada de outros agentes - ainda que a produção ainda esteja fortemente concentrada na Petrobras, que responde por 99%³. Nos demais segmentos da cadeia, a indústria permaneceu verticalmente integrada e operada como um monopólio de fato.

FIGURA 1. MARCOS NORMATIVOS E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NO BRASIL



Fonte: FGV CERJ

Argumentamos que tais reformas não estabeleceram a promoção da livre concorrência (artigo 1º, III) e proteção dos interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta de produtos (artigo 1º, IX) um marco regulatório harmônico e coerente. Em particular, a reforma promovida pela Lei n.º 11.909/09, que estabelece um regime de acesso regulado à infraestrutura de transporte, alcançou resultados limitados quanto ao acesso não discriminatório aos gasodutos (i.e. Artigo 58, Artigo 8, XIX).

Mais recentemente, diante da decisão de desinvestimento pela Petrobras e do anúncio de reformas setoriais pelo Governo, o mercado tem se movimentado para propor suas visões da reforma e quais pontos seriam centrais para permitir a entrada de novos agentes.

³ Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Abril de 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwanp/imagens/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_abril-2017.pdf. Acesso em: 21.06.2017.

Sem maiores incursões sobre o diagnóstico, trata-se de explorar a oportunidade de um momento onde algumas decisões antes tomadas e operacionalizadas dentro de um grupo econômico - a Petrobras - são explicitadas em contratos⁴. Dessa forma, esse novo conjunto de regras precisa ser tal que permita novos agentes entrar e competir neste ambiente de mercado, com incentivos adequados e capazes de promover maximização do bem-estar social /ou alocação eficiente de recursos.

Em uma primeira aproximação, essa mudança na estrutura regulatória do mercado pode ser compreendida da seguinte forma:

TABELA 1. ESTRUTURA ATUAL DO MERCADO E RESULTADO DESEJADO COM A REFORMA

<p>▶ ARQUITETURA ATUAL O mercado que temos</p>	<p>▶ RESULTADO DESEJADO O mercado que queremos</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Marco regulatório incoerente; • Falta de produtos - de molécula e de capacidade - de curto prazo que não permitem a gestão de flexibilidade pelos agentes; e • Forte integração vertical. 	<ul style="list-style-type: none"> • Grande número de agentes e transações; • Acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais; e • Alocação adequada de riscos, que envolve, dentre outros aspectos, a definição de oferta de diferentes produtos - de molécula e capacidade - para gestão de flexibilidade pelos agentes.

Fonte: FGV CERJ

Para a implementação de um arranjo que produza de fato maximização do bem-estar social e reduza o custos de transação, **quatro decisões a serem adotadas no curto prazo são fundamentais:** (i) definição do desenho do mercado atacadista (*wholesale*); (ii) estabelecimento do regime de separação (*unbundling*) a ser observado ao longo da cadeia da malha de transmissão; (iii) definição do regime que garanta um efetivo acesso não discriminatório à malha de transporte e conseqüentemente estabeleça um mercado de capacidade; e (iv) implementação de instrumentos de transparência e divulgação de informações ao mercado.

Importante também destacar que a efetividade da implementação do modelo a ser proposto dependerá em grande medida dos arranjos de transição que serão adotados. Se o objetivo da reforma é gerar entrada de novos agentes, o que por sua vez aumenta a concorrência e o número de transações feitas por esses agentes econômicos, é preciso que os agentes tenham clareza sobre quais são as atuais barreiras estratégicas

⁴ O processo de abertura do setor iniciado em 1995 já determinava em alguns níveis da cadeia a obrigação de separação jurídica entre as unidades. Dessa forma, mesmo que o gás fosse comercializado, transportado e distribuído entre subsidiárias da Petrobras, parte das relações jurídicas envolvidas já foi explicitada através de contratos, a exemplo dos contratos de comercialização e de transporte de gás natural. No entanto, algumas relações que antes aconteciam de forma interna ao incumbente ou com maior grau de informalidade e rigor em relação à aplicação de determinadas normas, passarão a ser externalizadas através de contratos formais e com maior grau de transparência para o mercado.

que os impedem de acessar os mercados e, por sua vez, estabeleçam a livre concorrência no mercado de varejo (distribuição) e atacado (*wholesale*). Além das questões associadas a distorções de custos⁵, informação assimétrica, e pontos de estrangulamento monopolísticos, tais barreiras estão diretamente ligadas à ausência da oferta de acesso a produtos para gestão de flexibilidade, como será visto adiante. Como observamos em oportunidades anteriores, tais produtos não estão atualmente disponíveis no mercado brasileiro, o que dificulta a entrada de um agente sem portfólio de contratos e/ou mecanismos que permitam gerenciar internamente essa flexibilidade.

Reiteramos a importância destas definições neste momento da discussão, tanto no que diz respeito a seu aspecto material (importância para aprovar e implementar regras que produzam uma alocação eficiente de recursos ao longo de toda a cadeia produtiva), quanto em seu aspecto formal (eventuais arranjos de separação mais restritivos devem estar previstos em lei).

3. Definição da Estrutura e Características do Mercado de Gás

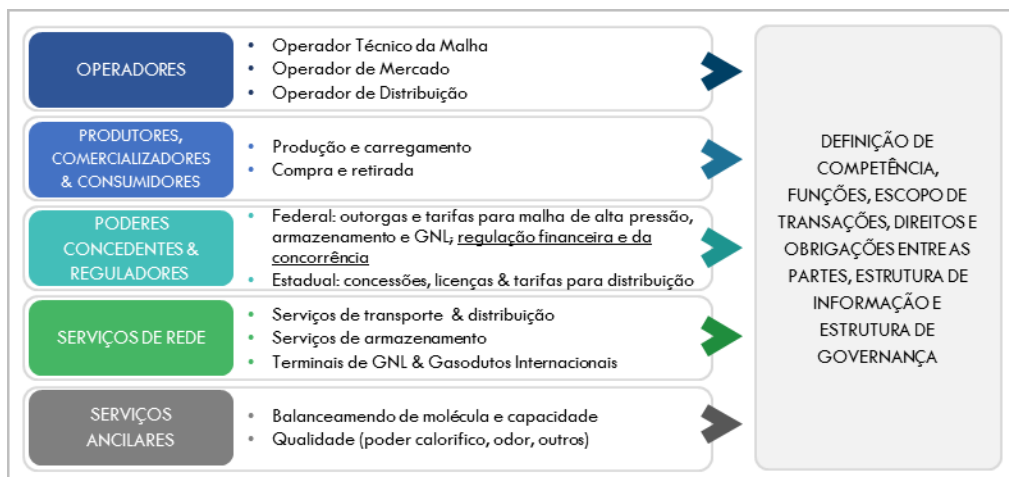
Um mercado competitivo é caracterizado por conjunto básico e articulado de componentes que asseguram um comportamento dos agentes em conformidade com princípios de mercado aceitáveis: (i) número de participantes (suficientemente) grande – número de ofertantes maior ou igual ao de demandantes, de modo que nenhum deles isoladamente seja capaz de determinar preços; (ii) transações com um produto homogêneo e em um ambiente com informação simétrica; ou seja, para que este ambiente exista e funcione, é necessário que haja informação disponível para que agentes de mercado tomem decisões racionais, (iii) desenho de regras compatíveis com princípios de mercado de modo a guiar o comportamento dos participantes.

Vale notar que a definição acima incorpora três dimensões essenciais de um mercado: conjunto de agentes, produto e estrutura de informação. Essa “taxonomia” é útil também na análise das condições para desenvolver um mercado competitivo de gás natural. No caso em tela, trata-se de um conjunto de mercados - *commodity* e capacidade - e que

⁵ Tais distorções decorrem, por exemplo, da falta de clareza em relação à regulação da comercialização. A disputa pelo exercício desta competência acabou levando a abusos, a exemplo da determinação de pagamento de uma tarifa de O&M às distribuidoras de gás sem que haja efetivamente uma contrapartida prestada pela concessionária. Ademais, em alguns casos, observou-se a determinação no âmbito da legislação estadual de que agentes comercializadores de GNC – modal alternativo - adquirissem o gás junto às distribuidoras, empilhando um custo para a atividade de distribuição de GNC e tornando-a menos competitiva.

tem dimensões físicas, comerciais e financeiras encadeadas. Não há que se falar em separação entre as referidas dimensões, pois há estrita dependência entre elas e a falha em reconhecer essa relação tende a produzir disfunções e ineficiência.

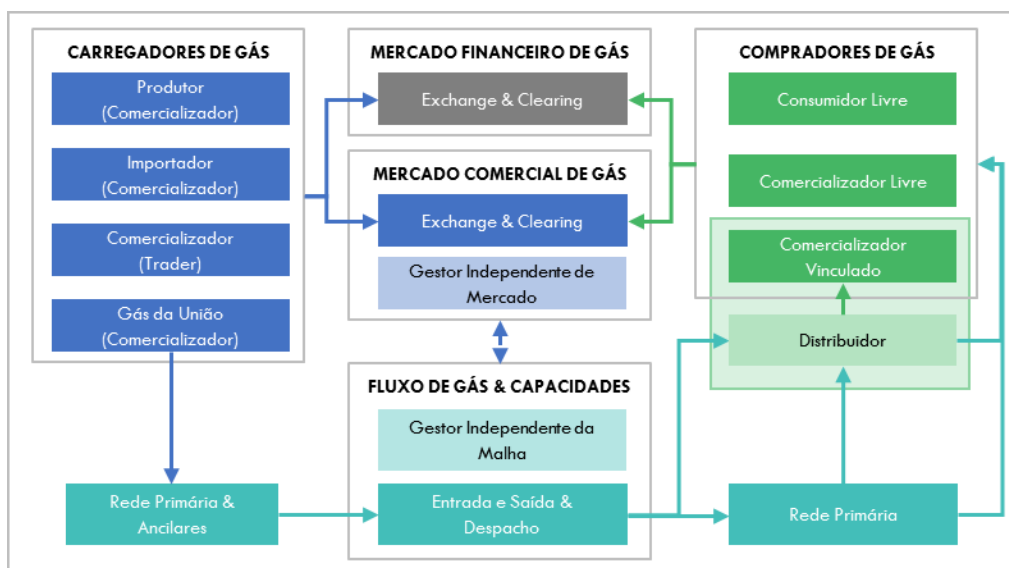
FIGURA 2. PARTICIPANTES E SERVIÇOS DE UM MERCADO DE GÁS



Fonte: FGV CERJ.

Ainda, para dar maior precisão à terminologia adotada neste relatório, é importante destacar que a relação de compra e venda de molécula firmada com um produtor ou com um comercializador está sendo denominada 'comercialização' e aquelas relações de fornecimento firmadas com as distribuidoras como resultado da prestação de um serviço público estão sendo denominadas 'fornecimento'.

FIGURA 3. ESTRUTURAS E FLUXOS DE UM MERCADO DE GÁS NATURAL



Fonte: FGV CERJ

A análise da arquitetura geral do mercado *wholesale* pode ser entendida através da seguinte estrutura: (i) definição dos ofertantes credenciados a fazer trocas neste ambiente; (ii) definição dos demandantes/compradores que poderão acessar esse mercado; (iii) definição de como se dá a interação entre os agentes em três ambientes - (iii.a) de capacidade; (iii.b) das transações físicas de molécula; e (iii.c) das transações financeiras do mercado de gás.

Em termos simples, um mercado de gás funciona de modo semelhante a outros mercados de *commodities*, conforme descrito na Figura 3 acima.

3.1. Mercado Físico de Gás - Fluxo Físico de Gás

- Carregadores, compradores e transportadores informam ao Operador Técnico do Sistema (OTS) a programação para o dia/ mês seguinte;
- O OTS compatibiliza as demandas e ofertas de carregadores e compradores emitindo ordens de despacho;
- Desbalanceamentos são gerenciados através de renominação de capacidade, novas ofertas, interrupções e chamadas de/ para armazenamento; e
- O OTS emite ao fim do dia informações sobre quantidades carregadas e entregues aos participantes nos pontos de balanceamento e entrada e saída.

3.2. Balcão de Gás - Mercado de Commodities

- Carregadores e compradores informam ao Operador de Mercado contratos OTC (*Over-The-Counter*) firmes, bem como demandas/ contratação *spot*;
- O Operador de Mercado estabelece e torna público preços para dia/ mês seguinte (*spot*, *prompt* e *forward*);
- Desequilíbrios verificados ao longo do dia (*intraday*) são precificados com base em informação do OTS (em tempo real) e os participantes de mercado podem propor *bid-ask prices*;
- O Operador de Mercado ao final do dia publica o preço de fechamento ao qual são liquidados os contratos *spot*; e

- Com base na informação recebida do OTS, são solicitados e realizados os pagamentos aos participantes envolvidos. Resulta num índice de preços.

