



REGULAMENTAÇÃO DA TRANSPARÊNCIA DA FORMAÇÃO DE PREÇOS: MERCADO DE GÁS NATURAL

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM

Revisada

Agosto de 2018

Diretoria Técnica

José Cesário Cecchi

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Helio da Cunha Bisaggio

Superintendente Adjunta

Luciana Rocha de Moura Estevão

Assessor

Marco Antonio Barbosa Fidelis

Equipe Técnica

Alessandra Silva Moura
Almir Beserra dos Santos
Amanda Wermelinger Pinto Lima
Bruno Felipe Silva
Felipe da Silva Alves
Guilherme de Biasi Cordeiro
Jader Conde Rocha
Leandro Mitraud Alves
Leonardo Jardim da Silva Faria
Luciano de Gusmão Veloso
Magno Antonio Calil Resende Silveira
Marcello Gomes Weydt
Márcio Bezerra de Assumpção
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Maria Ferreira Morris
Mário Jorge Figueira Confort
Mina Saito
Priscila Raquel Kazmierczak
Thiago Armani Miranda
Thiago Bandeira de Melo Ferreira Custódio
Willian dos Santos Fontes

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

Amanda Wermelinger Pinto Lima
Luciano de Gusmão Veloso
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Márcio Bezerra de Assumpção

ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO	4
II – CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL.....	4
II.1 Arcabouço Regulatório da Indústria de Gás Natural no Brasil	6
II.2 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil	9
III – DO REGISTRO DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL.....	15
IV - DA FORMAÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL NO BRASIL	21
IV.1 Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural.....	21
IV.2 Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal.....	22
IV.3 Separação das parcelas do preço de venda e registro de Contratos de Compra e Venda instituídos pela RANP nº 052/2011	24
IV.4 Parcelas Referentes à Molécula e ao Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural.....	25
IV.5 Evolução Recente dos Preços do Gás Natural no Brasil (2011-2018)	27
V – DA PROPOSTA DE TRANSPERÊNCIA DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL.....	29
V.1 A Transparência dos preços e a transição para um mercado concorrencial	29
V.2 A Proposta de Regulamentação para a Transparência dos preços de gás natural.....	32
VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS	35



Nota Técnica nº 009/2018-SIM

Rio de Janeiro, 15 de agosto de 2018

ASSUNTO: REGULAMENTAÇÃO DA TRANSPARÊNCIA DA FORMAÇÃO DE PREÇOS: MERCADO DE GÁS NATURAL

I – INTRODUÇÃO

A Agência aprovou a realização de uma Tomada Pública de Contribuições (TPC), que ocorreu por meio de Aviso disponibilizado no endereço eletrônico da ANP (www.anp.gov.br) no período de 11 de junho a 2 de julho de 2018, com o objetivo de consultar a sociedade sobre a conveniência de se estabelecer uma periodicidade do repasse dos reajustes dos preços de combustíveis aos consumidores.

Como resultado, foram recebidos 179 e-mails que, após o tratamento dos dados resultaram em 146 manifestações, encaminhadas por perfis diversificados de manifestantes, incluindo, principalmente: consumidores finais (77), revendedores (16), transportadores (13), consultorias (12), e distribuidores (10).

A partir das contribuições recebidas durante a TPC, ficou evidente a necessidade de se aprofundar os estudos com relação à transparência da formação de preços, visando ser submetida à consulta e audiência públicas minuta de resolução estabelecendo mecanismos de aumento da transparência na formação dos preços dos combustíveis.

Neste sentido, a presente Nota Técnica tem o objetivo de apresentar e analisar os mecanismos regulatórios com o objetivo de ampliar a transparência no processo de formação de preços especificamente do mercado de gás natural, de forma a incentivar a livre concorrência e a criação de um mercado líquido e concorrencial de gás natural.

Além da presente introdução, esta Nota Técnica conterà mais quatro seções. Na próxima seção são abordadas as características gerais da indústria de gás natural. Na terceira e quarta seção são tratados os temas dos registros dos contratos de compra e venda de gás natural e da formação dos preços do gás natural no Brasil. Na quinta seção é apresentada a proposta de regulamentação da transparência com relação à formação de preços de gás natural no Brasil. Na sexta seção são apresentadas as considerações finais.

II – CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

A indústria de gás natural apresenta características específicas que merecem destaque. A primeira decorre da ausência de um mercado cativo para o gás natural, uma vez que sofre uma elevada concorrência interenergética com os demais produtos (eletricidade e derivados de petróleo) em diversos segmentos de mercado. Ou seja, na medida em que, no médio prazo, é possível a substituição do gás natural por outras fontes de energia, o valor do produto tende a ser determinado pelos preços dos

combustíveis concorrentes, o que representa uma importante característica econômica capaz de repercutir na elevação dos riscos dos investimentos na indústria de gás natural.

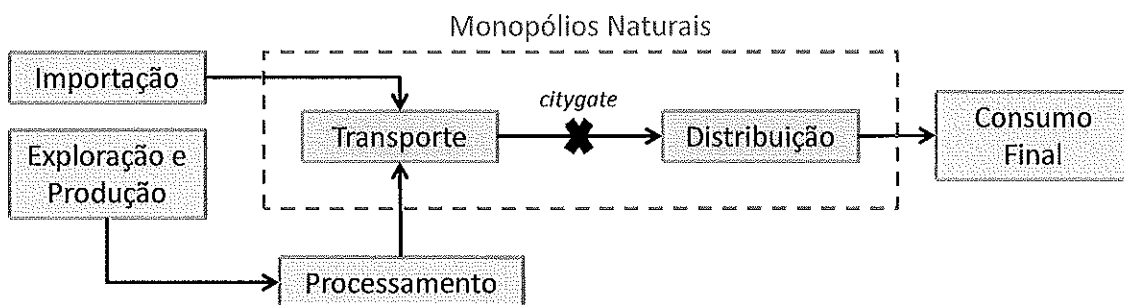
A segunda é que a indústria apresenta características de rede, com a presença de um conjunto de atividades distintas e interdependentes¹, onde a prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria. Desta forma, a lógica econômica caminha no sentido da integração das atividades da cadeia, a fim de auferir os benefícios desta coordenação, dos ganhos de escala, de escopo e da redução dos custos de transação.

Esta tendência de integração é reforçada por outra especificidade da indústria, que é a necessidade de sincronização entre a oferta e a demanda do produto. Esse fator é de extrema importância para as decisões de investimento, pois o desenvolvimento de campos de produção, por exemplo, está condicionado à possibilidade de venda do gás produzido, o que impõe a realização de investimentos de forma coordenada ao longo da cadeia produtiva². Esses, quando efetuados por empresas distintas, exigem elevados esforços de coordenação, implicando custos de transação significativos.

Se por um lado estes fatos permitem à empresa integrada auferir os benefícios gerados pela coordenação, por outro, podem resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como o exercício abusivo do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria³, eliminando ou impedindo a entrada de outras empresas no mercado competitivo⁴.

A Figura 1, de forma simplificada, apresenta a cadeia de valor da indústria de gás natural. Destaca-se que, de modo geral, o gás natural é importado ou produzido em território nacional, situação em que é encaminhado ainda às unidades de processamento de gás natural (UPGN's), sendo, posteriormente, transportado aos *citygates*⁵, a partir dos quais é distribuído aos consumidores.

Figura 1: Cadeia Simplificada da Indústria do Gás natural



Fonte: Elaboração própria.

¹ Produção, importação, exportação, processamento, transporte, estocagem, comercialização e distribuição.

² Escoamento, tratamento, transporte e distribuição de gás natural.

³ Nesse caso, a atividade competitiva da indústria poderia ser subsidiada com os recursos obtidos na atividade monopólica.

⁴ Alguns países, no intuito de imprimir pressões competitivas nas atividades potencialmente concorrenciais da indústria, têm adotado a prática regulatória do *unbundling* (desverticalização), que pode ocorrer em três níveis: (i) contábil, (ii) jurídico e (iii) societário.

⁵ Ponto de entrega do gasoduto de transporte para os gasodutos de distribuição.

A Figura 1 ilustra também que a indústria do gás natural apresenta atividades que possibilitam a competição entre os agentes econômicos e outras, caracterizadas por serem monopólios naturais (casos do transporte e distribuição de gás natural)⁶, nas quais os ganhos de escala são expressivos considerando as distâncias e os volumes transportados por meio de dutos.

Além da distribuição por meio de gasodutos, o gás natural pode ser comercializado em forma líquida (GNL) ou comprimida (GNC). A escolha sobre qual a melhor alternativa depende de aspectos técnicos e econômicos, sendo importante destacar que as atividades de distribuição de GNC⁷ e de GNL⁸ permitem que o produto (gás natural) chegue a localidades não atendidas pela rede de distribuição de gás canalizado.

De um modo geral, o GNC mostra-se mais adequado para a movimentação de pequenas quantidades de gás e a pequenas distâncias. Os dutos mostram-se mais econômicos e confiáveis para a movimentação de volumes elevados a médias distâncias e o GNL é mais adequado para a movimentação de grandes quantidades a longas distâncias, tendo em vista as respectivas economias de escala.

II.1 Arcabouço Regulatório da Indústria de Gás Natural no Brasil

Os dois principais marcos regulatórios da indústria gasífera no País são a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), regulamentada pelo Decreto nº 7.382/2010. O Art. 65 da Lei do Petróleo exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte do energético. No entanto, a separação não foi completa, pois não foram estabelecidos limites à participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

A Lei do Gás estendeu tratamento semelhante aos demais agentes da indústria⁹ (art. 3º, §3º), determinando que o exercício do transporte do gás natural deve ser exercido por empresas transportadoras de combustíveis, podendo estas também exercer a atividade de estocagem do produto e operação de terminais de GNL, desde que mantenham contabilidade separada.

⁶ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação à escala mínima eficiente da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando desejável a existência de um só agente monopolista.

⁷ A atividade de distribuição de gás natural comprimido (GNC) a granel abrange a aquisição, o recebimento, e a compressão do gás natural, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade do GNC (Art. 1º, § 1º, da resolução ANP nº 41/2007).

⁸ A atividade de distribuição de GNL a granel compreende as atividades de aquisição ou recepção, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade e comercialização do GNL, através de transporte próprio ou contratado, podendo também exercer a atividade de liquefação de gás natural, que serão realizadas por pessoas jurídicas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país (Art. 2º, inc. III, da Portaria ANP nº 118/2000).

⁹ A exigência de pessoa jurídica com objeto social exclusivo para habilitar-se como transportador já havia sido estabelecida em regulamentação da ANP em 1998. A Portaria ANP nº170/98, em seu artigo 6º, determina que "a autorização [para construção, operação e a operação de instalações de transporte de gás natural] só será concedida à pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte".

De acordo com o arcabouço legal vigente, o transporte de gás natural implica, necessariamente, a existência de dois tipos de agentes: transportador¹⁰ e carregador¹¹. O primeiro detém a propriedade e o controle das atividades de transporte e o segundo é o proprietário do gás natural¹² e contratante do serviço de transporte, devendo disponibilizar o produto na entrada das instalações do transportador. Esse disponibilizará o produto no *citygate* para ser entregue ao comprador, que pode ser uma distribuidora estadual, um comercializador ou um consumidor livre¹³.

A Lei do Gás também foi responsável pela inserção, no arcabouço jurídico brasileiro, do regime de concessão precedida de licitação para gasodutos de transporte, mantendo o regime de autorização aplicável aos dutos existentes na data de publicação da Lei (que tenham iniciado processo de licenciamento ambiental até 04 de março de 2009, mas que ainda não tenham recebido a autorização da ANP – Art. 30, §2º) e aos novos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais. Ademais, determinou que a proposição de gasodutos a serem construídos ou ampliados não seria mais feita diretamente por particulares, mas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pelo planejamento do setor.

A ANP, também por força legal, tem papel importante no sentido de conferir transparência e atuar preventivamente para evitar a adoção de práticas anticompetitivas na indústria de gás natural. A Agência tem atuado nessa direção por meio do desenvolvimento e aperfeiçoamento do marco regulatório da indústria, não se restringindo à questão tarifária.

A partir da publicação do Decreto nº 7.382/2010, a ANP iniciou o processo de revisão e/ou elaboração dos dispositivos legais de sua competência, sempre por meio de consulta ao mercado e realização de Consultas e Audiências Públicas, garantindo a transparência e a ampla participação dos agentes na consecução de tais normas. Apresenta-se, abaixo, uma lista de resoluções publicadas pela Agência, com os respectivos objetivos.

- RESOLUÇÃO ANP Nº 44, de 18.8.2011, publicada no DOU de 19.8.2011 – regulamenta os procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias, nos moldes do art. 3º, § 4º, da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e do art. 5º do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro

¹⁰ "Transportador: empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto," (Inciso XXVI do Art. 2º da Lei nº 11.909/09).

¹¹ "Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP," (Inciso V do Art. 2º da Lei nº 11.909/09). A atividade de carregador também pode ser exercida pelos agentes autoprodutores, autoimportadores, importadores e exportadores, em atendimento às suas necessidades específicas.

¹² O transportador não poderá comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das instalações de transporte e para formação e manutenção de seu estoque operacional (Art. 3º da Resolução ANP nº 027, de 14 de outubro de 2005).

¹³ O consumidor livre é um grande consumidor de gás natural que decide negociar diretamente com um produtor ou um comercializador a compra do gás, pagando à distribuidora apenas o serviço de distribuição. Nesse caso, é a legislação estadual que define sobre a existência ou não da figura do consumidor livre e quais as condições (em especial o consumo mínimo) para que um agente seja classificado como tal. A Lei nº 11.909/09 define tal consumidor da seguinte maneira: "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;" (Inciso XXXI do Art. 2º).

de 2010, e os procedimentos gerais para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública, prevista no art. 8º, VIII, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa.

- RESOLUÇÃO ANP Nº 50, de 22.9.2011 publicada no DOU de 23.9.2011 – regulamenta as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 51, de 29.9.2011 publicada no DOU de 30.9.2011 – regulamenta o registro de autoprodutor e auto-importador, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 52, de 29.9.2011 publicada no DOU de 30.9.2011 – regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 42, de 10.12.2012 publicada no DOU de 11.12.2012 – estabelece diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, tendo em vista a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, com base na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 1, de 24 de novembro de 1999 e na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 2 de 27 de maio de 2001.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 37, de 4.10.2013 publicada no DOU de 7.10.2013 – estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 51, de 26.12.2013 publicada no DOU de 27.12.2013 – regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 15, de 14/03/2014 publicada no DOU de 17/03/2014 – estabelece os critérios para o cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e os procedimentos para a aprovação das propostas de tarifa de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte objeto de autorização.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 52, de 02/12/2015 publicada no DOU de 03/12/2015 – estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de

petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

- RESOLUÇÃO ANP Nº 11, de 16/03/2016 publicada no DOU de 18/03/2016 – regulamenta a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos do serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural.

Importante ressaltar que a atividade de distribuição de gás canalizado é de responsabilidade das Unidades da Federação, por força da Constituição¹⁴. Portanto, do ponto de vista regulatório, a ANP é responsável pela regulação das atividades de exploração, produção, importação e transporte de gás natural até o *citygate*. A regulação do segmento de distribuição de gás canalizado é atribuição dos estados e pode ser exercida por meio de agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais.