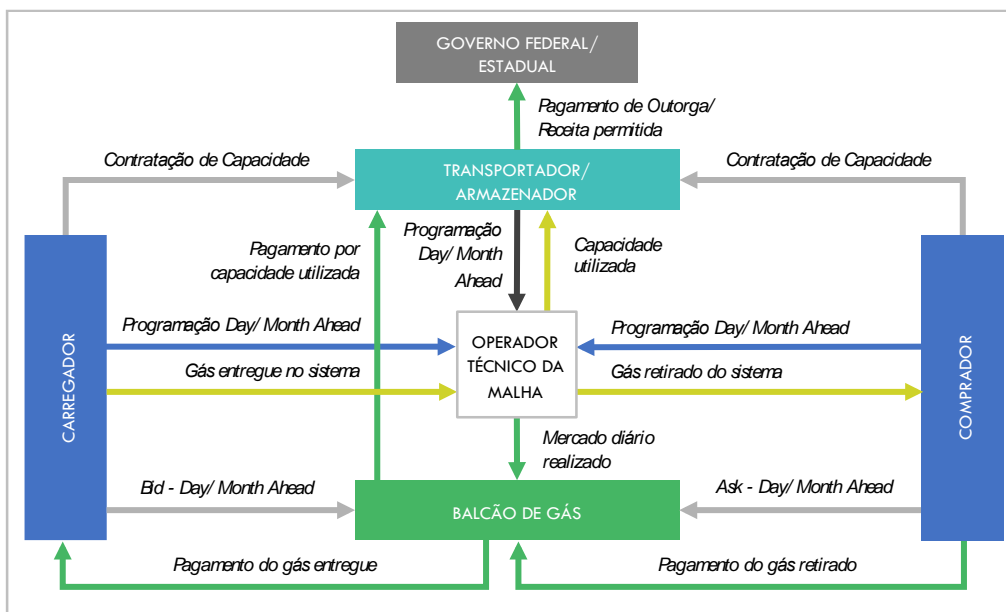
3.3. Mercado Financeiro de Gás - Bolsa de Futuros de Gás

- Carregadores, compradores, transportadores, risk managers e investidores negociam contratos padronizados de gás natural na Bolsa;
- Participantes de Mercado fazem propostas para derivativos (*intraday/ day/ month ahead*);
- Ao final de cada dia, a Bolsa estabelece e publica o preço de fechamento ao qual os contratos são liquidados, bem como os volumes negociados; e
- Com base nas informações das negociações, pagamentos são solicitados e efetuados para os participantes afetados, resultando num índice de preços.

3.4. Pagamentos de Outorgas

- Outorgas são pagas anualmente ou semestralmente, de acordo com contratos e com a atividade reportada pelo OTS e pelo Operador de Mercado.

FIGURA 4. FLUXOS DE INFORMAÇÃO E RELAÇÕES CONTRATUAIS



Fonte: FGV CERJ

4. Mercado de Commodities

4.1. Acesso ao Mercado

Diante do desafio de reformar o marco regulatório para efetivamente criar e garantir a livre concorrência no mercado de gás natural no Brasil, é preciso direcionar esforços para esclarecer a atual organização do mercado, de modo que a legislação vigente possa proporcionar maior segurança jurídica no desenvolvimento do setor. Dentre as questões que demandam maior clareza e maior detalhamento das regras de regulação do mercado, tem-se: (i) quem pode participar do mercado atacadista e (ii) quem pode acessar a infraestrutura de transporte.

Na estrutura proposta, quatro categorias de agente poderão ofertar gás no mercado. São eles: (i) produtores; (ii) importadores; (iii) comercializadores; e (iv) a própria União⁶. Do ponto de vista da demanda, além das (i) distribuidoras, devem ser capazes de comprar (e vender) gás no mercado atacadista: (ii) comercializadores (livres ou vinculados às distribuidoras); (iii) consumidores livres; (iv) autoprodutores e (v) autoimportadores.

Para que o mercado seja competitivo, é essencial que, além do acesso ao mercado atacadista, estes *players* tenham acesso também à infraestrutura de transporte, ao mercado de capacidade. Por essa razão, a legislação deve deixar claro também quem serão os agentes habilitados a contratar capacidade no sistema, prevendo os requisitos necessários, bem como as contrapartidas devidas.

Em outros termos, essas decisões determinam se e em que medida é possível haver o *by-pass* comercial e/ou o *by-pass* físico das distribuidoras de gás canalizado no mercado⁷. Caso seja possível o *by-pass* comercial, deve ficar definido em lei federal quais agentes poderão contratar gás natural junto a um agente diferente da distribuidora - seja ele fornecedor doméstico alternativo ou grandes indústrias com elevado consumo de gás

⁶ O gás da União é incluído como fonte de oferta por estar sendo discutida a possibilidade deste gás ser disponibilizado em condições diferentes das aplicadas ao mercado em geral. Por essa razão, ainda que negociado por um comercializador, se ofertado em condições diferentes das de mercado, representará um produto distinto em oferta.

⁷ Em termos gerais, o *by-pass* físico representa a possibilidade de um agente ter seu atendimento de gás sem se conectar à malha da distribuidora e sem ter que lhe pagar qualquer retribuição por não se conectar à malha da distribuidora. O *by-pass* comercial, por sua vez, diz respeito à possibilidade do agente escolher o seu supridor de molécula, não tendo que adquiri-la junto à distribuidora.

(caso do consumidor livre), ou ainda quando o próprio agente é produtor de gás (auto-produtor); ou mesmo outro fornecedor internacional (autoimportador) como indicado acima (no lado dos players demandantes).

É importante que esteja explicitado não apenas quais são os agentes que terão o direito de escolher o fornecedor de gás dentro do território nacional, mas também quais são os critérios para que um determinado agente se classifique como consumidor livre, autoprodutor e autoimportador. A definição destes aspectos na legislação federal poderá levar a eventuais questionamentos atinentes ao art. 25 §2º, da Constituição Federal, os quais serão tratados mais adiante em capítulo próprio desta contribuição.

4.2. Requisitos Gerais e Conteúdo Mínimo dos Contratos

Um dos primeiros requisitos a serem observados pela regulação setorial diz respeito à formalização das relações de comercialização de molécula através de contratos. Tal diretriz já está contida na Lei n.º 11.909/09 (art. 47). Atualmente, o comando legal estabelece a obrigatoriedade do registro dos contratos na ANP.

Uma característica chave de um mercado de gás moderno é que contratos comerciais de compra e venda de moléculas são contratos negociados nas câmaras especializadas em mercados organizados. Isso implica que contratos comerciais de gás (curto/médio/longo prazo) são padronizados e negociados pelos agentes de mercado financeiro de acordo com normas e critérios definidos por reguladores financeiros (como a CVM). Significa dizer que, além do registro na ANP, os contratos entre um carregador A e um comprador B devem passar a ser registrados em uma instituição responsável por monitorar as relações comerciais no mercado financeiro. Sendo assim, transações devem estar em conformidade com a regulação financeira, como níveis de transparência e proibições de manipulação de preço.

No Brasil, a B3, que resulta da combinação de atividades da BM&F Bovespa e da Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (CETIP), é exemplo de mercado organizado para negociação de ativos tanto em Balcão, como de negociação em bolsa. É de notar que a B3 é objeto de regulação pelo BACEN e pela CVM, reguladores financeiros.

A obrigatoriedade do registro e a transparência de algumas informações proporcionarão ao mercado instrumentos para acompanhar o tamanho de mercado, o número de trocas feitas pelos agentes e referências de preço que possam dar sinais mais eficientes ao mercado.

Adicionalmente, **a regulação deve estabelecer o conteúdo mínimo a ser observado por estes contratos. Tal conteúdo mínimo pode abranger, por exemplo, a forma de estruturação do preço no contrato.** Atualmente, a regulação do setor de gás⁸ estabelece que os contratos devem obrigatoriamente conter: (i) a modalidade de prestação do serviço; (ii) termos e condições gerais de prestação do serviço; (iii) volumes transacionados; (iv) preço desagregado na parcela referente à molécula e na parcela referente ao custo de transporte (se aplicável); (v) critérios de reajuste das parcelas de preço; (vi) ponto de transferência de propriedade; (vii) prazo de vigência; e (viii) cláusula de resolução de disputas. Esse conteúdo mínimo poderia ser de fiscalização mandatória pelo agente que fique responsável pelo registro dos contratos (como seria o caso da B3).

4.3. Comercialização e Distribuição: o art. 25 §2º da Constituição

Dentre as questões em discussão no Gás para Crescer, um dos pontos que provoca maior debate diz respeito à delimitação de competências entre a União e os Estados em função da previsão do art. 25, §2º da Constituição, o qual versa sobre a competência dos Estados para explorar os “serviços locais de gás canalizado”. Em linhas gerais, o problema consiste em saber a quem compete regular a comercialização do gás natural e qual a extensão desta competência.

A falta de clareza do texto constitucional sobre o alcance desta expressão leva a um cenário de insegurança jurídica e ineficiência que representa um gargalo importante ao efetivo desenvolvimento deste mercado.

Inicialmente, é importante distinguir que há uma leitura econômico-financeira e uma leitura jurídica do problema.

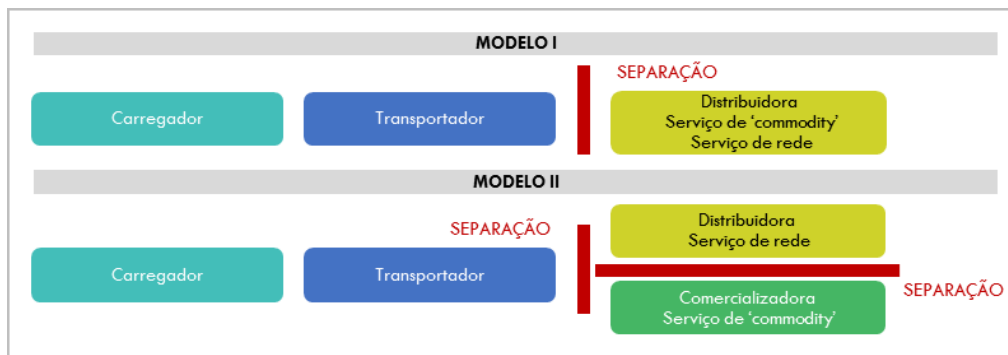
O problema econômico

No que diz respeito aos aspectos econômicos, a questão consiste em saber como se estrutura usualmente este segmento da cadeia e sob quais modelos de negócio existe viabilidade para desenvolvimento de uma rede de distribuição de gás natural. Internacionalmente, os movimentos de liberalização das indústrias de rede promoveram uma separação – em diferentes níveis de intervenção – entre o produto que se oferta e as redes necessárias para a movimentação deste produto. Esta separação decorre da ob-

⁸ Tais requisitos estão previstos na Resolução ANP n.º 52/2011.

servação de que a oferta do produto acomoda múltiplos participantes e que a exploração econômica das redes, geralmente reconhecidas como monopólio natural e geradoras de externalidades, é otimizada se feita por um único agente.

FIGURA 5. MODELOS DE SEPARAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL



Fonte: FGV CERJ

Dada a ineficiência na competição entre redes, compete à regulação determinar o nível de retorno eficiente associado à sua exploração, conseqüentemente, a receita (esperada) a ser auferida pelo agente em um determinado período. Esta receita, importante ressaltar, independe do nível de efetiva utilização das redes e os custos são compartilhados entre o conjunto dos usuários da rede.

Dessa forma, para que se evite um crescimento desordenado ou superdimensionamento da rede que venha a onerar demasiadamente os usuários, os investimentos a serem feitos por este agente são previamente aprovados pelo regulador, conforme planos de investimento que demonstrem sua viabilidade (ou prudência). Desde que o custo por unidade movimentada na rede não seja excessivo - o que afastaria a viabilidade de novos investimentos -, o dono da rede é neutro ao risco de demanda, pois uma vez aprovado e realizado o investimento, aqueles ativos passam a compor a base que determina ciclo a ciclo a receita requerida do agente. **Ou seja, em termos econômicos, é possível a separação e independência das atividades de venda de molécula – comercialização – dos serviços de rede (a distribuição de gás canalizado, no caso).**

A experiência internacional mostra exemplos onde se verifica a separação total entre as atividades, sendo possível a todos os consumidores escolherem os seus fornecedores de gás (molécula) (*full retail competition*).

O que deve ser investigado, no entanto, é o impacto de permitir o *by-pass* físico da rede de distribuição (em qualquer hipótese) sobre a viabilidade econômico-financeira da expansão das redes.

Em outros termos, se for possível para qualquer consumidor se conectar diretamente à malha de transporte de gás natural, como este movimento ocorrerá primordialmente por parte dos grandes consumidores, existe o receio de que a quantidade consumida pelo universo dos usuários conectados à rede de distribuição não tenha escala suficiente para viabilizar a expansão da malha. Esta situação, no entanto, deve ser investigada na modelagem da concessão de cada um dos ativos, e não de forma irrestrita pelo marco regulatório setorial. Devem ser observadas questões como: (i) o estágio de desenvolvimento da rede na região; (ii) número, perfil e classe dos consumidores conectados; e (iii) perspectiva e perfil de expansão da demanda. Mesmo nesta hipótese, deve-se observar que não se estaria diante de uma restrição ao *by-pass* comercial, que diz respeito à possibilidade de compra do gás natural de comercializadores outros que não o vinculado à concessionária de distribuição de gás.

Por fim, uma questão não menos importante no atual contexto diz respeito à gestão do risco de compra de gás pela distribuidora. Como falamos acima, o objeto da outorga da distribuidora e seu modelo de negócios dizem respeito à exploração dos serviços de rede. No entanto, para o universo dos consumidores cativos, este agente tem também o risco de gerir seu portfólio de compra de gás, de forma a garantir o atendimento da demanda. Este é um risco importante e que hoje vem sendo gerido pela própria Petrobras e negociado caso a caso com as distribuidoras. Com a entrada de novos agentes e a assunção de um novo papel pelo incumbente, as distribuidoras terão que gerenciar diretamente este risco. Neste contexto se insere a discussão sobre o *by-pass* comercial. É necessário estabelecer mecanismos para que a distribuidora consiga gerenciar o risco da compra de gás para atendimento a seu mercado cativo. Não significa, no entanto, que lhe deva ser franqueada irrestritamente uma exclusividade sobre o direito de comercializar gás em determinada área de concessão.