II.2 Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil

A indústria brasileira de gás natural constituiu-se sob a forma de um monopólio público estatal, no qual a Petrobras, integrada horizontal e verticalmente, detinha todas as etapas da cadeia produtiva (excetuando-se a distribuição, constitucionalmente atribuída aos estados da Federação). A empresa detinha o monopólio legal das atividades de exploração, produção, processamento e transporte do gás natural no país.

Esse modo de organização industrial proporcionou ganhos de escala, coordenação e redução de custos de transação. Por outro lado, um dos principais efeitos oriundos dessa estrutura foi o desconhecimento do mercado no que se refere à composição da tarifa do gás natural, considerando os componentes de custos relacionados às distintas atividades da cadeia. Ou seja, como todos os segmentos da cadeia produtiva estavam integrados verticalmente, o preço final do produto não era expresso de forma que se pudesse distinguir o custo por atividade. Ademais, a estrutura verticalizada observada no período do monopólio legal possibilitou a adoção de subsídios entre as atividades da cadeia produtiva, os chamados subsídios cruzados¹⁵.

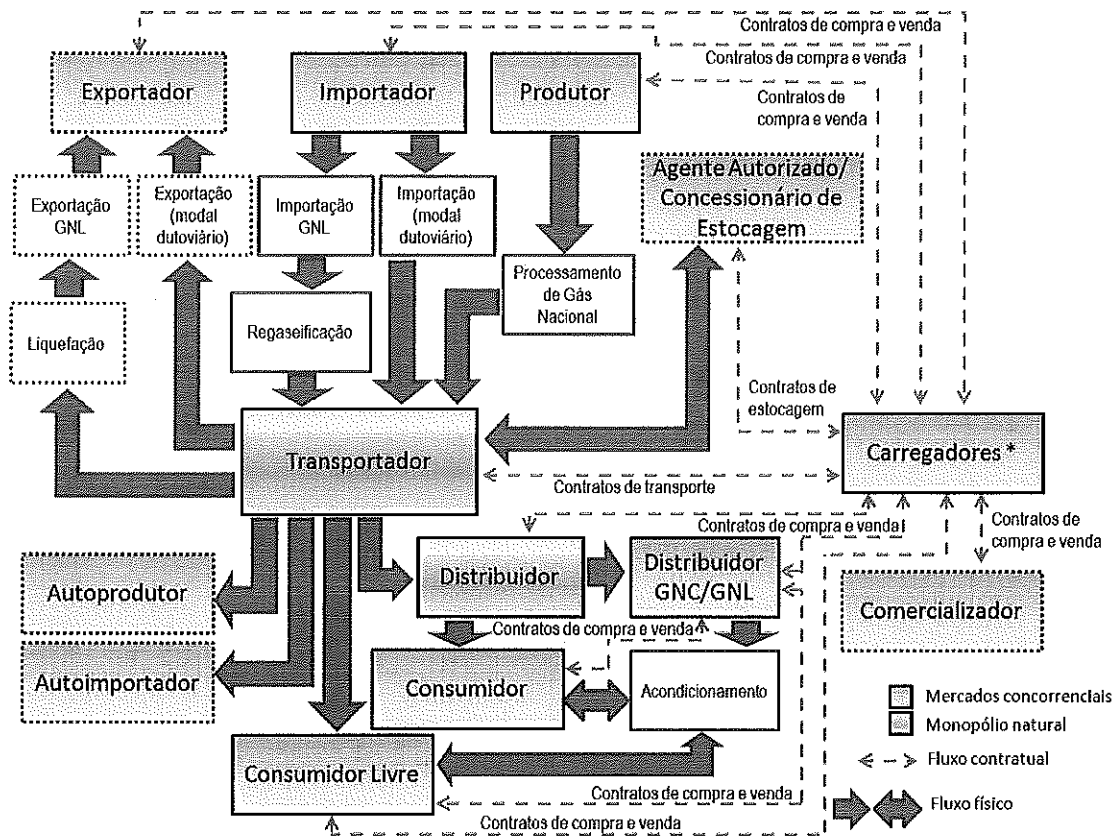
Não obstante, a flexibilização do monopólio estatal permitiu a entrada de novos atores no mercado. Dessa forma, a indústria brasileira de gás natural passou a ser composta, em termos ideais, por uma série de agentes independentes (juridicamente, mas não necessariamente do ponto de vista societário), mas com elevado grau de interdependência, como mostrado na Figura 2.

¹⁴ Art. 25, §2º da Constituição da República

¹⁵ Desta forma, a empresa podia subsidiar as atividades menos eficientes com os recursos gerados pelas atividades mais eficientes ou, o que é pior, no caso das indústrias de infraestrutura, como se verá adiante, o subsídio se dá das atividades naturalmente monopólicas para aquelas nas quais a concorrência é passível de ser introduzida, gerando fortes barreiras à entrada de novos agentes nessas atividades.

[Handwritten signature]
9
[Handwritten signature]

Figura 2 – Estrutura Idealizada da Indústria Brasileira de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria.

Nota 1: O carregador pode ser: importador, exportador, produtor, distribuidor, consumidor livre ou comercializador.

Nota 2: A figura é uma representação idealizada e, por este motivo, pode não representar formas de organização e interação específicas, de acordo com a regulamentação vigente

Observações: (i) por simplificação, os fluxos contratuais no âmbito da regulação estadual não estão contemplados na figura; (ii) os fluxos físicos que se iniciam no consumidor/consumidor livre com direção ao acondicionamento refletem a possibilidade da realização, por esses agentes, de projetos de acondicionamento para uso próprio; e (iii) há a possibilidade, não incluída na figura, de casos em que os fluxos físicos que partem do produtor para o autoprodutor, ou do importador para o autoimportador não ocorram por meio de instalações de transporte.

A Figura 2 apresenta a estrutura idealizada da indústria, detalhando os fluxos contratuais e os fluxos físicos entre os agentes. Para cada retângulo representando um agente, a cor de fundo indica se o mercado em que ocorre o exercício da atividade é concorrencial ou caracterizado como monopólio natural. Os fluxos contratuais são divididos em contratos de transporte, de estocagem e de compra e venda. A Lei do Gás foi concebida e promulgada com base na definição dessa estrutura de Indústria.

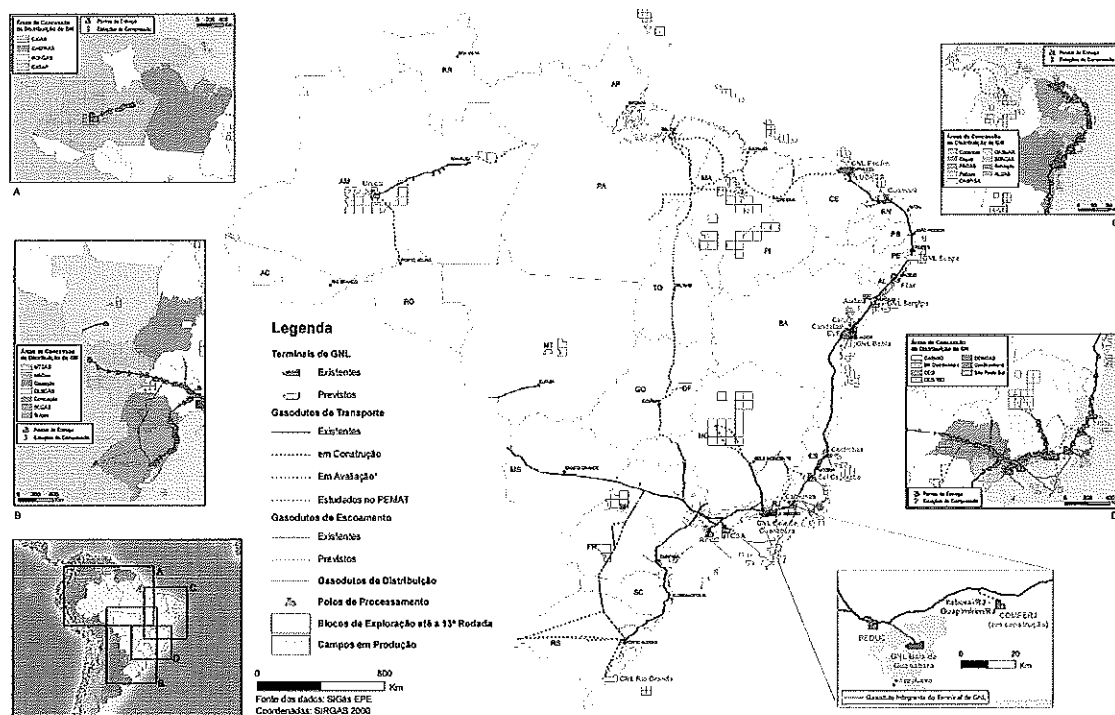
A seguir são pontuadas algumas possibilidades da ocorrência da comercialização de gás natural na esfera de competência da União¹⁶: a) comercialização entre o agente produtor (upstream) e o distribuidor (downstream), podendo o ponto de transferência

¹⁶ Mathias, M. C. P. P.; Alves, L.M. (2014). *Processo de Regulamentação da Indústria Brasileira de Gás Natural: A Atividade de Comercialização de Gás Natural e as Figuras de Autoprodutor e Auto-importador*. Seminário JPEA.

de propriedade se situar entre a produção e o *citygate*; b) comercialização entre o agente importador (*midstream*) e o distribuidor (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *citygate* de um gasoduto; c) comercialização entre o agente produtor (*upstream*) e o agente comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a produção e o *citygate*, inclusive em instalações de estocagem de gás natural; d) comercialização entre o agente produtor/importador/comercializador, por um lado, e o consumidor livre, de outro, podendo o ponto da transferência de propriedade ser o *citygate* de um gasoduto; e) comercialização entre o distribuidor de GNC ou GNL e o consumidor final, uma vez que apenas os serviços locais de gás canalizado estão sujeitos ao monopólio estadual.

O Mapa 1 ilustra a Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil:

Mapa 1 – Infraestrutura de Gasodutos no Brasil



Fonte: EPE 2017.

O gás natural ofertado pode ser proveniente de poços produtores localizados em território nacional (terra ou no mar) ou importado (por meio de navios metaneiros, que transportam o produto em seu estado líquido GNL¹⁷ ou de gasodutos). A Petrobras responde por, aproximadamente, 81% da produção de gás natural¹⁸ e por praticamente toda a importação por meio de gasodutos e via GNL.

¹⁷ Esses navios transportam o produto em seu estado líquido, GNL (gás natural liquefeito). O gás natural torna-se líquido a uma temperatura de -161°C, sofrendo redução significativa de volume (o produto em estado gasoso apresenta volume 600 vezes superior). A liquefação se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transpostas entre os locais de produção e os de consumo são tais que se torna economicamente inviável a movimentação por modal dutoviário.

¹⁸ Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Edição nº 80. Abr. 2017. Disponível em http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_abril-2017.pdf. Acesso em 09/06/2017.

Handwritten signatures and initials are present in the bottom right corner of the page, including a large signature and several smaller initials.

O gás produzido em território nacional passa por UPGNs, para adequação às especificações de qualidade, antes de ser introduzido na rede de transporte. A Petrobras é, praticamente, a única proprietária de UPGNs no território nacional e, em função disso, sua participação na oferta do produto é ainda maior que na produção, pois adquire o gás natural diretamente na "boca do poço" de outras empresas produtoras.

O país detém estrutura dutoviária para importar gás de origem Argentina, por meio do Uruguai-Porto Alegre (trecho 1), e da Bolívia, através dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Bolívia-Brasil (GASBOL¹⁹). Contudo, o GASBOL é responsável por quase todo o gás natural importado por dutos, sendo que a Petrobras figura como carregadora e comercializadora exclusiva do gás boliviano²⁰.

A importação de GNL, por sua vez, requer a existência de terminais regaseificadores, a fim de introduzir o gás natural, em seu estado gasoso, na malha de transporte. Dessa forma, é movimentado até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até aos pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (*citygates*). Atualmente, o país conta com três terminais de regaseificação em operação, todos de propriedade da Petrobras.

No segmento de transporte de gás natural no Brasil, a influência da Petrobras é exercida por meio de companhias por ela controladas, uma vez que esta, por força da legislação em vigor, não pode atuar diretamente em atividades de transporte. Para satisfazer as exigências legais, em especial o disposto no art. 65 da Lei do Petróleo, a empresa criou diversas subsidiárias, cada qual desempenhando um papel distinto no segmento, destacando-se: a Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) e a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

Como resultado, dos cerca de 9.410 km de rede de transporte existentes, aproximadamente 69% da extensão são gasodutos operados pela Transpetro e o restante pelas demais transportadoras atuantes no setor: TBG, Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB e GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – Gasocidente. Destas últimas, a única que não possui participação da Petrobras é a Gasocidente, conforme pode ser observado na Tabela 1.

¹⁹ O gasoduto é de propriedade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), sendo a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, a acionista majoritária.

²⁰ A Petrobras passou à condição de único carregador do GASBOL em 31 de agosto de 2010, quando foi encerrado o contrato de acesso da BG à 650 Mm³/dia de Capacidade de Transporte.

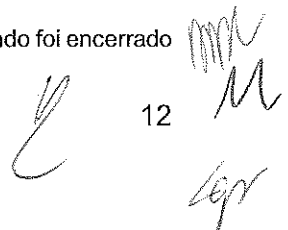


Tabela 1 – Transportadoras de Gás Natural em Operação no Brasil

Transportadora	Participação Acionária
TAG	Petrobras (100%)
TBG	Petrobras Logística (51%), BBPP Holding (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (12%) e GTB-TBG Holdings (8%)
Nova Transportadora do Sudeste – NTS	Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (82,35%), Petrobras (10%) e Itaúsa (7,65%)
TSB	Gaspetro (25%), Ipiranga (25%), Tucunaré Empreendimentos e Participações (25%) e Total Gas and Power Brazil, (25%)
GasOcidente	Zetta Lightining S.A. (99%) ²¹ e J&S (1%)

Fonte: SiM/ANP.

Nota: Os dutos da TAG e da NTS são operados pela Transpetro.

Quanto à comercialização de gás natural, a distribuição do produto pode ser realizada pelos modais dutoviário ou rodoviário, sendo este na forma comprimida (GNC) ou na forma líquida (GNL), conforme já mencionado. A distribuição por dutos é realizada por meio de concessionárias estaduais. Atualmente 27 concessionárias estaduais atuam no país, sendo que a Petrobras detém participação acionária indireta em 19 delas, por meio de sua subsidiária Petrobras Gás S.A. – Gaspetro (listadas na Figura 3), além de deter 100% de participação na distribuidora local de gás canalizado do estado do Espírito Santo, a BR Distribuidora. Ademais, a totalidade de gás natural comercializado às distribuidoras locais de gás canalizados é ofertada pela Petrobras.

²¹ A Zetta Lightining S.A. é uma empresa subsidiária da J&S. As informações prestadas sobre a GasOcidente estão disponíveis em: <http://exame.abril.com.br/negocios/cade-aprova-negocio-entre-j-f-investimentos-e-grupo-ael/>. Acesso em: 12/06/2017.

Figura 3 – Concessionárias Estaduais de Distribuição de Gás Natural no Brasil



Fonte: Gaspetro.