Em síntese, do ponto de vista da eficiência econômica e da estruturação das indústrias de redes, “serviços locais de gás canalizado” devem englobar as atividades relacionadas à rede de distribuição, que seguem uma estrutura de remuneração onde o dono do ativo é (ou deve ser) neutro ao nível de utilização das redes, como forma de promover o seu aproveitamento ótimo. O operador da rede idealmente deve ser remunerado pela operação e manutenção da rede, sendo-lhe indiferente o quanto de produto passa pela rede e quem é o seu proprietário.



Em todo caso, do prisma da eficiência econômica, não parece ser correta a premissa de que a viabilidade do serviço de rede tem como condição de existência sua exploração em conjunto com a comercialização da molécula com exclusividade pelo mesmo agente. Reconhece-se, no entanto, que, caso a caso, a modelagem da concessão poderá entender

que a atratividade de um determinado ativo e a viabilidade da expansão das redes está associada à presença de um conjunto de usuários que darão a escala necessária.

O Problema Jurídico

A exploração dos serviços locais de gás canalizado foi constitucionalmente atribuída aos Estados no art. 25 §2º. Esse dispositivo foi objeto da Emenda Constitucional nº 5, em 15/08/1995. Com a edição da EC 5/95, passou a ser admissível aos Estados conceder a exploração dos serviços locais de gás canalizado não somente a empresas estatais:

TABELA 2. REDAÇÃO ORIGINAL E REDAÇÃO ATUAL DO ART. 25, §2º DA CONSTITUIÇÃO

 REDAÇÃO ORIGINAL Texto original da Constituição	 REDAÇÃO DADA PELA EC 5/95 Reforma setorial
§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição , os serviços locais de gás canalizado.	§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado , na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

Fonte: FGV CERJ

Com a Emenda Constitucional nº 5/95, além da admissibilidade de concessão a entes privados (possibilitando a privatização e liberalização), foi determinado também que fosse editada lei para disciplinar os serviços locais de gás canalizado. A CF/88 seguiu silente em disciplinar o que seriam considerados os serviços locais de gás canalizado dispostos no art. 25, §2º. Por que o constituinte derivado teria trocado a terminologia “distribuição”, constante da redação original, por “serviços locais de gás canalizado”? Seria apenas uma mudança de nomenclatura ou haveria uma mudança de significado nessa alteração?

Conforme visto no tópico anterior, a estruturação econômica deste serviço mostra que ela se organiza em torno de duas atividades: (i) o serviço de rede propriamente dito; e (ii) a comercialização de molécula. Apesar da falta de clareza do texto constitucional sobre as atividades que estariam abrangidas pela expressão “serviços locais de gás canalizado”, a observação de como se organiza esta etapa da cadeia direciona as possíveis leituras.

O conceito de serviço local de gás canalizado pode ser entendido como restringindo tal atividade à distribuição, tendo em vista que a redação original do art. 25, §2º, da Constituição Federal aludia expressamente a esse termo: “distribuição”. Uma vez que a norma constitucional atribui a competência de exploração da atividade aos Estados, cabe também a esses entes a regulação desse serviço público, compreensão essa que também é reforçada pelos tribunais.

Vários Estados-membros, ao concederem a 26 distribuidoras o direito à exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, consideraram também como objeto dessa concessão a exploração da atividade de comercialização de gás natural. Em alguns casos, junto à competência para a exploração dos serviços de distribuição e comercialização, também foi inserida a exclusividade para a prestação dos mesmos; porém, alguns Estados⁹ conferiram prazo menor para a prestação do segundo sob regime de exclusividade.

Parte da doutrina¹⁰ acredita que é imprescindível conferir aos distribuidores locais de gás canalizado a exclusividade para a prestação dos serviços de comercialização; do contrário, esses agentes não conseguiriam obter ganhos de escala que lhes possibilitasse ampliar a rede de distribuição através da cobrança de tarifas razoáveis - modicidade tarifária. Essa necessidade de garantir franquia sobre o fornecimento do recurso para grandes clientes é explicada pela grande participação dessa classe de consumo na receita - pois estes usuários são responsáveis por cerca de 90% dos volumes comercializados por estas concessionárias.

Em decisão monocrática sobre o tema, a Ministra Carmen Lúcia, do Supremo Tribunal Federal, sustentou que “para a configuração do serviço local, são irrelevantes a espécie de destinação (uso próprio ou resfriamento e comercialização) e a quantidade adquirida (industrial ou residencial)”.¹¹

No entanto, ao se analisar a Constituição, observa-se que não é claro o alcance dado pela expressão “serviços locais de gás canalizado”. Além disso, importa dizer que não há um dispositivo que atribua a um ente específico a competência para legislar sobre a comercialização de gás natural. Por essa razão, é preciso analisar o contexto no qual está inserida essa competência e como ela se articula com o restante do arranjo de atribuição de competências ao longo da cadeia. Vejamos.

Analisando-se sistematicamente a Constituição de 1988, observa-se que foi dado um papel predominante e de centralização de competências à União Federal em matéria de gás natural. Este papel se verifica em diversos dispositivos do texto constitucional, mas, de uma forma geral, reflete a competência macro da União, prevista no art. 22,

⁹ Como nos casos de São Paulo e Rio de Janeiro.

¹⁰ BINENBOJM, Gustavo. “Transporte e distribuição do gás natural no Brasil. Delimitando as fronteiras entre as competências regulatórias federais e estaduais”. Disponível em: <http://www.direitodoestado.com/revista/REDAE-7-AGOSTO-2006-USTAVO%20BINENBOJM.pdf>.

¹¹ Decisão monocrática proferida no âmbito da Reclamação 4.210.-STF, Rel. Ministra Carmen Lucia.

IV, de legislar privativamente sobre energia, conforme apontam juristas¹². No texto constitucional, essa racionalidade é observada em diversas ramificações desta competência.

Ao longo das Constituições da República, a competência para dispor sobre energia foi sendo concentrada na União, em função do caráter estratégico da matéria e por se entender que sua regulação necessitava de um grau tal de uniformidade e harmonização que apenas seria alcançado se regulado por um único ente da Federação.

Este é um movimento que se observa inclusive em relação à partição de rendas oriundas da exploração do potencial energético nacional – em suas diferentes formas. Mesmo no caso em que a Constituição expressamente previu o direito dos Estados e Municípios em participar do resultado da exploração dos recursos naturais – art. 20, §1º -, as funções normativas e administrativas relativas ao exercício desta competência ficaram a cargo da União.

Neste sentido, observa-se a competência da União para dispor, por exemplo, sobre (i) os serviços e instalações de energia elétrica (cf. art. 20, XII, 'b'); (ii) energia nuclear (art. 21, XXIII); (iii) a exploração e produção, a importação e exportação, o transporte e o refino do petróleo e seus derivados (art. 177); (iv) a exploração e produção, a importação e exportação e o transporte de gás natural. Especificamente em relação ao gás natural, as diferentes etapas da cadeia também seguiram essa orientação, com exceção do disposto no art. 25, §2º.

Ou seja, constatado que o texto do art. 25, §2º da Constituição não é claro em relação ao que se entende por serviços locais de gás canalizado e que há diferentes interpretações sobre estar a comercialização necessariamente vinculada ao serviço de rede ou ser uma atividade autônoma, a análise econômica da questão combinada a uma análise sistemática da Constituição mostram que: (i) do ponto de vista econômico é possível e observável na experiência internacional o *unbundling* – e não apenas contábil - entre a atividade de comercialização e os serviços de rede; e (ii) no desenho constitucional de atribuição de competências para legislar sobre energia foi dado um papel preponderante à União e, portanto, razoável supor que a interpretação do art. 25, §2º da Constituição levaria a uma interpretação restritiva em relação ao papel do Estado para exploração e normatização destas atividades. A própria mudança da redação do §2º, retirando a palavra “distribuição”, parece sugerir uma interpretação nesse sentido.

¹² Luís Roberto Barroso e Carlos Ari Sundfeld discorrem sobre essa competência geral da União nos pareceres apresentados na Reclamação 4210, que aguarda julgamento no Supremo Tribunal Federal.

No entanto, é preciso reconhecer que, desde a promulgação da Constituição de 1988, diversos atos legislativos foram promulgados, sugerindo orientação em sentido inverso, i.e., de interpretação extensiva do significado de “serviço local” para abranger também a comercialização. A própria Lei do Gás, que é federal, ressalva a competência dos Estados para regular o tema dos consumidores livres. Nesse sentido, o art. 2º da Lei 11.909/09, ao trazer definições aplicáveis ao tema, descreve:

Art. 2º.

(...)

XXXI - Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;

Em sentido semelhante, i.e., a favor da competência dos estados-membros para dispor sobre comercialização, tem-se também a definição de distribuição de gás canalizado trazida pelo art. 6º, XXII, da Lei n. 9.478/97, segundo a qual "distribuição de gás canalizado são os serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do parágrafo 2º do artigo 25 da Constituição Federal".

Atualmente, onze Estados já regulamentaram a figura do consumidor livre (conferir Tabela 3):

TABELA 3. REGULAMENTAÇÃO DO CONSUMIDOR LIVRE

ESTADO	CONSUMO MÍNIMO PARA SER CONSIDERADO CONSUMIDOR LIVRE (M ³ /DIA)		
Amazonas	500.000		
Espírito Santo	35.000		
Maranhão	600.000		
Minas Gerais	10.000		
Mato Grosso do Sul	150.000	500.000	1.000.000
Mato Grosso	1.000.000		
Pará	500.000		
Rio de Janeiro	100.000		
São Paulo	10.000		
Sergipe	80.000		

CLASSE DE CONSUMIDORES (M³/DIA)

■ Indústria
 ■ Termoelétricas
 ■ Usuários que utilizam Gás Natural como matéria-prima

Fonte: FGV CERJ

Ademais, como já mencionado, os contratos de concessão¹³ em voga outorgaram exclusividade para a concessionária de serviço público por diferentes períodos e para diferentes classes de consumo.

Há, portanto, duas questões jurídicas centrais ao desenvolvimento do mercado nacional de gás natural. Em primeiro lugar, há de se realizar uma interpretação sistemática da Constituição Federal, para o fim de se separarem as atividades de operação e manutenção de rede, de um lado, da atividade de compra e venda do produto (gás natural), de outro. Sendo esta última reconhecida como sendo federal em elogio à primazia constitucionalmente conferida pela Constituição Federal à União para legislar sobre energia, conforme acima exposto, caberá ao governo federal encaminhar projeto de lei visando à alteração do conceito de “consumidor livre” atualmente em vigor na Lei do Gás, assim como a definição de “distribuição de gás canalizado” constante da Lei n. 9.478/97.¹⁴

Em corroboração à interpretação que separa a atividade de distribuição daquela de comercialização, tem-se ainda os princípios constitucionais da livre iniciativa e livre concorrência (art. 170, *caput* e IV), fundadores da Ordem Constitucional Econômica, a sustentarem que o monopólio da União sobre produção e importação de gás natural não impede o desenvolvimento de um livre mercado de comercialização de gás natural. Monopólios são exceções constitucionais e, como tais, devem ser interpretados restritivamente. A comercialização não consta como monopólio público federal no art. 177 do CF e, na interpretação constitucional sugerida para o art. 25, § 2º, também não estaria necessariamente abrangida pelo serviço público de gás canalizado, devendo, para tanto, ser alteradas as definições legais supramencionadas.

O segundo tema jurídico em questão diz respeito à exclusividade estabelecida pelos Estados nos contratos. Nos casos em que estiver estabelecida em contratos de concessão firmados por prazo determinado e em consonância com a legislação (especialmente a estadual) aplicável, deverão os direitos e obrigações estabelecidos ser preservados ou ser objeto de regras de transição, de modo que não sejam expropriados direitos. Apesar de não ser clara a possibilidade de se franquear este direito através destes contratos, em respeito à segurança jurídica, surge a necessidade de se compensar concessionárias que de boa-fé confiaram na validade dos respectivos instrumentos de outorga,

¹³ Para maiores informações sobre os contratos de concessão ver FGV CERI. Development of a Competitive Natural Gas Market. 2017. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/development-of-a-competitive-natural-gas-market.pdf>

¹⁴ Alternativamente, pode-se buscar no STF a declaração de inconstitucionalidade das referidas definições constantes de lei federal, cujo prognóstico de êxito, no entanto, parece-nos incerto, haja vista a ausência de clareza do texto constitucional sobre o tema.

bem como propondo mecanismos capazes de assegurar a transição da regulamentação estadual para a federal de forma juridicamente segura e economicamente consistente. Ressalta-se, no entanto, que aqueles atos editados em clara dissonância com o que prescreve o texto constitucional não devem ser tutelados no processo de transição.

Esse tema será objeto de detalhamento futuro, mas o direito à compensação como parte de arranjos transitórios deve restar estabelecido nesse momento do processo.

4.3.1. COMERCIALIZAÇÃO VS. FORNECIMENTO

Uma primeira sugestão no sentido de tornar mais clara a divisão de competências entre o que se caracteriza como (i) **comercialização** de gás natural e (ii) **fornecimento** de gás feito pela distribuidora aos usuários cativos está descrita a seguir. A comercialização abrangeria as relações do que foi chamado até o momento de “comercialização sujeita à esfera de competência da União”, ou as relações comerciais formadas com os produtores, comercializadores e importadores de gás. As relações de fornecimento, por sua vez, diriam respeito àquelas alcançadas pelo art. 25, §2º da Constituição.