À luz do explicitado e da estrutura da indústria de gás natural no Brasil, ratifica-se o elevado grau de interdependência entre os agentes que compõe a indústria brasileira de gás natural, os quais, embora separados juridicamente, são ligados por uma série de relações físicas, contratuais e/ou societárias. Em particular, importante frisar que a ausência de limites à participação cruzada dos agentes ao longo da cadeia de valor da indústria, em especial à atuação de forma simultânea na atividade naturalmente monopolística (transporte) e nos segmentos potencialmente competitivos, tais como produção, distribuição de GNL e de GNC e comercialização, produz fortes incentivos para a adoção de práticas anticompetitivas (inclusive subsídios cruzados entre atividades da cadeia produtiva).

Por fim, apesar de a Lei do Petróleo haver promovido reformas na indústria do gás natural, facultando a entrada de novos agentes e introduzindo um período de transição com o objetivo de promover a desregulamentação dos preços, a indústria de gás natural permaneceu concentrada, particularmente, em função da ausência de vedação à atuação verticalizada da Petrobras (e suas subsidiárias), conferindo à empresa grande poder de mercado. Além disso, a empresa responde por grande parte da produção de energéticos substitutos ao gás natural.

Handwritten marks and signatures at the bottom right of the page, including a large 'L' and several illegible signatures.

III – DO REGISTRO DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Com a publicação da Resolução ANP nº 052/2011, todos os agentes vendedores de gás natural passaram a necessitar de autorização da ANP para exercer a atividade de comercialização de gás natural. A referida resolução também disciplina os procedimentos para o envio das informações concernentes à atividade de comercialização à Agência, dispondo, em seus artigos 11 e 12, sobre as obrigações dos agentes vendedores de encaminharem tanto os Contratos de Compra e Venda de Gás Natural para seu registro na ANP (Art. 47 e inciso XXI do Art. 8º da Lei nº 9.478/1997, alterado pela Lei nº 11.909/2009), quanto comunicarem mensalmente à ANP: (i) a origem do gás natural comercializado; (ii) a identificação do modal utilizado para o seu fornecimento; (iii) o ponto de transferência da propriedade; (iv) o volume comercializado; (v) o preço de venda; e (vi) o poder calorífico do gás natural.

A fim de efetuar os Registros de Contratos foi necessário que a ANP estabelecesse uma classificação para os contratos quanto às suas categorias, à modalidade de fornecimento, ao tipo de mercado atendido e ao tipo de agente comprador, conforme exposto abaixo.

A “**Categoria do Contrato Original**” diferencia os contratos segundo o prazo de contratação ou identifica se ele representa um contrato geral entre as partes. Nesta categoria, os contratos podem ser classificados da seguinte maneira: i) **Longo Prazo** – representam os Contratos de Compra e Venda de Gás Natural com prazo de vigência igual ou superior a 1 (um) ano por ocasião de sua celebração; ii) **Curto Prazo** - representam os Contratos de Compra e Venda de Gás Natural com prazo de vigência inferior a 1 (um) ano por ocasião de sua celebração; iii) **Termos de Compromissos** - configuram uma promessa de celebração futura de Contratos de Compra e Venda de Gás Natural, contudo já geram direitos e obrigações entre as partes relacionados com o fornecimento de gás natural; iv) **Contratos de Normas Gerais e Acordos-Quadro (“Master Agreements”)** - estabelecem regras operacionais e jurídicas a serem aplicadas a quaisquer contratos a eles vinculados (Contratos de Normas Gerais) ou disciplinam as condições de aquisição e de fornecimento futuras, devendo estes ser complementados posteriormente por documentos que comprovem o fechamento do negócio, para constituírem, em conjunto, Contratos de Compra e Venda de Gás Natural (Acordos-Quadro); e v) **Outros** - são documentos assessórios aos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural, tais como Acordos Operacionais, e tem como objetivo tratar de questões específicas de fornecimento e que não se constituem instrumentos contratuais precípuos da comercialização de gás natural;

A “**Modalidade de Fornecimento**” indica o objeto principal do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, qual seja, em que bases o fornecimento efetuado pelo Agente Vendedor ocorre, tendo sido estas classificadas em: i) **Firme** (que engloba a modalidade Firme Inflexível²²) – contrato no qual o suprimento de gás natural não pode ser interrompido pelo Agente Vendedor; ii) **Flexível** – contrato no qual o suprimento de gás natural pode ser interrompido a critério do Agente Vendedor, mas sem o risco de indisponibilidade de insumo energético para o consumidor final do produto, ocorrendo, na prática, a troca do gás natural por um combustível substituto, nas situações em que esta substituição se apresentar factível, com os impactos financeiros decorrentes da operação suportados pelo Agente Vendedor; iii)

²² A partir de 2007 a Petrobras adotou um conjunto de contratos de venda de gás natural com distintas modalidades de suprimento.

Interruptível – contrato que estabelece que volumes opcionais de gás natural podem ser fornecidos, em especial para clientes com condição de realizar a substituição do gás natural por outros combustíveis, sendo os impactos financeiros decorrentes da interrupção e substituição do insumo energético suportados pelos clientes objeto desta modalidade contratual. Também se enquadram nesta modalidade os contratos nos quais o cliente se compromete a consumir os volumes quando disponibilizados pelo fornecedor²³; iii) **Opção de Compra** - representa o compromisso de fornecimento de gás natural por parte do Agente Vendedor, cuja data de início do fornecimento comercial e o prazo de vigência dependem do atendimento das condições suspensivas expressas no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural; iv) **Multimodalidade** - contratos nos quais encontram-se disciplinados fornecimentos de quantidades de gás natural sob duas ou mais das modalidades acima descritas; e v) **Outros** - classificação que se dá aos contratos que não se enquadram em quaisquer das descrições acima feitas ou que não envolvam questões de cunho econômico-financeiro (preço, volume, condições de faturamento etc.), mas apenas abranja aspectos técnicos e jurídicos;

Independentemente da classificação apresentada no contrato remetido à ANP, esta Agência considera apenas as modalidades acima descritas. Qualquer outra classificação apresentada é enquadrada em uma das modalidades supracitadas.

O “**Tipo de Mercado Atendido**” indica quais os mercados consumidores, classificados em: i) **Geral** ou **Não Termelétrico** – contratos nos quais não existe qualquer restrição à destinação do gás natural comercializado, ou caso ela exista, aplica-se apenas aos segmentos de geração termelétrica; ii) **Termelétrico** - contratos nos quais o gás natural comercializado tem como destinação exclusiva o atendimento a Usinas Termelétricas; iii) **Industrial** - contratos nos quais o gás natural comercializado tem como destinação exclusiva o atendimento de consumidores industriais (exceto no caso de tal destinação ocorrer para o uso do gás natural como matéria-prima); iv) **Cogeração** - contratos que têm como destinação exclusiva a cogeração; v) **Gás Natural Veicular (GNV)** - contratos nos quais o gás natural comercializado tem como destinação exclusiva o mercado veicular; vi) **Matéria-Prima** - contratos com destinação exclusiva do gás natural para uso como matéria-prima no processo industrial ou de transformação realizado pelo usuário final; vii) **Não Aplicável (N/A)** - quando não se tratar do atendimento de um segmento de mercado doméstico específico ou no caso de instrumentos contratuais que não tratam das questões específicas de fornecimento (por exemplo, Contratos de Normas Gerais e Acordos Operacionais); e viii) **Outros** - quando o mercado não se enquadrar nos segmentos descritos acima.

O “**Tipo do Agente Comprador**” identifica que agente da indústria do gás natural celebrou com o Agente Vendedor o Contrato de Compra e Venda de Gás Natural. Os agentes compradores são assim classificados: i) **Distribuidora Local de Gás Canalizado** - quando se tratar das concessionárias locais que detêm a exclusividade, em suas respectivas áreas de concessão, da prestação dos serviços de distribuição de gás natural; ii) **Produtor** - quando se tratar da compra de volumes de gás por concessionário de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, sendo esta comercialização realizada, usualmente, antes do gás natural passar pela atividade de transporte (e.g.: venda de gás natural na “boca do poço” entre produtores); iii) **Comercializador** - quando se tratar da compra de volumes de gás por

²³ Contratos denominados pela Petrobras como “secundários”.