Apesar de não haver uma distinção jurídica entre os dois conceitos, a expressão “fornecimento” é recorrentemente utilizada na legislação para se referir às relações estabelecidas entre o prestador de um serviço público e o usuário do serviço. Observa-se emprego semelhante da expressão, por exemplo, no seguinte contexto:

- **Lei n.º 10.848/04:**
 - **Comercialização:** a utilização da expressão ‘comercialização’ em diversos dispositivos faz referência às condições de contratação no atacado – tanto nos ambientes de contratação livre quanto no regulado. Apesar de não haver uma diferenciação conceitual na lei entre os termos, a comercialização é utilizada para se referir a relações jurídicas distintas daquelas realizadas entre o consumidor cativo e a distribuidora de energia elétrica;
 - **Fornecimento:** a utilização da expressão ‘fornecimento’, por sua vez, é utilizada mais comumente no contexto das relações contratuais estabelecidas entre a distribuidora e o consumidor por ela atendido. Apesar de não haver rigor conceitual no uso do termo, ele é utilizado inclusive para diferenciar as hipóteses em que há o fornecimento conjunto de

energia e dos serviços de rede (fornecimento) dos casos em que se contrata apenas o serviço de rede¹⁵.

Por essa razão, adota-se como sugestão de terminologia o uso das expressões comercialização e fornecimento em contextos distintos e para designar relações contratuais distintas e, no caso, do gás natural, sujeitas a competências normativas distintas.

Feita esta segmentação, passa-se a comentar o modelo adotado na Diretiva Europeia 98/30/EC (a “Primeira Diretiva”) com vistas à uniformização de regras para o mercado interno de gás natural.

4.3.2. O MODELO ADOTADO NA DIRETIVA EUROPEIA 98/30/EC

Em primeiro lugar, é importante mencionar que a referência à Diretiva Europeia 98/30/EC, neste caso específico, é feita em função das semelhanças de arranjo institucional – necessidade de coordenação de diferentes autoridades normatizadoras. As definições de mérito sobre os percentuais de abertura do mercado e a quantidade mínima de consumo para acesso ao mercado *wholesale* devem levar em conta as condições do mercado brasileiro e a modelagem da concessão de distribuição.

A Diretiva Europeia estabeleceu as diretrizes que deveriam ser observadas por cada um dos Estados membros no processo de internalização das regras para abertura do mercado. Materialmente, adotou as seguintes opções em relação à possibilidade de consumidores, antes atendidos no mercado cativo, escolherem quem será seu supridor de gás (os *eligible consumers*):

- O gerador termelétrico, independentemente do nível de consumo, sempre deverá ter liberdade para escolher o seu supridor de gás;
- Os demais consumidores, desde que com consumo anual superior a 25 MMm³, também deverão ter liberdade para escolha de seu supridor de gás natural. Este piso de consumo deveria ser reduzido para 15 MMm³ após cinco anos, e para 5 MMm³ após dez anos.

¹⁵ É o caso, por exemplo, da alteração promovida na Lei n.º 9.074/95 para inclusão do §10º do art. 4º, que estabeleceu: “§ 10. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, **será facultada aos consumidores que pretendam utilizar**, em suas unidades industriais, **energia elétrica produzida por geração própria**, em regime de auto-produção ou produção independente, **a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos**, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias.”

Montantes abaixo dessas referências poderiam ser adotados a critério de cada país.

4.4. Operador de Mercado

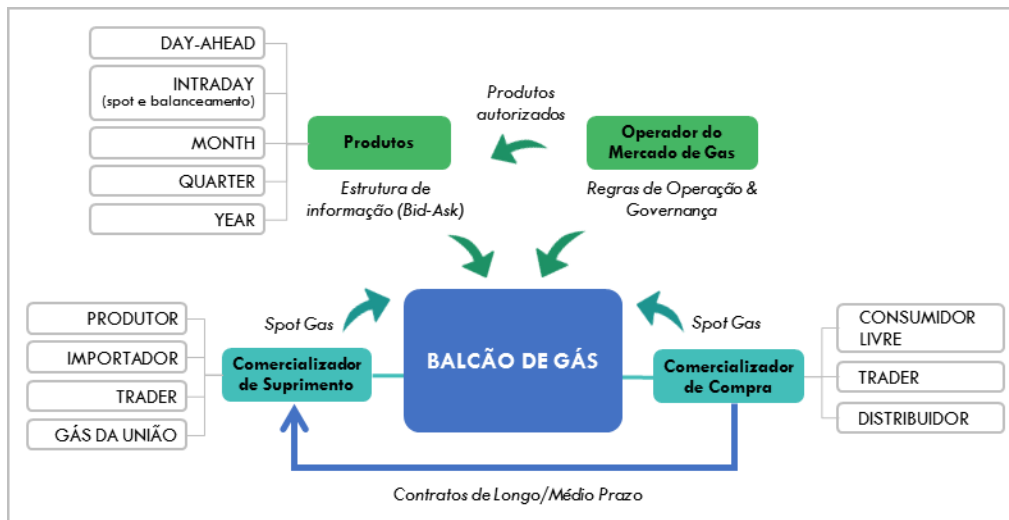
Recomenda-se que a negociação de ativos derivados de contratos de gás natural seja atribuída/ realizada em um ambiente já institucionalizado - no caso, o Balcão Organizado de Ativos e Derivativos¹⁶, entidade autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) a administrar Mercados Organizados de Negociação Eletrônica e Registro de Operações - neste caso o Operador do Balcão (Mercado) de Gás Natural.

Como uma primeira abordagem, o Mercado de Balcão de gás natural é organizado a partir de contratos OTC, de médio e longo prazos, entre um comercializador de suprimentos (que pode ser um produtor, importador, *trader* ou até mesmo o comercializador de gás da União) e um comercializador de compra (ou seja, um consumidor livre, distribuidor ou *trader*). Os comercializadores ainda atuam por meio de contratos *spot* para transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista.

Contratos de gás natural são discutidos entre a ANP e o Operador que, por sua vez, autoriza os produtos a serem negociados e faz valer regras de operação e governança com vistas ao bom funcionamento do Balcão. Nesse contexto, serão relevantes os contratos do tipo *period-ahead* (diário, mensal, trimestral ou mesmo anual), e *intraday*, no caso do mercado *spot* e de balanceamento. A Figura 6 apresenta de forma esquemática os fluxos subjacentes à negociação do gás natural no âmbito da Operação de Mercado.

¹⁶Os mercados regulamentados de valores mobiliários englobam os mercados organizados de bolsa e de balcão, e o mercado de balcão não-organizado, conforme estabelecido na instrução nº 461 da CVM. No mercado de bolsa, as negociações são abertas e, tendo como contraparte a instituição responsável, são realizadas regularmente por meio de sistemas centralizados e multilaterais de negociação. No mercado de balcão organizado, a negociação é feita entre as partes envolvidas e registrada em sistema centralizado. A classificação como balcão não-organizado é residual.

FIGURA 6. Balcão de Gás Natural



Fonte: FGV CERJ.

O contrato para negociação de Gás Natural deve seguir o padrão para *commodities*, onde importa a parte física de infraestrutura para entrega. Como exemplo, a Figura 7 ilustra as características técnicas da negociação de Futuro de Etanol Anidro Carburante na B3, que poderia servir como base para a construção de um contrato de gás natural adicionando-se pontos de entrada, período, etc.

FIGURA 7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO CONTRATO FUTURO DE ETANOL ANIDRO CARBURANTE (ETN).

▶ OBJETO DE NEGOCIAÇÃO	Etanol anidro carburante, conforme as especificações técnicas da ANP
▶ CÓDIGO DE NEGOCIAÇÃO	ETN
▶ TAMANHO DO CONTRATO	30.000 litros
▶ COTAÇÃO	Reais por metro cúbico, com duas casas decimais
▶ VARIAÇÃO MÍNIMA	R\$ 0,50
▶ ÚLTIMO DIA NEGOCIAÇÃO	Última negociação do mês de vencimento do contrato
▶ LOTE PADRÃO	1 contrato
▶ DATA DE VENCIMENTO	Última sessão de negociação do mês de vencimento do contrato
▶ MESES DE VENCIMENTO	Todos os meses
▶ LIQUIDAÇÃO NO VENCIMENTO	Física. Especificar local e período de entrega

Fonte: B3.

Definidas as características técnicas do objeto de negociação, conforme especificações da Agência Nacional de Petróleo (ANP), as informações mínimas requeridas para contrato são o estabelecimento dos índices de interesse (preço de abertura, fechamento e

clearing), número, maturidade e volume de contratos e informações relativas aos procedimentos de registro e negociação, metodologia para liquidação física ou financeira e margem de garantia, entre outras.

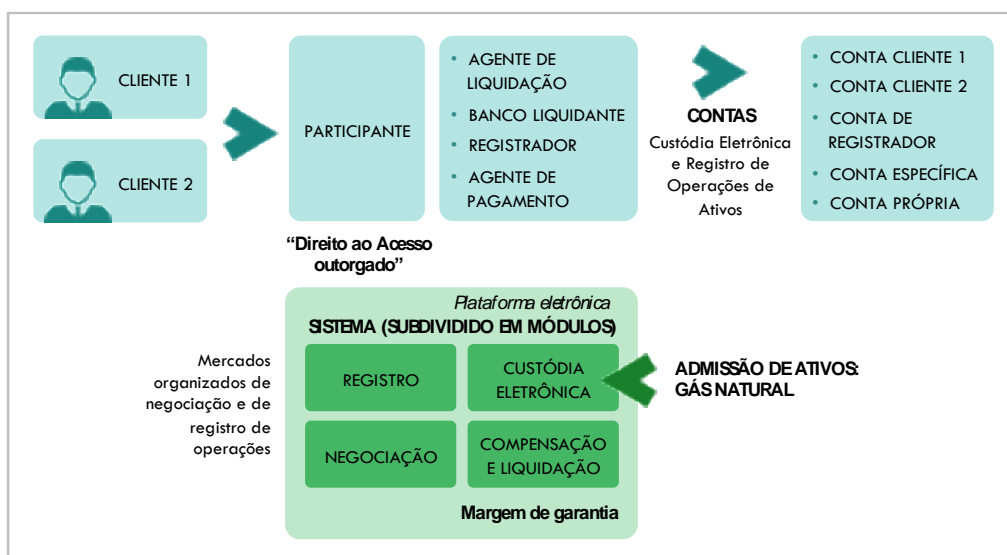
No caso do Balcão exercer o papel da figura de contraparte central (*clearing*), o estabelecimento de garantias para negociação de derivativos listados e de alguns derivativos de balcão, com a figura da contraparte central, deve seguir o que determina a Lei 10.214/2001. Nessas circunstâncias, um sistema com margens deve ser implementado para garantir a integridade do mercado e o gerenciamento adequado de riscos de crédito dos participantes.

Note-se que a operação no Mercado de Balcão deve atender ao disposto na Resolução N° 3505/07 do Banco Central, que dispõe sobre derivativos e estabelece normas acerca do indicador econômico referencial das operações, da documentação e do obrigatório registro, entre outras normas¹⁷.

Um Mercado de Balcão Organizado funciona, de maneira simplificada, como ilustrado na Figura 8. O Sistema é subdividido em Módulos, onde atuam os Participantes por meio de Plataforma Eletrônica.

¹⁷ Em primeiro lugar, o indicador econômico (denominação geral para os índices de preços, índices de ações, taxas de juros e taxas de câmbio usados como referenciais nas operações) deve ser calculado regularmente e divulgado publicamente. Ainda, outros ativos usados como referenciais devem observar preços de entidades autorizadas pelo Bacen ou CVM quando disponíveis nesses ambientes. Caso contrário, tais ativos devem ser apurados com preços e metodologias consistentes e verificáveis, e coleta de dados independente dos parâmetros das operações. Ainda de acordo com a Resolução N° 3505/07 do Bacen, as operações devem ser obrigatoriamente registradas, e as informações, documentação e metodologia das operações devem permanecer na instituição à disposição do Bacen. A instituição deve indicar o diretor responsável pela operação de derivativos perante o Bacen (via Sistema Unicad).

FIGURA 8. ORGANIZAÇÃO E FUNCIONAMENTO DE MERCADO DE BALCÃO ORGANIZADO



Fonte: FGV CERJ.

Os Clientes (1 e 2) são pessoas naturais ou jurídicas, residentes ou não no país, que não possuem obrigação de registrar ativos de sua propriedade em conta individualizada no Balcão. Atuam por meio do Participante. Aparecem na figura de Clientes os compradores e vendedores de Gás Natural.

Um Participante fundamental do Balcão é o comercializador de gás, pessoa jurídica devidamente licenciada/autorizada pela ANP e reguladores financeiros, entre outros, que detém direito de acesso ao Sistema. Outros Participantes podem ter as seguintes qualificações: Agente de Liquidação, Banco Liquidante, Registrador ou Agente de Pagamento, conforme suas especificidades. Ao Participante são conferidas contas para Custódia Eletrônica e Registro de Operações de Ativos. As contas possíveis são: Conta Cliente 1, Conta Cliente 2, Conta de Registrador, Conta Específica e Conta Própria.

A outorga do direito de acesso ao Balcão é competência do Diretor Presidente, que deve considerar uma série de aspectos, como forma de organização, quantidade e qualificação técnica dos recursos humanos para operação e atendimento dos clientes, recursos materiais disponíveis, idoneidade e aptidão profissional, segregação de atividades para prevenir conflitos de interesse, existência de departamento para fiscalização interna, histórico de cooperação e reputação ilibada (inexistência de condenação judicial ou administrativa). Ressalta-se a importância de atestar a integridade (*integrity*) do solicitante, que inclui não-relacionamento com Participantes.

A admissão de ativo compete ao Diretor Presidente. O Diretor Presidente delibera sobre negociação e registro de ativos em Mercado Organizado para operações específicas ou não, assim como sua suspensão ou exclusão. Na avaliação, considera aspectos de

transparência, segurança e regularidade da negociação ou registro. No caso de interesse, o gás natural é o ativo subjacente (*underlying asset*) com preço definido, a partir do qual serão construídos os demais derivativos.

O Mercado Organizado de Registro de Operação opera em módulos do sistema de registro. Participam apenas negócios com ativos previamente admitidos. O registro de operação é efetuado por duplo comando, isto é, os lançamentos são efetuados no sistema de registro pelos dois Participantes envolvidos na operação. A aprovação segue as normas estabelecidas.

O Mercado Organizado de Negociação Eletrônica, por oferta ou leilão, é operado em módulos de negociação centralizados e multilaterais. É imperativo que a formação de preços nos módulos ocorra por meio da interação de ofertas, e que seja dada precedência à oferta que represente o menor preço, salvo em casos especiais.

Veja-se que os preços são formados por meio de um processo competitivo entre compradores e vendedores, podendo variar bastante em um curto período de tempo. O estabelecimento de margens de garantia para cumprimento das obrigações assumidas pelos Participantes em Balcão Organizado é acordado de maneira bilateral, sem envolvimento da entidade. A entidade administradora, no entanto, pode oferecer produtos como colaterais para auxiliar aos Participantes neste processo e atuar no monitoramento.

A entrega do ativo ao Participante é efetuada mediante a liquidação física ou financeira, a depender do caso (a entrega física será relevante nos principais contratos de Gás Natural). A liquidação física ocorre diretamente entre as partes. A liquidação financeira no âmbito do Balcão Organizado realiza-se por: Janela Multilateral, Compensação Bilateral ou Liquidação Bruta. Sem a figura da Contraparte Central, há risco de crédito bilateral e recomenda-se estabelecer garantias bilaterais. Neste caso, usualmente as garantias são ativos financeiros (títulos públicos ou títulos de emissão bancária) para os quais deve ocorrer a cessão fiduciária, com registro em cartório ou, preferencialmente, no âmbito da Câmara. A liquidação financeira em mercado de Balcão também pode ser feita fora do ambiente da entidade administradora, mas esta deve ser obrigatoriamente informada.

Vale ressaltar que a Instrução CVM 461 que disciplina, entre outros, Mercados de Balcão Organizado, estabelece em seu artigo 93: *Art. 93 Em mercado de balcão organizado, a negociação ou o registro de operações previamente realizadas pode ocorrer sem a participação direta de intermediário integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, desde que nesse caso, nos termos previstos no regulamento, a liquidação*

da operação seja assegurada contratualmente pela entidade administradora do mercado de balcão organizado, ou, alternativamente, seja realizada diretamente entre as partes da operação.

No caso de introdução do sistema de clearing, a liquidação financeira de contratos de gás padronizados em mercado de Balcão exige a figura de uma Contraparte Central. A entidade administradora do mercado de bolsa tem o papel de Câmara de Compensação e Liquidação, e assume o risco de contrapartes, restando aos Participantes apenas o risco de preços inerente ao mercado. Nesses casos é requerida margem de garantia dos Participantes. No caso de defaults sucessivos, o produto da realização das garantias prestadas pelo Participante, assim como os títulos, valores mobiliários e quaisquer outros ativos seus serão destinados à liquidação das obrigações assumidas no âmbito da Câmara.

A compreensão e gerenciamento dos riscos enfrentados pela Câmara de Compensação e Liquidação é vital para sua atuação de qualidade como Contraparte Central. Para tanto, é crucial o desenvolvimento de estruturas de Gestão de Risco, sendo relevantes os riscos de crédito, mercado, principal e liquidez.

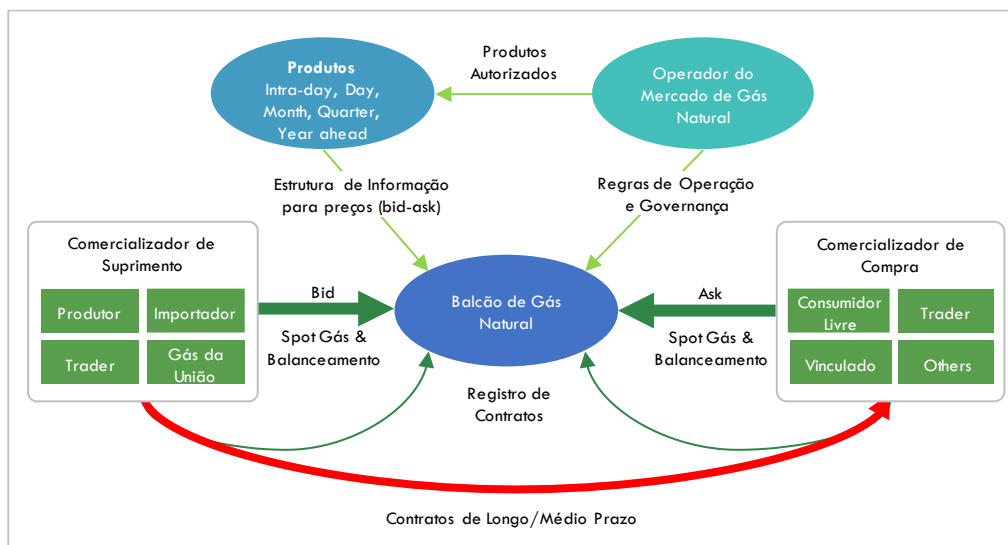
5. Bolsa de Futuros de Gás (Gás Financeiro)

Entende-se por Bolsa de Futuros de Gás, ou Gás Financeiro, o sistema derivado do Mercado de Balcão Organizado para gás natural, e administrado por bolsas de valores e bolsas de mercadorias e de futuros autorizados a atuar pelo Bacen ou CVM. Nele, os Participantes se comprometem a transacionar certa quantidade do ativo por preço estipulado para a liquidação em data futura. O Mercado de Bolsa de Futuros possibilita alavancagem de posição e confere liquidez e eficiência contra o risco de base (diferença entre o preço à vista do produto e o futuro) evitando oscilações indesejadas de preços para produtores (*hedge*). Note que a formação de preços no Mercado de Balcão é essencial para a operação do Mercado de Bolsa de Futuros (estrutura de informação *Bid-Ask*), que exige preço transparente nas negociações em plataforma eletrônica.

A Bolsa de Futuros de Gás oferece produtos financeiros como opções, futuros e índices de gás natural. Tais produtos são padronizados e devem ser organizados pelo Operador da Bolsa de Futuros de Gás que, como no Balcão, faz valer regras de operação e governança com vistas ao seu bom funcionamento. A Bolsa envolve *brokers* qualificados para compra e venda dos produtos financeiros. Podem ser qualificados como *brokers*: bancos, investidores e *traders* e, ainda, produtores e importadores de gás no caso da venda, ou distribuidores e consumidor livre no caso de compra. A Figura 9 apresenta o

esquema dos fluxos subjacentes à negociação do gás natural no âmbito da Operação Financeira.

FIGURA 9. Balcão de GÁS NATURAL



Fonte: FGV CERJ

O contrato para negociação de Gás Natural deve especificar as características técnicas do produto, de forma semelhante ao contrato Futuro de Etanol Anidro Carburante da seção anterior, exceto a liquidação, que será exclusivamente financeira. É exigida margem de garantia do Participante com posição em aberto, cujo valor é atualizado diariamente pela Bolsa. São aceitos como margem todos os ativos aceitos pela Bolsa. O estabelecimento de garantias no caso da negociação de derivativos listados deve seguir o que determina a Lei 10.214/2001.

Em geral, as posições em aberto são ajustadas com base no preço de ajuste do dia, determinado segundo regras estabelecidas pela Bolsa, com movimentação financeira no dia útil subsequente. O ajuste diário das posições em aberto será realizado até a data de vencimento do contrato, de acordo com as fórmulas dispostas no contrato.

A liquidação financeira de contratos de derivativos listados em mercado de Bolsa exige a figura de uma Contraparte Central, o que confere grande segurança ao sistema. A entidade administradora do mercado de bolsa tem o papel de Câmara de Compensação e Liquidação, e assume o risco de contrapartes, restando aos Participantes apenas o risco de preço, inerente ao mercado. Nesses casos, é requerida margem de garantia dos Participantes. No caso de *defaults* sucessivos, o produto da realização das garantias prestadas pelo Participante, assim como os títulos, valores mobiliários e quaisquer outros ativos seus serão destinados à liquidação das obrigações assumidas no âmbito da Câmara.

A compreensão e gerenciamento dos riscos enfrentados pela Câmara de Compensação e Liquidação é vital para sua atuação de qualidade como Contraparte Central. Para tanto, é crucial o desenvolvimento de estruturas de Gestão de Risco, sendo relevantes os riscos de crédito, mercado, principal e liquidez.

6. Mercado de Capacidade

O desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural depende de um efetivo acesso de novos competidores às redes de transporte. Por essa razão, o direito de acesso a novos competidores em bases não discriminatórias é elemento fundamental nos processos de liberalização do mercado de gás. Na falta do acesso às malhas, barreiras de acesso ao mercado de capacidade têm um impacto direto na entrada e saída de novos competidores no mercado de moléculas. Logo, garantir um acesso não discriminatório e a entrada de novos competidores são desafios fundamentais a serem enfrentados para que se alcance a efetiva criação de mercados competitivos e, por sua vez, ganhos na alocação mais eficiente de recursos.

No Brasil, o objetivo de criar um mercado baseado em livre concorrência na oferta e comercialização de gás natural remonta à época da primeira reforma do setor energético, em 1997, na qual já se observava, via diretrizes gerais que estabeleciam regras sobre o acesso às redes. Posteriormente, tanto a Lei do Gás de 2009 quanto a Resolução CNPE nº 10/17 reformaram o regime de acesso, para garantir o efetivo acesso de novos competidores, que depende da capacidade de os ofertantes do recurso acessarem o mercado de consumo. Do contrário, em permanecendo a concentração de mercado e de informações, bem como barreiras estratégicas ao acesso e comportamento discriminatório de acesso, a competitividade, mesmo no mercado *upstream*, fica comprometida e eventuais benefícios (redução de preços) não são repassados para o segmento de consumo.

O que se observa na experiência brasileira é que não foi possível viabilizar acesso efetivo e não discriminatório às redes. A sequência de alterações legais e regulatórias observadas ao longo de pouco mais de duas décadas não logrou êxito em estabelecer um mercado de gás natural que atenda aos objetivos preconizados na reforma do setor. O alcance desses objetivos depende do estabelecimento efetivo de acesso às redes de transporte e às infraestruturas essenciais.

6.1. Acesso ao Transporte de Gás Natural

Em indústrias de rede, a regulação do acesso à infraestrutura monopolística inicia-se com a escolha sobre o regime a ser adotado, que varia entre a escolha de regimes de acesso: negociado ou regulado. No primeiro momento, a Lei nº 9.478/97 estabeleceu um acesso negociado, sujeito à arbitragem pela ANP em caso de conflito (*negotiate and arbitrate*). Todavia, diante das barreiras ao acesso, a Lei nº 11.909/09 alterou o regime de acesso, estabelecendo o direito de acesso por terceiros à infraestrutura de transporte de gás e o estabelecimento de tarifas reguladas. Para o sistema de transporte, a legislação vigente prescreve o regime de acesso regulado. Porém, mesmo diante de acessos regulados via tarifa, é necessária uma regulação mais específica versando sobre termos e condições de acesso, como também o estabelecimento de aspectos formais e procedimentais para a correção de não conformidades (via *enforcement* ou resolução de conflitos pelo regulador com a consequente determinação de acesso).

No que se refere à transição eficaz do regime de acesso negociado para acesso regulado, operadores de malhas devem adotar certos termos e condições sobre a alocação de capacidade. Além da transição, já foi anunciado que será adotado um regime de acesso regulado, com um sistema de alocação de capacidade inspirado no **modelo europeu de entrada e saída (E-S)**, em substituição a uma contratação Ponto-a-Ponto (até então vigente).

Em linhas gerais, o modelo consiste na alteração da forma de contratação de capacidade, que não envolve a contratação de uma determinada movimentação entre um ponto de entrada A e um ponto de entrega e/ou retirada em B (“A-B”). No sistema de Entrada e Saída contratam-se em separado uma capacidade de entrada em um ponto “A” e outra de saída em um ponto “B”. Perde-se, portanto, a referência de um deslocamento físico da molécula. Para que o sistema ofereça capacidade com essa flexibilidade adicional, é necessário enfrentar uma dificuldade adicional relacionada à necessidade de simplificação da rede e dos fluxos, fazendo com que a capacidade resultante à partida seja significativamente menor.

A coordenação do uso dessas flexibilidades pelos diferentes agentes do sistema é feita por um agente central, que, dentre outras funções, tem como papel central garantir o equilíbrio dos fluxos e a integridade do funcionamento do sistema. Trata-se do Operador Técnico do Sistema, objeto da próxima seção.

6.2. O Operador Técnico do Sistema

Como agente responsável pelo equilíbrio do sistema, compete ao operador técnico garantir a continuidade e a segurança do fornecimento, coordenando de maneira eficiente a movimentação entre os pontos de acesso e sua flexibilidade. Cabe a ele definir políticas operativas e métodos para garantir o funcionamento técnico do sistema.

Outra importante função desse ente é determinar o nível de confiabilidade do sistema e garantir que os padrões técnicos determinados pela legislação sejam cumpridos. Ele deverá zelar pela manutenção da pressão na rede de transmissão entre cada período de balanceamento e, para isso, deverá trabalhar em conjunto com o regulador para que se definam os instrumentos e a metodologia necessária para o funcionamento da rede durante esse período.

Esse agente deverá contar com mecanismos de transparência e monitoramento, para que seja possível: (i) sinalizar aos participantes do setor a ocorrência de perturbações e condições e previsão quanto à sua regularização; (ii) permitir o acesso e o tratamento não discriminatório entre os agentes.

Diante de todas essas funções, a mais relevante desempenhada por esse agente, será a de balanceamento do sistema, que será aprofundada mais adiante.