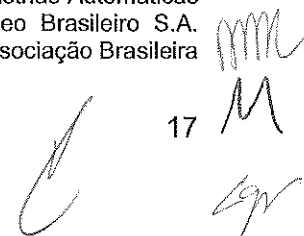
agente autorizado a exercer a atividade de Comercialização de gás natural na esfera de competência da União, exclusive quando se tratar de vendas na "boca do poço" realizadas entre produtores (ver Produtor, acima); iv) **Consumidor Livre** - quando se tratar da compra de volumes de gás por consumidor 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, nos termos do Inciso XXXI do Art. 2 da Lei nº 11.909/2009; v) **Distribuidora de GNC** - quando se tratar da compra de volumes de gás por agente autorizado pela ANP para exercício da atividade de distribuição de GNC a granel, nos termos da Resolução ANP nº 41/2007; vi) **Distribuidora de GNL** - quando se tratar da compra de volumes de gás por agente autorizado pela ANP para exercício da atividade de distribuição de GNL a granel, nos termos da Portaria ANP nº 118/2000; e vii) **Outros**, quando o agente não se enquadrar nas categorias descritas acima.

A despeito das considerações acima, cumpre registrar que a Lei do Gás foi publicada a partir de um acordo, o qual ficou conhecido na indústria como "Acordo da Lei do Gás", assinado em 25 de novembro de 2008. O acordo foi firmado por todos os presentes na reunião de 25 de novembro de 2008, excetuando-se a ANP, que entendia que o mesmo introduziria em Lei artigos não isonômicos, que discriminariam agentes já estabelecidos e eventuais novos entrantes na Indústria. Registre-se que a Abegás foi signatária do referido Acordo²⁴.

Segundo o texto presente no próprio acordo, seu objetivo consistia em propor as seguintes alterações no Projeto de Lei em votação à época:

- (i) Introduzir as definições de consumidor livre, autoprodutor e autoimportador, e complementar a definição de gasoduto de escoamento da produção;
- (ii) Estabelecer a competência das distribuidoras estaduais de gás canalizado para a movimentação do gás do consumidor livre, do autoprodutor e do autoimportador, respeitada a razoabilidade de prazos, custos de operação e manutenção e investimentos, com cobrança pelas distribuidoras estaduais de tarifa específica respectiva aos serviços prestados nessa área. Para os casos onde não há investimento algum da distribuidora e, portanto, o investimento é feito pelo consumidor livre, pelo autoprodutor, ou pelo autoimportador, a tarifa específica citada deverá contemplar apenas o custo de operação e manutenção;
- (iii) Suprimir o § 2º do Art. 36, pois o mesmo conflita com as proposições acima; e
- (iv) Suprimir a 3ª emenda do parecer do relator da CCJ, resgatando os Arts. 55 e 56 do texto do PLC 90/2007.

²⁴ Assinaram o acordo: Ministério de Minas e Energia (MME), Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape), Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim), Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (Abividro), Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Fórum Nacional de Secretário de Estado para Assuntos de Energia (FNSEE) e Associação Brasileira de Agências de Regulação (Abar).



O Parecer nº 1.210, de 2008, da Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania do Senado Federal acolheu as proposições do acordo e incluiu, por emenda, os artigos propostos por este²⁵.

Desta forma, a Lei do Gás foi publicada com os seguintes artigos:

“Art. 2º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:

(...)

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;

XXXII - Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais;

XXXIII - Auto-importador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.”

“Art. 46. O consumidor livre, o autoprodutor ou o auto-importador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pelas distribuidoras estaduais, as tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual considerarão os custos de investimento, operação e manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 3º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo consumidor livre, pelo autoprodutor ou pelo auto-importador, na forma prevista no caput deste artigo, a distribuidora estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o

²⁵ “Desse modo, acolhendo as sugestões consensualmente formuladas pelos agentes do setor, introduzimos no projeto, por emenda, dispositivos que prevêm as figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do auto-importador, os quais poderão construir e implantar, por iniciativa própria, instalações e dutos para seu uso específico, após a celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção. Essa infraestrutura será incorporada ao patrimônio estadual por declaração de utilidade pública e mediante justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.

A nosso ver, uma regra como essa é perfeitamente consentânea com o art. 25, § 2º, da Constituição, porquanto preserva a competência estadual para a prestação dos serviços locais de gás canalizado, ao tempo em que proporciona aos grandes consumidores o acesso ao gás de uma forma mais rápida do que ocorreria no caso de terem de esperar os investimentos do Estado ou da concessionária na ampliação da rede de distribuição.”

consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual.”

“Art. 56. Fica assegurada a manutenção dos atuais regimes de consumo de gás natural em unidades de produção de fertilizantes e instalações de refinação de petróleo nacional ou importado existentes na data de publicação desta Lei”. (Grifos nossos)

Com a criação das figuras de autoprodutor e autoimportador abriu-se a possibilidade de consumo de gás natural que não é objeto de compra e venda. O Decreto regulamentador da Lei do Gás estabeleceu a obrigatoriedade de registro prévio na ANP das sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou autoimportador (Art. 64), sendo o registro como autoprodutor ou autoimportador vinculado exclusivamente ao projeto da utilização de parte ou da totalidade da sua produção ou do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Ou seja, não há comercialização dos volumes de gás natural consumidos.

As regras referentes ao referido registro foram estabelecidas pela Resolução ANP n.º 51/2011. Uma vez registradas na ANP como autoprodutor ou autoimportador, tais sociedades estão aptas para utilizar parte ou a totalidade de sua produção ou do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais, desde que observem a necessidade da celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual, no mínimo, a operação e manutenção das instalações e dutos utilizados, conforme previsto no Art. 46 da Lei do Gás.

Para os efeitos do enquadramento como autoprodutor ou autoimportador, conforme dispõem os incisos IV e V do Art. 3º da Resolução ANP nº 51/2011, entende-se como as instalações industriais de uso dos agentes interessados na obtenção dos respectivos registros aquelas exploradas ou detidas pela mesma sociedade ou pelo mesmo consórcio que estiver efetuando a importação ou produção de gás natural, ou pelas sociedades de que tratam os Incisos II e III do Art. 6º e os Incisos II e III do Art. 7º da Resolução ANP nº 51/2011. Tais instalações podem ser indústrias, refinarias, termelétricas, fábricas de fertilizante ou qualquer outro tipo de instalação consumidora de gás natural, desde que seja comprovado que o detentor desta instalação produz ou importa gás natural e que o mesmo não seja comercializado desde sua produção ou importação até o consumo final.

Atualmente, duas empresas possuem registro da ANP para atuarem como autoprodutor (Petrobras e Imetame) e duas possuem registro de autoimportador (Petrobras e EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda.). A listagem completa das instalações industriais consumidoras encontra-se disponível no endereço eletrônico da ANP na internet.

Para todas estas unidades consumidoras de gás natural não há qualquer tipo de comercialização do produto, seja na esfera de competência da União, seja entre as distribuidoras e tais unidades. Caso tal contratação ocorresse isso descaracterizaria o consumo como autoprodutor e/ou autoimportador.

Como já apresentado acima, nos termos do Art. 46 da Lei do Gás, o registro de autoprodutor e o registro de autoimportador emitidos pela ANP apenas são válidos na ocorrência de celebração de contrato entre o autoprodutor e autoimportador e a distribuidora estadual, que atribua a esta última, no mínimo, a operação e manutenção

das instalações e dutos à jusante do ponto de entrega relacionado à unidade consumidora, as quais pertencem à esfera de regulação estadual. Ou seja, embora esses agentes consumam gás natural e não o comercialize com as distribuidoras, eles utilizam as instalações de distribuição das companhias locais de distribuição de gás e, por isso, devem firmar com elas contrato de operação e manutenção dessas redes. Isso quer dizer que tais agentes contratam o serviço de distribuição junto às distribuidoras de gás, mas não contratam o gás natural com elas. Na prática, isso representa uma separação entre as atividades de distribuição e comercialização²⁶.