6.3. Balanceamento do Sistema: Necessidades e Escolhas

Balancear o sistema de transporte de gás natural é garantir o equilíbrio dos fluxos, ou seja, garantir a segurança e a eficiência do serviço. Um dos elementos centrais do contrato de transporte de gás natural é a alocação dos riscos, das responsabilidades e dos custos da manutenção dos fluxos de gás no sistema. Paralelamente, nos modelos de mercado em que o acesso ao sistema de transporte é regulado, as regras de balanceamento são um pilar, uma vez impactam o potencial de capacidade firme ofertada, no uso e na alocação da flexibilidade do sistema entre os usuários e no próprio desenvolvimento do mercado.

6.3.1. NECESSIDADE DE BALANCEAMENTO

O balanceamento do sistema de transporte é sempre necessário em qualquer tipo ou regime da organização da indústria de gás. No médio e longo prazo, espera-se que os carregadores injetem e retirem gás do sistema de forma equilibrada; ou seja, espera-se que, em grande medida, os utilizadores da rede sejam responsáveis pelo equilíbrio entre os seus fluxos de fornecimento e consumo. Ainda assim, no curto prazo, por causa

da limitada capacidade de armazenamento dos sistemas de gás, ajustes são necessários. Visto o papel de interconexão física do transporte, estes ajustes impactam os fluxos de gás. Os desequilíbrios que podem demandar ação de balanceamento do operador do sistema possuem duas fontes principais: (1) simplificações da rede de transporte que geram necessidade de ajuste contínuo pelo operador do sistema; (2) erros dos carregadores e dos compradores.

Modelos de mercado que partem de simplificações contratuais da rede de transporte aumentam a responsabilidade do operador do sistema no balanceamento da rede.

Simplificações da rede demandam intervenção do operador da rede para garantir os fluxos de gás. Nos modelos como o de entrada-e-saída, por exemplo, há uma simplificação geográfica da rede que transforma os fluxos em contratos que separam a injeção da retirada dentro de determinada zona; entretanto, não continua a necessidade de assegurar o equilíbrio e a factibilidade dos fluxos de gás no sistema. Ações de balanceamento se tornam uma ferramenta importante para o operador do sistema garantir que estes contratos sejam realizados fisicamente - ou factíveis.

Outra simplificação frequente nos modelos de entrada-e-saída (e também presente em diversos tipos de contrato) é a dimensão temporal, isto é, a simultaneidade exigida entre a injeção e a retirada de gás. Quanto maior a diferença ou intervalo temporal aceito entre o momento da injeção e da retirada do gás, mais fácil é encontrar pares de injeção e retirada que se casam. Mas, ao mesmo tempo, maior é o papel do operador do sistema para garantir equilíbrio físico dos fluxos.

A diferença entre gás injetado e retirado pode ser diferente por algum erro do carregador. Mudanças da injeção ou retirada em relação ao volume esperado (por motivos técnicos ou econômicos) podem gerar desequilíbrios de fluxos de gás. Ademais, variações não antecipadas no fluxo de consumo, a exemplo da diminuição da retirada de gás por um carregador em relação ao volume nominado, podem gerar um desequilíbrio.

Há casos em que os carregadores provocam desajustes no curto prazo devido à sua incapacidade de responder em dado horizonte temporal. Por exemplo, podem ocorrer casos em que não é possível/ factível encontrar uma contraparte disposta e apta a oferecer uma posição contrária à variação causada pelo carregador desajustado. Manter a integridade do sistema é responsabilidade do operador, que realiza o balanceamento da rede. No entanto, os custos associados a este serviço devem ser atribuídos ao agente que deu causa ao desequilíbrio.

Estas ações para garantir o equilíbrio da rede de gás realizadas pelo operador não são necessariamente causadas pelo desvio de um carregador específico, mas são consequências do uso que os carregadores fazem da flexibilidade implícita no modelo de mercado escolhido. Nesse contexto, os custos relacionados a tais ações devem ser considerados como custos operacionais, para garantir a segurança e eficiência do sistema; portanto, devem ser repartidos entre todos os usuários do sistema.

O desenvolvimento do mercado depende de incentivos corretos. Por um lado, é importante criar incentivos para que os usuários da rede equilibrem seus portfólios de gás, de modo que a ação do operador do sistema tenda a uma ação residual. Nesse sentido, os carregadores devem ser incentivados a negociar gás no mercado para minimizar as diferenças entre a demanda e a oferta de gás, uma vez que promover ajustes eficientes é uma das principais funções do mercado de gás de curto prazo. Por outro lado, a ausência de mecanismos de flexibilidade disponíveis e/ ou de um mercado líquido de gás líquido acessível aos carregadores aumenta a necessidade do operador do sistema de atuar para equilibrar o sistema.

6.3.1.1. Regras de Balanceamento para os Usuários

As regras de balanceamento são parte das regras do uso do sistema de transporte de gás. Estas regras delimitam o período e a zona de injeção e retirada de gás para que o carregador seja considerado em equilíbrio. É necessário ainda estabelecer os pagamentos a serem realizados nos eventos em que o carregador não consegue equilibrar o seu portfólio - posições contratuais. A definição deste valor produz incentivos mais ou menos potentes para que os carregadores busquem equilibrar o próprio portfólio ou atribuam ao operador a responsabilidade de lidar com os desajustes no sistema produzidos por suas próprias ações.

6.3.1.2. Área de Balanceamento e Período

A definição do período e da área de balanceamento figuram entre os primeiros elementos de delimitação. Segundo a Comissão Europeia (2014)¹⁸ a área onde os agentes podem compensar injeções e retiradas (**zona de compensação**) deve ser equivalente a um sistema de entrada-e-saída ao qual é aplicável um regime de compensação específico (pode incluir redes de distribuição ou partes das mesmas). Assim, em um regime de

¹⁸ Comissão Europeia (2014). REGULAMENTO (UE) N°312/2014 DA COMISSÃO de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Jornal Oficial da União Europeia. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>.

entrada-e-saída, a tarefa de definir a área de balanceamento incorpora/ embute desafios similares às definições das zonas de entrada-e-saída.

Segundo ACER (2011)¹⁹, o período no qual deve-se prever um **intervalo padronizado** no qual é permitido aos agentes compensar injeções e retiradas. Ao final desse período, são liquidadas as posições dos carregadores que apresentam diferenças entre as quantidades retiradas e injetadas no sistema. Um período de equilíbrio é sempre referente a uma zona de equilíbrio; ou seja, tem-se sempre um par zona-período de equilíbrio.

No caso da União Europeia, as regras de balanceamento operam em um período ou horizonte diário (24 horas). A definição deste período depende das características do sistema, do perfil dos usuários (valor e forma de acesso a flexibilidade) e da infraestrutura disponível. Quanto maior o período de balanceamento, maior a flexibilidade oferecida pelo sistema aos carregadores e maior a intervenção-ações tomadas pelo operador do sistema no balanceamento ²⁰.

6.3.1.3. Encargos de Balanceamento da Rede

Há dois elementos centrais na definição dos valores a serem cobrados aos usuários da rede pelo balanceamento: (i) o custo causado; e (ii) a penalidade. Enquanto o primeiro objetiva alocar os custos do operador do sistema para quem os causou, o segundo visa criar incentivos para que os carregadores realizem o balanço/ equilíbrio de seus portfólios.

O custo causado ao sistema pelo desequilíbrio do carregador depende das ferramentas de balanceamento disponíveis e utilizadas pelo operador do sistema. Por sua vez, a penalidade deverá ser estabelecida de acordo com a disponibilidade que o carregador tem para ajustar a sua posição. Um sistema com uma penalidade alta e com poucos mecanismos de ajuste torna muito custosa a participação de agentes com menores portfólios, o que pode produzir importantes barreiras à entrada. Por outro lado, um sistema sem penalidades não gera incentivos relevantes para que os carregadores façam o

¹⁹ ACER (2011) Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. http://www.acer.europa.eu/en/gas/framework%20guidelines_and_network%20codes/documents/fg%20gas%20balancing_final_public.pdf

²⁰ A adaptação dos regimes nacionais ao balanceamento diário proposto pela União Europeia vem sendo um desafio para alguns países. Assim, adaptações nacionais como restrições intradiárias (horárias) foram incorporadas por alguns países a fim de manter a seguridade e eficiência do sistema. Atualmente, mesmo não havendo regras de balanceamento definidas claramente, o tempo permitido e as zonas permitidas para ajustes nos contratuais existem e são definidas em contratos, as flexibilidades oferecidas nestes contratos tendem a ser substancialmente maiores do que aquelas observadas na regulamentação da União Europeia.

balanceamento do próprio portfólio, tirando o incentivo dos carregadores em se ajustarem no mercado e aumentando muito as responsabilidades do operador do sistema.

Quando já existe um mercado líquido usado pelo operador do sistema para balancear os mercados, a definição dos custos de balanceamento é transparente, uma vez que o operador poderá comprar (ou vender) gás no mercado para ajustar o sistema. Em um sistema de balanceamento diário como o Europeu, se estabelece **encargos de compensação diária**. Estes são montantes que um utilizador da rede paga ou recebe em relação a um desequilíbrio diário. Frequentemente se estabelece uma diferença entre o valor recebido (pago) no encargo e o valor que o carregador teria usado caso tivesse ajustado sua posição no mercado. Esta diferença é a penalidade que objetiva incentivar o carregador a usar o mercado ajustando o próprio portfólio.

6.3.1.4. Regras de Balanceamento do Ponto de Vista do Operador do Sistema

Para balancear a rede de gás, o operador do sistema terá que executar uma série de ações que vão além do simples transporte de gás. Na Comissão Europeia (2014)²¹, a **estratégia de compensação de moléculas** é definida como um ato realizado pelo operador da rede de transporte para alterar os fluxos de gás que entram ou saem da rede de transporte, excluindo as ações relacionadas com o gás não contabilizado como saído do sistema e o gás utilizado pelo operador da rede de transporte para o funcionamento da mesma. No entanto, visto que a operação do sistema deve ser uma atividade regulada, para não gerar incentivos de comportamentos oportunistas no mercado de gás, as ações de balanceamento devem ser reguladas. Estas ações podem ser divididas em quatro grupos:

1. Uso de um mercado de gás líquido de curto prazo estabelecido para comprar e vender gás resultado dos desequilíbrios;
2. Desenvolvimento e uso de plataforma de balanceamento, isto é, uma plataforma de troca em que o operador do sistema é um agente participante, que figura como contraparte de todas as trocas;
3. Uso da flexibilidade do *linepack* do sistema, isto é, usar as variações dentro das margens segurança operacional (e eficiente) de estocagem do *linepack*;

²¹ Comissão Europeia (2014). REGULAMENTO (UE) N°312/2014 DA COMISSÃO de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Jornal Oficial da União Europeia. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>.

4. Compra de serviços específicos para compensação. Segundo a Comissão Europeia (2014)²², os serviços de balanceamento utilizados para compensar desequilíbrios podem ser definidos como serviços prestados ao operador de uma rede de transporte com base em um contrato relativo ao gás necessário para responder a flutuações de curto prazo na procura ou oferta de gás, que não seja um produto normalizado de curto prazo. A contratação destes serviços precisa ser regulada para garantir compra e utilização eficiente. O estabelecimento de ordem de mérito é geralmente um requerimento.

Independentemente da ferramenta do balanceamento, a ação do operador do sistema não pode visar ao lucro, visto que, caso contrário, há um alto risco potencial de manipulação do mercado de gás. Para tanto é necessário estabelecer regras de **neutralidade do balanceamento**. Isto significa que, caso os ganhos recebidos pelo operador do sistema frutes do balanceamento sejam maiores que os custos das ações de balanceamento, esta diferença deve retornar para o sistema de alguma forma (por exemplo, pode significar uma diminuição nos custos operacionais passados à tarifa).

6.3.1.5. Interação do Balanceamento e do Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural: Desafios e Oportunidades

Há uma forte interação entre o balanceamento do gás natural e o desenvolvimento do mercado de curto prazo do mesmo. Ambos mecanismos são instrumentos de ajuste dos portfólios dos agentes. Dependendo de como as regras de balanceamento sejam desenhadas, eles podem se reforçar, uma vez que o uso do mercado para contratar o balanceamento físico aumenta a liquidez das trocas e garante eficiência e transparência ao balanceamento. Por outro lado, a relação entre o balanceamento e o mercado podem competir como fonte de ajuste caso estes não sejam integrados. Na ausência de um mercado líquido, o desenvolvimento do mercado e das regras de balanceamento precisam ser coerentes para potencializar os ganhos e eficiências.

²² Comissão Europeia (2014). REGULAMENTO (UE) N°312/2014 DA COMISSÃO de 26 de março de 2014 que institui um código de rede para a compensação das redes de transporte de gás. Jornal Oficial da União Europeia. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>.

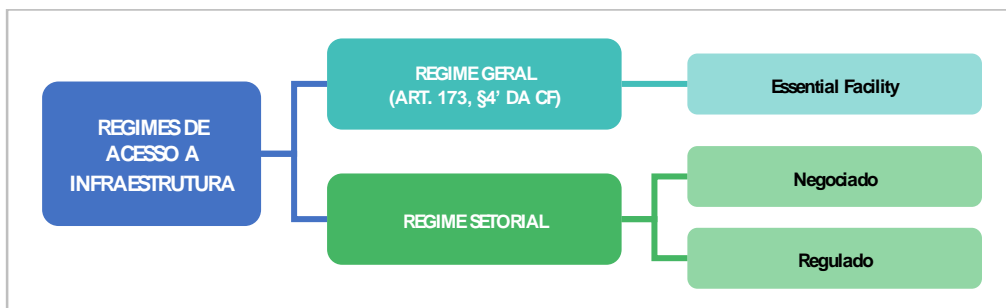
6.4. Infraestruturas Essenciais

Um aspecto fundamental a ser analisado diz respeito ao regime de acesso às infraestruturas complementares. No âmbito do Gás para Crescer, foram definidas como infraestruturas essenciais: i) os gasodutos de escoamento; ii) as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN); e iii) os Terminais de Regaseificação.