Outro ponto importante a ser salientado é o fato de que as figuras de autoprodutor e autoimportador se encontram sob a esfera de regulação federal sendo, portanto, reguladas pela ANP. Embora a instalação consumidora seja um consumidor final de gás natural e, portanto, receptoras de gás natural entregue fisicamente pelas companhias de distribuição, as figuras de produtor e importador de gás natural são reguladas pela ANP. O tema já foi objeto de questionamento jurídico junto à Procuradoria Federal lotada na ANP²⁷.

Já o consumidor livre, figura também criada pela Lei do Gás, tem a faculdade de eleger o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador, não necessitando comprar gás natural da companhia distribuidora da região geográfica no qual está inserido. Da mesma forma que os autoprodutores e autoimportadores, os consumidores livres também devem firmar com as companhias distribuidoras um contrato de operação e manutenção das instalações que movimentam o gás natural até esses consumidores livres. Este agente não está sob a esfera de regulação da ANP e cada Estado pode estabelecer os critérios para o enquadramento do mesmo.

Um fato que chama atenção na comercialização de gás natural no Brasil, é a escassa ocorrência da celebração de contratos firmados diretamente com consumidores livres²⁸, apesar de estados relevantes em termos de volume consumido, como São Paulo e Rio de Janeiro, já terem regulamentado tal figura. Portanto, consumidores que poderiam adquirir gás diretamente de fornecedores, estão adquirindo o produto via distribuidoras estaduais.

²⁶ A exploração dos serviços locais de gás canalizado no Brasil abarca comumente as atividades de distribuição propriamente dita, onde se encontra a operação e manutenção das redes de gasodutos de distribuição, e a comercialização do gás natural junto aos consumidores finais, não havendo, em regra, a clara separação entre estas atividades.

²⁷ A Procuradoria, por meio do Parecer nº 448/2013/PF-ANP/PGF/AGU, emitiu o seguinte entendimento: *"Entendemos que os entes reguladores estaduais não dispõem de competência para impor restrições adicionais àquelas adotadas pela ANP [por meio da Resolução ANP nº 051/2011] para o enquadramento dos agentes como autoprodutores ou autoimportadores. Isto porque a regulação da atividade em questão é de competência federal, pois não se enquadra no conceito de "serviço local de gás canalizado" que representa a excepcional hipótese constitucional de competência estadual em matéria de gás natural. Neste sentido, Lei 11.909/2009 e o Decreto 7.382/2010 já regulamentam a produção e a importação para uso próprio, como atividades sujeitas à regulação federal. A situação é distinta da do consumidor livre, pois este compra o gás de terceiros, cabendo à legislação estadual fixar o limite de exclusividade da compra por distribuição. Já em relação ao autoprodutor e autoimportador, o simples fato de se registrar perante a ANP lhe dá o direito de consumir o gás próprio, o que não representa uma violação da exclusividade da distribuidora estadual. Entendemos que não é por outro motivo que em seu artigo 2º a Lei 11.909/2009 ressalva a legislação estadual no caso do consumidor livre, mas não o faz para o autoprodutor e o autoimportador."*

²⁸ Apenas contratos 5 (cinco) contratos com 2 (dois) consumidores livres, Furnas S.A. e Parnaíba Gás Natural, foram encaminhados para registro na ANP desde a entrada em vigor da RANP nº 52/2011.

IV - DA FORMAÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL NO BRASIL

IV.1 Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural²⁹

Até o início da vigência das Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (MME/MF) nºs 90, 91 e 92, em abril de 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado era determinado pela Portaria DNC nº 24 (Portaria DNC nº 024/1994), de junho de 1994.

Esta Portaria estabelecia uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural para fins combustíveis e o preço do Óleo Combustível A1, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos. O preço de venda do gás natural referenciado na Portaria DNC nº 024/1994 não identificava separadamente a parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega.

Essa regra trouxe estabilidade ao preço do gás, enquanto se manteve o controle dos preços dos óleos combustíveis. A partir do início de 1999, com a edição das Portarias Interministeriais MME/MF, os preços dos óleos combustíveis passaram a estar vinculados ao mercado internacional. Tal regra, associada à conjuntura externa do mercado de combustíveis conduziu a considerável oscilação do preço máximo de venda do gás natural.

Diante dessas circunstâncias, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda decidiram pela edição de uma nova regulamentação específica, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003 (Portaria MME/MF nº 003/2000), de 12 de fevereiro de 2000, para os preços do gás natural, baseada em dois objetivos fundamentais:

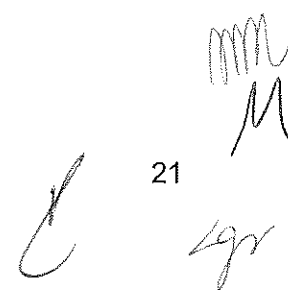
- a) a separação do preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte;
- b) a introdução progressiva do fator distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Tais medidas buscavam dar maior transparência à formação de preços, possibilitar diferentes mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega, reduzir os subsídios cruzados entre usuários e incrementar a eficiência na utilização da rede de transporte.

A Portaria MME/MF nº 003/2000 estabeleceu preços máximos para a venda do gás natural de produção nacional às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega. A parcela referente aos custos de transporte foi denominada Parcela Referencial de Transporte. A outra parcela, referente ao produto, agregava os demais custos até a entrada do gás no sistema de transporte (produção, transferência e processamento).

Cabe ressaltar que cada parcela era corrigida de uma forma diferente, tendo sido atribuído à ANP o papel de estabelecer os valores da parcela denominada Parcela Referencial de Transporte (Tref). Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia ficaram responsáveis pela determinação da parcela relativa ao preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte (Pgt). O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega seria o resultado da soma destas parcelas.

²⁹ Esta seção se baseia em ANP (2002a) e ANP (2010).



Deste modo, é importante esclarecer que nenhuma das duas parcelas representou, isoladamente, um preço máximo. O preço controlado continuava sendo o preço máximo nos pontos de entrega. As parcelas definidas na Portaria MME/MF nº 003/2000 representaram instrumentos visando à correção diferenciada para cada componente e a introdução da distância na determinação do preço.

Neste sentido, o estabelecimento pela ANP das Trefs para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista, às empresas concessionárias de gás canalizado, deu-se através das seguintes Portarias:

- Portaria ANP nº 108/2000, de 28 de junho de 2000;
- Portaria ANP nº 101/2001, de 26 de junho de 2001; e
- Portaria ANP nº 045/2002, de 9 de abril de 2002.

Tais regulamentações tiveram o objetivo principal de gradualmente introduzir o Fator Distância no cálculo da Tref, sendo este inicialmente de 30% dos custos de transporte proporcionais à distância (Portaria ANP nº 108/2000), passando para 40% no ano de 2001 (Portaria ANP nº 101/2001) e, finalmente, para 60% a partir de 2002, por meio da Portaria ANP nº 045/2002.

Contudo, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003/2000 e, conseqüentemente, a regulação tarifária, estava prevista para vigorar até o fim do ano de 2001, data na qual a Lei nº 9.478/97 previa a liberação de preços dos combustíveis, incluindo o gás natural.