A determinação do acesso regulado às infraestruturas complementares pode viabilizar a entrada de novos ofertantes no mercado; entretanto, frequentemente esse acesso é barrado com base no argumento de que desincentiva investimentos em novas infraestruturas, pois uma vez instaladas, seus titulares estariam expostos ao acesso não-discriminatório de terceiros.

Analisando-se o arcabouço normativo brasileiro percebe-se que, de uma forma geral, o direito de acessar ou não tais infraestruturas pode ser agrupado de duas formas:

FIGURA 10. REGIMES DE ACESSO A INFRAESTRUTURA



Fonte: FGV CERJ.

- **Direito Concorrencial:** Em um primeiro caso, o acesso é determinado com aplicação da teoria da instalação ou infraestrutura essencial (*essential facility doctrine*). Essa categoria é aplicável a diferentes atividades econômicas, no contexto do que disciplina/ prescreve o direito da concorrência. Nesta hipótese, verifica-se caso a caso quão relevante (e essencial) é o acesso àquela infraestrutura para o desenvolvimento de um mercado (competitivo) na respectiva indústria.
- **Direito Regulatório:** uma segunda dimensão trata dos casos nos quais a lei já assegura o direito de acesso de terceiros a essas infraestruturas. Nessa hipótese, a regulação ou estabelece que o preço será objeto de negociação, podendo haver uma instância decisória administrativa para arbitrar o valor na ausência de consenso (era o modelo original da lei 9.478/97), ou a regulação setorial estabelece em que bases se dará o acesso (conforme previsto a partir da Lei

11.909/09). Normalmente, isso se dá de forma independente de uma verificação do caso concreto, em situações (ativos ou infraestruturas) em que o acesso não discriminatório é considerado relevante para o funcionamento daquela indústria. No contexto em análise, isso se aplica aos gasodutos de transporte de gás e às instalações de estocagem subterrânea.

Como regra geral, o art. 32 da Lei n.º 11.909/09 assegura o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos da lei e de sua regulamentação.

Enquanto o artigo 32 da Lei n.º 11.909/09 estabelece o direito de acesso aos gasodutos de transporte, o seu art. 45 dispõe que não é obrigatório o acesso de terceiros a gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural, bem como aos terminais de liquefação e regaseificação. A título ilustrativo, a negativa de acesso à infraestrutura de escoamento - e à infraestrutura de processamento correspondente - compele produtores *offshore* a comercializar/ negociar a produção na entrada da infraestrutura de escoamento, o que torna a Petrobras uma virtual monopolista na oferta de gás natural produzido no país. Como consequência, a entrada de novos agentes no segmento de exploração e produção não se refletiu em novos ofertantes no mercado de gás.

O atual regime aplicável a estas infraestruturas, portanto, se insere na hipótese mais abrangente (primeiro caso) de concessão de direito de acesso, aquela ligada à aplicação da doutrina da *essential facility*. Nessa situação, o direito de acesso a estas infraestruturas depende da demonstração de quão indispensáveis elas se configuram para o acesso efetivo ao mercado. Esta análise é feita caso a caso e não de forma irrestrita. Ademais não foram encontrados casos em que o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) tenha condenado um agente econômico por abuso de posição dominante decorrente da recusa de acesso.

Um ponto importante a ser esclarecido é que a determinação de acesso por aplicação da *essential facility doctrine* tem fundamento nos arts. 170, IV e 173, §4º da Constituição e na Lei 12.529/2011, ou seja, nas normas constitucionais e legais que embasam o ordenamento jurídico nacional de defesa da concorrência, e não propriamente no regime constitucional de exploração da atividade. Em outros termos, a determinação de acesso depende da verificação caso a caso da essencialidade daquela infraestrutura para acesso ao mercado que está sendo analisado, tendo em atenção a conduta comercial praticada pelos agentes econômicos envolvidos. A sua aplicação não é inviabilizada, por exemplo, pelo fato da legislação setorial não determinar um acesso negociado ou regulado a estas infraestruturas. Ou seja, o fato da legislação setorial não prescrever um regime de acesso de terceiros a estas infraestruturas - seja ele negociado

ou regulado - não afasta a possibilidade de determinação de acesso pela autoridade antitruste com fundamento na *essential facility doctrine*. Muito ao contrário; geralmente é na ausência de uma disciplina regulatória mais detalhada que o direito da concorrência pode ser invocado, a partir das normas gerais que proíbem recusas imotivadas de contratar por parte de agentes com posição dominante.

Um ponto a ser observado é que a disponibilidade de informações - transparência - é um instrumento a ser utilizado como incentivo a que estas demandas sejam efetivamente formalizadas.

A discussão, no entanto, ultrapassa o debate sobre a disponibilidade ou não de informações para verificação de potencial conduta anticompetitiva por parte do detentor da infraestrutura. A experiência internacional mostra que a atuação da autoridade antitruste é fundamental para uma implementação adequada de processos de liberalização de indústrias de rede.

Nesse contexto de complementaridade de competências entre autoridade concorrencial e regulatória, uma solução intermediária e transitória poderia ser a determinação de um regime de acesso negociado com a estipulação de cláusula compromissória de submissão do conflito a arbitragem. Assim, de forma independente da ação do CADE e da ANP, os agentes poderiam acordar submeter os conflitos de acesso a essas infraestruturas a arbitragem, nos termos da Lei 9.307/96, ou seja, a um foro extrajudicial de solução definitiva de conflitos. A sugestão é que conflitos sejam submetidos a um painel arbitral, e não à decisão administrativa da ANP.

Demonstrada a existência de capacidade não utilizada - para tanto a importância da transparência das informações -, preservado o direito de preferência do dono da infraestrutura (que não se confunde com um direito à exclusividade) e assegurada a sua remuneração, deve ser concedido o direito de acesso.

7. Estrutura de Informação e Governança

7.1. Transparência e Divulgação de Informações

Uma estrutura de informação que repasse aos participantes e potenciais entrantes do setor informação clara, imediata e precisa, é uma característica importante de mercados competitivos. Mecanismos que gerem transparência sobre o funcionamento do setor permitem a alocação eficiente de recursos decorrente de uma tomada de decisão mais consciente por parte dos players setoriais.

Para o desenvolvimento de um mercado de gás, informações diversas devem estar disponíveis aos interessados, ou ao menos devem ser providas dentro de prazos razoáveis. Um sistema que permita a prestação de informações relevantes aos participantes e potenciais entrantes deve estar disponível para gerar confiabilidade e dinâmica no mercado. Nesse sentido, o FGV CERl irá preparar um documento mais detalhado sobre Estrutura de Informação e Governança voltado para o mercado de gás natural mais adiante.

7.1.1. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

BOX 1. AUSTRÁLIA: MODELO DE CENTRALIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES PELO OPERADOR DO MERCADO

Na Austrália, a disposição de informações sobre o setor de gás natural costumava ser esparsa até 2008, quando os participantes do setor optaram pela criação do “*Natural Gas Services Bulletin Board*”. Nesse relatório periódico, o Operador do Mercado (AEMO – Australian Energy Market Operator) disponibiliza informações necessárias à tomada de decisão dos agentes. A criação deste boletim tornou mais dinâmico o mercado, pois a informação necessária para a tomada de decisões operacionais e comerciais é rapidamente acessada.

Em um momento inicial, foram reunidos os *stakeholders* do mercado para que juntos identificassem as lacunas e assimetrias de informação existentes. A partir disso, foram elaborados mecanismos de provisão de informação capazes de preencher essas lacunas. Informações sobre acesso e capacidade da infraestrutura, armazenamento e fluxos de gás nos pontos de entrada e saída da infraestrutura de transporte foram algumas das informações consideradas importantes para estarem disponíveis no boletim periódico.

Os custos pela prestação das informações devem ser compartilhados entre os participantes do setor, que deverão passar os dados desagregados para que o operador do sistema possa agregá-los, elaborar o boletim e publicá-lo. Prevvia-se que, a partir de 2017, a ABS (*Australian Bureau of Statistics*) iniciaria a elaboração de uma série de preços da *commodity* nos contratos vigentes ao longo do tempo, para que se promova transparência também sobre a direção e magnitude dos movimentos médios nos preços existentes nos contratos bilaterais de gás.

Fonte: FGV CERl

BOX 2. INGLATERRA: MODELO DESCENTRALIZADO DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES PELOS PROPRIETÁRIOS DE INFRAESTRUTURA UPSTREAM

Na Inglaterra, os proprietários das infraestruturas *upstream* devem examinar, manter e constantemente revisar informações para que usuários potenciais e existentes possam conhecer sob que condições funcionam as *facilities* em sua área de interesse. O custo da manutenção das informações é atribuído ao proprietário das infraestruturas, que deve prestá-las sob compromissos de boa-fé.

O código de práticas sobre acesso da infraestrutura de óleo e gás *upstream* define que o tipo de informação a ser prestada deve ser suficiente para que potenciais entrantes possam determinar se a infraestrutura atende ou não a seus interesses/ necessidades de escoamento e processamento. Uma das informações consideradas mais importantes e que devem estar mais claras e acessíveis são as referentes à capacidade. Devem estar disponíveis informações sobre a capacidade nos cinco anos seguintes, seguindo a classificação de “semáforo de trânsito”: vermelha, amarela e verde, de acordo com a disponibilidade da rede.

Recomenda-se que a informação esteja disponível no site da companhia proprietária e no site do operador, e, caso não esteja acessível de imediato, exige-se que ela possa ser requerida e acessada em um prazo razoável, especificado em 15 dias, por exemplo. Diferentemente do modelo australiano, na Inglaterra não existem obrigações sobre a forma como a informação deve ser passada, sendo discricionária ao operador/proprietário da rede o formato da publicação, desde que permita uma avaliação adequada da informação disponibilizada.

Fonte: FGV CERJ

7.1.2. TRANSPARÊNCIA: INTEGRIDADE E CONFIDENCIALIDADE

No Brasil, compete à CVM, autarquia vinculada ao Ministério da Fazenda, a normatização referente à organização, ao funcionamento e às operações no mercado de valores mobiliários. A fim de obter um ambiente de confiabilidade, integridade e transparência, deve-se estruturar a troca de informação entre o Operador Técnico do Sistema e o Balcão de gás. Por fim, há que se estabelecer regras quanto à fórmula de cálculo dos índices e sua divulgação ao mercado.

7.1.3. REGULAÇÃO FINANCEIRA: CVM

No mercado de valores mobiliário brasileiro, a lei 6.385/76, estabelece a competência da CVM para expedir normas que definam informações mínimas e a periodicidade de sua prestação no setor. Diante dessa competência, diversas normas foram editadas por este ente, no intuito de exercer sua competência.

A determinação de prestação de informações no mercado de valores mobiliários é pulverizada, sendo encontrada em diversas instruções normativas da CVM. Na instrução normativa (IN) 461/2007 há a obrigatoriedade de divulgação de informações nos mercados organizados de valores mobiliários, nos mercados de bolsa e nos mercados de balcão organizado. Essa norma não é exaustiva ao definir qual o tipo de informação a ser prestada em cada mercado, mas a divulgação das informações compete à entidade organizadora do mercado em questão, seja ele de bolsa ou de balcão organizado, e deverá estar disponível na internet.

Especificamente no que diz respeito aos mercados de balcão organizado, devem ser disponibilizadas informações sobre cada negócio realizado, incluindo preço, quantidade e horário. As informações poderão ser prestadas de forma contínua nos pregões, a depender de como foi aprovado pela CVM em virtude (i) do modelo de mercado do balcão organizado, (ii) do grau de padronização do ativo ou contrato negociado, (iii) de se tratar ou não de segmento de mercado para grandes lotes; e (iv) do tipo de investidor que tenha acesso ao segmento ou ao mercado.

A Instrução CVM 452/2007 impõe muitas cominatórias na ausência de prestação de informações periódicas ou que sejam eventualmente exigidas. Na Instrução CVM 480, são definidas as informações periódicas: formulário cadastral, formulário de referência, demonstrações financeiras, formulário de demonstrações financeiras padronizadas, formulário de informações trimestrais, entre outras²³, bem como informações eventuais, previstas no art. 30. Além do previsto na IN CVM 452, também é aplicável a investidores

²³ Art. 21 I – formulário cadastral; II – formulário de referência; III – demonstrações financeiras; IV – formulário de demonstrações financeiras padronizadas – DFP; V – formulário de informações trimestrais – ITR; VI – comunicação prevista no art. 133 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, no prazo de 1 (um) mês antes da data marcada para a realização da assembleia geral ordinária ou no mesmo dia de sua publicação, o que ocorrer primeiro; VII – edital de convocação da assembleia geral ordinária, em até 15 (quinze) dias antes da data marcada para a realização da assembleia geral ordinária ou no mesmo dia de sua primeira publicação, o que ocorrer primeiro; VIII – todos os documentos necessários ao exercício do direito de voto nas assembleias gerais ordinárias, nos termos da lei ou norma específica, no prazo de 1 (um) mês antes da data marcada para a realização da assembleia geral ordinária; IX – sumário das decisões tomadas na assembleia geral ordinária, no mesmo dia da sua realização; X – ata da assembleia geral ordinária, em até 7 (sete) dias úteis de sua realização, acompanhada das eventuais declarações de voto, dissidência ou protesto; XI – relatório de que trata o art. 68, § 1º, alínea “b” da Lei nº 6.404, de 1976, quando aplicável, em até 4 (quatro) meses do encerramento do exercício social ou no mesmo dia de sua divulgação pelo agente fiduciário, o que ocorrer primeiro; XII – relatório elaborado pelo agente fiduciário de certificados de recebíveis imobiliários, quando aplicável, em até 4 (quatro) meses do encerramento do exercício social ou no mesmo dia de sua divulgação pelo agente fiduciário, o que ocorrer primeiro; XIII – mapas sintéticos finais de votação relativos à assembleia geral ordinária, na forma estabelecida por norma específica; e XIV – informe sobre o Código Brasileiro de Governança Corporativa - Companhias Abertas.

não residentes no Brasil o previsto na Instrução CVM 560/15, que traz multa diária no valor de R\$500,00 por dia de atraso da prestação de informação periódica.

7.1.4. METODOLOGIA DOS INDICADORES ECONÔMICOS

Como já explicitado neste documento, a Resolução nº 3505/07 do Bacen estabelece que os índices de preços, índices de ações, taxas de juros e taxas de câmbio usados como referenciais nas operações (indicadores econômicos), devem ser calculados regularmente e divulgados publicamente. Outros ativos usados como referenciais devem observar os preços de entidades autorizadas pelo Bacen ou CVM, se disponíveis nesses ambientes. Caso contrário, tais ativos devem ser apurados com preços e metodologias consistentes e verificáveis, e coleta de dados independente dos parâmetros das operações.

O contrato de negociação do ativo deve conter as fórmulas de ajuste diário das posições em aberto e metodologia de liquidação, incluindo os índices de preço relacionados.

7.1.5. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES AO MERCADO

o OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/Nº02/2016, em que o regulador tratou de orientações gerais sobre procedimentos a serem observados pelas companhias abertas, estrangeiras e incentivadas, a entidade sugere, no que concerne às melhores práticas de divulgação de informações, que se consultem os pronunciamentos do Comitê de Orientação para Divulgação de Informações ao Mercado (CODIM).

Esse comitê elabora pareceres de orientação com princípios básicos e utilização de recursos tecnológicos, para dar liquidez e confiança ao mercado.

O CODIM emitiu um pronunciamento de orientação²⁴ relativo às melhores práticas de divulgação de resultados. Destaca-se que a necessidade de padronização de procedimentos e aperfeiçoamento na divulgação periódica no sentido de fortalecer a transparência e confiabilidade do mercado. Para tanto, ressalta-se a importância da qualidade das informações, com utilização de linguagem simples e concisa, da conscientização dos colaboradores que lidam com informações privilegiadas, do horário da divulgação de resultados (antes do início ou após o encerramento dos negócios), entre outras especificidades a serem incluídas como Políticas das entidades.

²⁴ PRONUNCIAMENTO DE ORIENTAÇÃO CODIM Nº 08, de 17 de fevereiro de 2011.

7.2. Governança, Estrutura do Mercado e Titularidade dos Ativos

A estrutura de governança deve ser pensada de forma a fomentar o bom funcionamento do mercado de gás natural em seu processo de desagregação/ desverticalização. Uma efetiva implementação de um mercado de gás também depende da estrutura de separação entre as diferentes atividades ao longo da cadeia.

7.2.1. ESTRUTURA DO MERCADO E TITULARIDADE DOS ATIVOS

As condições de acesso são vitais para o sucesso do processo de liberalização de mercados no setor. Mas diversos são os fatores que dificultam esse processo, inclusive do ponto de vista institucional. E esse quadro é agravado em países ainda emergentes e em desenvolvimento, caso do Brasil. São eles: alto custo de realizar transferências, que na literatura é conhecido como o custo de obter fundos públicos; dificuldades de realizar auditoria e monitoramento eficazes e efetivos; escassa capacidade de conter corrupção; habilidade limitada de comprometimento e a ineficiência dos sistemas tributários.

É possível distinguir estruturas de mercado alternativas nas indústrias de rede:

- 1) Separação vertical ou *unbundling*: quando a firma que controla a infraestrutura essencial não pode tomar decisões nos mercados que ofertam os produtos disponibilizados a partir do uso do *bottleneck* - no caso, as redes de transporte dutoviário e de distribuição de gás canalizado;
- 2) A firma que controla as redes é um competidor no mercado dos BS ofertados a partir do acesso/uso do *bottleneck*; e
- 3) Competição entre estruturas verticalmente integradas.

A escolha ou recomendação de política entre essas estruturas alternativas depende das características do país ou economia. No caso, a comparação relevante aqui é entre as opções 1 e 2, que depende do confronto entre economias de escopo que podem ser exploradas por meio da integração vertical (opção 2) e as dificuldades que podem decorrer de um favoritismo ou tratamento discriminatório da incumbente relativamente à(s) sua(s) subsidiária(s) e/ ou afiliada(s). Em princípio, dada a tecnologia, as economias de escopo não dependem do grau de desenvolvimento da economia. Por outro lado, combater comportamento discriminatório é mais difícil em economias menos maduras. Portanto, o pêndulo favorece a recomendação de exigir separação vertical - sob um dos diferentes modelos de *unbundling* - como forma de promover o desenvolvimento de um mercado competitivo.

8. Mitigação de Riscos e Financiamento de Longo Prazo

A arquitetura de mercado proposta para o gás natural na seção 3 revela três características fundamentais: (i) substituição de acordos de gás internos à companhia e GSAs com terceiros por arranjos contratuais com entidades separadas; (ii) explicitação dos riscos de crédito dos participantes; (iii) natureza financeira dos contratos de gás, que se tornam uma verdadeira commodity e, como tal, passam a ser regulados também por autoridades financeiras. Essa dinâmica influencia e de certo modo condiciona o próprio processo de reestruturação de um mercado de gás natural no Brasil, evidenciando uma preocupação fundamental – gerenciamento do risco de crédito.

Um risco de crédito aceitável é uma condição essencial para o efetivo funcionamento de um mercado. Na arquitetura proposta, duas preocupações devem ser endereçadas: (a) a habilidade de compradores e vendedores firmarem contratos de compra de gás natural de longo prazo sem deterioração de sua condição de crédito; (b) habilidade dos participantes de honrar posições contratuais (físicas ou financeiras) colocadas/negociadas no Balcão de Gás.

No tocante ao item (b), a saúde financeira dos compradores e vendedores é condição necessária, e o gerenciamento prudente das companhias se mostra como única alternativa viável. Aqueles participantes que não forem capazes de produzir evidências de boa performance financeira (que pode ser evidenciada por uma agência de *rating* com boa reputação) serão excluídos do acesso ao Balcão de Gás; entretanto, esse acesso pode ser (re)estabelecido através de terceiros com boa condição de crédito.

Com relação ao item (a), os *Gas Supply Agreements* (GSAs) criam uma obrigação de longo prazo para compradores e vendedores que afeta a saúde financeira das companhias. Do ponto de vista físico, contratos de gás de longo prazo permitem gerenciar o equilíbrio entre produção e demanda, que é caracterizado como o equilíbrio físico; entretanto, sob uma perspectiva financeira, tais contratos envolvem obrigações de vários bilhões de dólares entre produtores e compradores.

Em tais circunstâncias, a percepção de risco não é compartilhada ou alocada de modo equânime/ equilibrado. Os produtores demandam acordos capazes de monetizar seus recursos para acesso a financiamento; em caso de default do comprador, os produtores poderiam (buscariam) encontrar compradores alternativos de modo a fechar posições que se encontrem (eventualmente) em aberto. Os compradores, a exemplo das companhias de distribuição, têm obrigações contingentes em seus Balanços que, em muitos ca-

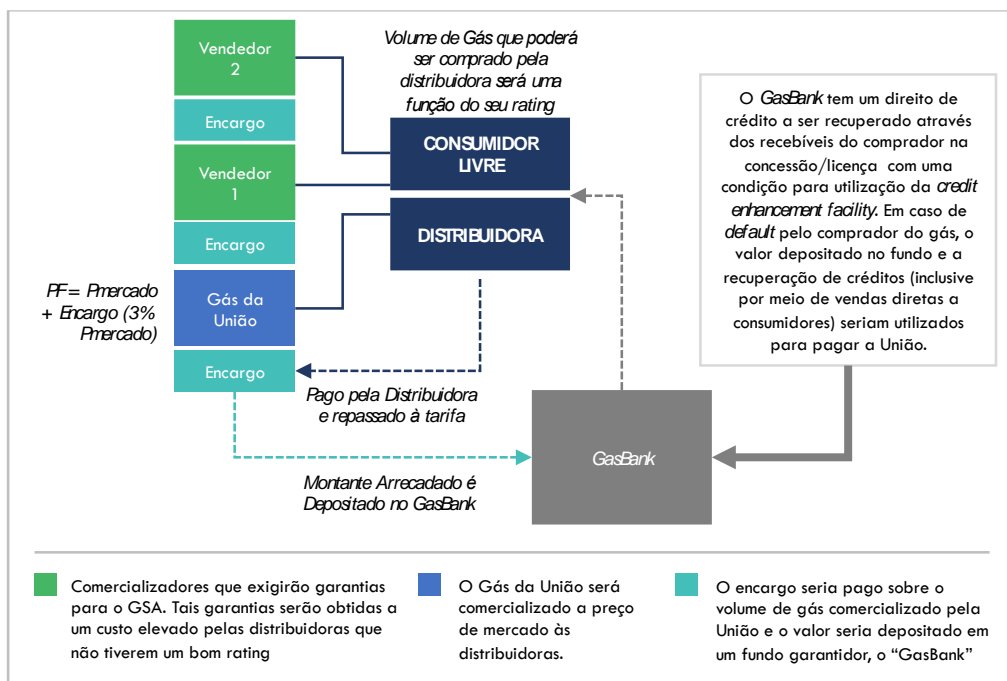
tos, têm magnitude várias vezes maior do que seus EBITDAs, o que configura uma exposição que pode se tornar não gerenciável, sob uma perspectiva de gestão de risco de crédito. Deteriora-se assim o *rating* das companhias, ameaçando a sustentabilidade do próprio mercado de gás.

8.1. Gás da União e o GasBank

O cenário descrito no item anterior pode ser tratado/ equacionado por meio da: (i) introdução de competição no mercado (*retail*), no qual grandes consumidores podem gerenciar seus riscos de crédito e firmar contratos diretos com produtores; (ii) introdução da figura de um *guarantor* capaz de melhorar o risco de crédito (*prover credit enhancement*) para compradores qualificados (o “*GasBank*”); ou (iii) estabelecimento de um *guarantor* financeiro para endereçar questões/ preocupações com financiamento de longo prazo.

A criação de um *GasBank* (item ii) como mecanismo de garantia entre compradores e vendedores de gás natural trata o problema de *rating* de crédito. Os participantes são então levados/ colocados em condições mais equilibradas, o que melhora as condições de segurança do mercado de gás do ponto de vista financeiro. A Figura 10 descreve as principais características do *GasBank* – esse fundo garantidor mitiga riscos de *default* ao combinar garantias e *step-in-rights* por meio de uma *call option* detida pelo *GasBank* sobre a venda física de gás. Características adicionais deste fundo são estabelecidas de modo a assegurar um nível de *rating* A (*single A*). Observe que um encargo incidente sobre o gás comercializado pode ser considerado para constituição desse fundo, ainda que não seja mandatário.

FIGURA 11. ESTRATÉGIA PARA MELHORIA DE CRÉDITO PARA COMPRADOR DE GÁS – GASBANK



Fonte: FGV CERJ

9. Arranjos de Transição

Além das questões discutidas em relação à definição de um *Target Model*, é fundamental que sejam dadas diretrizes sobre como serão tratados os arranjos de transição. A seção seguinte não explora todos os temas a serem tratados pela transição. Eles serão detalhados oportunamente em um novo documento.

9.1. Contratos Legados

Um tema de grande importância e que é transversal aos diversos segmentos da cadeia é a existência de contratos que preservam a atual configuração da indústria e como eles serão compatibilizados com um novo contexto do mercado. **Uma premissa geral a ser adotada é a necessidade de compensação pelas perdas que decorrerem da eventual cessão ou alteração de contratos existentes para acomodação do novo contexto de mercado.**

Como já referido, estes contratos estão presentes, por exemplo, na distribuição de gás natural (nas concessões) e no transporte de gás (os *Gas Transportation Agreements* - "GTA" existentes).

No caso da distribuição de gás, além das questões referidas em relação à outorga de um direito de exclusividade sobre a comercialização, estes contratos também outorgaram margens elevadas às concessionárias, sem que fossem exigidos compromissos de investimento. Como resultado, tivemos uma evolução incipiente das redes e, em muitos casos, inexistente. Para que o processo de abertura do mercado alcance resultados efetivos, a venda do controle da companhia – a participação detida pelo respectivo Estado -, pode não ser suficiente, pois preservaria o contrato de concessão atual.

No caso do transporte, os contratos existentes podem representar uma barreira (i) ao acesso de terceiros à malha de dutos ou (ii) à formalização de novos contratos pela necessidade de compatibilização com os contratos existentes. Nesse sentido, algumas questões importantes merecem ser enfrentadas no contexto da transição, a exemplo da possibilidade de serem feitos aditivos a tais contratos, para que eles sejam compatibilizados com o novo marco regulatório a ser instituído ou a possibilidade o valor destes contratos ser reconhecido dentro o custo do sistema a ser recuperado ao longo dos anos em que ficariam vigentes.

Por fim, para além dos contratos existentes, é preciso acompanhar de perto os contratos que estão sendo formados durante o período da reforma, de modo a evitar que se formem novos contratos potencialmente incompatíveis com o novo modelo.