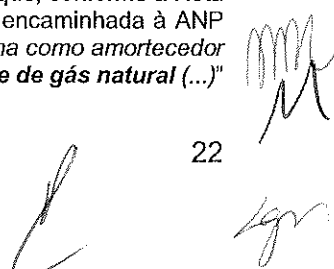
A este respeito, em dezembro de 2001, algumas semanas antes da liberação, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução nº 006 (Resolução CNPE nº 06/2001), de 05 de dezembro de 2001, a qual propunha a manutenção do controle de preços do gás natural de origem nacional, justificada pela inexistência de pressões concorrenciais que permitissem sua liberação. No entanto, nenhum Projeto de Lei foi enviado pelo MME/MF ao Congresso Nacional tratando do assunto.

IV.2 Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal

Após a liberação dos preços, ocorrida em 2002 por falta da apresentação do Projeto de Lei que deveria manter o controle de preços, a política implementada pela Petrobras objetivou a massificação do uso deste energético com vistas a maximizar a utilização da sua rede de gasodutos, em especial o GASBOL. Dessa maneira, havia o estímulo para a adoção do gás natural pelo setor industrial, em consequência da vantagem do seu preço em relação a outros energéticos, notadamente o óleo combustível.

Após 1º de janeiro de 2008, houve a negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais, com a instituição de uma nova política de preços adotada pela Petrobras. A Nova Política da Petrobras abandonou a separação explícita entre as Parcelas do Preço referente à Molécula (Parcela Molécula) e ao Transporte (Parcela Transporte), substituindo-as por parcelas denominadas Parcela Fixa³⁰ e Parcela Variável. É necessário observar que o abandono da distinção, no preço do gás, das parcelas relacionadas ao custo da molécula do gás natural e ao custo do seu transporte representou um retrocesso em relação à transparência na comercialização do hidrocarboneto, sendo, portanto, razoável a argumentação de que

³⁰ Embora não seja explicitado nos contratos de compra e venda de gás natural, há registro que, conforme a Nota Técnica GE-MC/PLANEST/PREÇOS, elaborada pela Petrobras em 14 de maio de 2008 e encaminhada à ANP por meio da Correspondência GE-CORP/AR de 15 de maio de 2008, a Parcela Fixa "funciona como amortecedor da variação da parcela variável e instrumento para remunerar os custos fixos de transporte de gás natural (...)" (grifos nossos).



esta mudança produziu reflexos indesejáveis na formação do preço do energético e contrariou, em última instância, os interesses dos seus compradores.

Desta maneira, um dos princípios norteadores da publicação da Portaria MME/MF nº 003/2000, qual seja, o de dar maior transparência à formação de preços, não se encontrava mais presente na sistemática atual de preços adotada pela Petrobras para venda às distribuidoras. Conforme já exposto na Nota Técnica nº 013/2009-SCM, um patamar mínimo aceitável para a comercialização de gás natural contempla:

“(...) a publicidade, a todos os agentes, da metodologia adotada para o cálculo³¹ e o valor das tarifas de transporte aplicáveis³², calculadas de maneira a refletir os custos atribuíveis à prestação do serviço de transporte³³; a transparência dos contratos de compra e venda de gás natural, que devem possibilitar a distinção, no preço total, de cada parcela de custo relacionado à contribuição dos elos da cadeia da indústria, inclusive o transporte” (ANP, 2009).

Ademais, o *fator distância*, inicialmente considerado na regulamentação da ANP, não se encontrava contemplado na nova fórmula de determinação do preço do gás natural, não estando aderente aos critérios para o cálculo da tarifa de transporte estabelecidos pela RANP nº 029/2005, que antecedeu a RANP nº 015/2014, em especial o disposto no inciso II do Art. 4º, transcrito a seguir:

“As tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador serão compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir:

(...)

II. os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recepção e entrega, o volume e o prazo de contratação, observando a responsabilidade de cada carregador e/ou serviço na ocorrência desses custos e a qualidade relativa entre os tipos de serviço oferecidos.”

Isto significa que, mesmo exigindo-se que as tarifas de transporte acordadas entre as partes e constantes dos contratos de serviço de transporte levassem em consideração os determinantes de custos (dentre os quais a distância entre o recebimento e a entrega do gás, podendo ser determinada por região ou por zona de concessão estadual), a não distinção do custo do transporte no preço do gás natural comercializado tornou praticamente inócua a regulação econômica do segmento de transporte de gás natural no Brasil.

³¹ O cálculo das tarifas deve ser reprodutível por qualquer agente do mercado interessado na contratação dos serviços de transporte objetivando a plena transparência e isonomia, não sendo tal cálculo reservado apenas ao transportador.

³² A Portaria ANP nº 01/2003, assim como a Resolução ANP nº 011/2016, determina o fornecimento, pelo transportador, de várias informações relacionadas ao serviço de transporte ao mercado, inclusive as informações relativas às tarifas e descontos aplicados a cada carregador.

³³ As Resoluções ANP nº 029/2005 e nº 015/2014 preveem que as tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador sejam compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir os custos da prestação eficiente do serviço, assim como os determinantes de custo do serviço.

Não obstante o fato de que, em 2008, a Nova Política da Petrobras tornou menos transparente a formação do preço às distribuidoras de gás natural, apenas após o estabelecimento do novo marco regulatório trazido pela Lei do Gás a ANP passou ter instrumentos para regular aspectos relacionados à transparência da formação do preço nos contratos de compra e venda de gás natural, por meio da regulamentação da autorização da atividade de comercialização de gás natural e do registro dos respectivos contratos de compra e venda.

IV.3 Separação das parcelas do preço de venda e registro de Contratos de Compra e Venda instituídos pela RANP nº 052/2011

O registro de contratos de compra e venda de gás natural, no âmbito da comercialização realizada dentro da esfera de competência da União, foi instituído pela Lei nº 11.909/2009 e regulamentado, posteriormente, pelo Decreto nº 7.382/2010 e pela RANP nº 052/2011.

A análise dos contratos encaminhados pelos agentes para fins de registro deve levar em conta as obrigações estabelecidas pela Resolução ANP nº 052/2011:

- Os Agentes Vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando: (i) modalidade de prestação do serviço; (ii) Termos e condições gerais de prestação do serviço; (iii) volumes; (iv) preço, separando as parcelas referentes à molécula e ao transporte, caso aplicável; (v) critérios de reajuste das parcelas de preço; (vi) ponto de transferência de propriedade; (vii) cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem; e (viii) prazo de vigência; e
- As eventuais alterações, positivas ou negativas, no custo de transporte, ocorridas após a publicação da RANP nº 052/2011, deverão ser refletidas nos contratos registrados através de aditivo, por meio da alteração da Parcela do Preço referente ao Transporte (Parcela Transporte) acima mencionado.

Dessa forma, a regulação da atividade de comercialização prevê expressamente a obrigação dos agentes vendedores de gás natural de identificação dos custos relacionados ao elo de transporte da cadeia de valor do gás natural.

A necessidade do estabelecimento de uma nova metodologia se dava em função da evolução do sistema de transporte de gás no Brasil ocorrido após 2002, notadamente a interligação dos gasodutos do Nordeste e do Sudeste pelo Projeto Gasene e o maior número de injeções de gás no sistema, inclusive gás oriundo dos terminais de regaseificação de GNL. Também contribuiu o fato de que a formalização dos contratos de serviço de transporte continuou sendo feita de forma verticalizada, utilizando cláusulas feitas originalmente para gasodutos lineares e que permitiam grande flexibilidade ao carregador.

Deste modo, em função do esforço empreendido pela ANP entre 2011 e 2016 em regulamentar o novo marco regulatório da indústria, em paralelo com a análise do grande número de contratos de compra e venda de gás natural a ser registrado na ANP, não houve evolução até 2016 com relação às principais questões acerca do estabelecimento de uma metodologia para cálculo da Parcela Transporte aderente à regulação.

IV.4 Parcelas Referentes à Molécula e ao Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural

O Art. 10 da RANP nº 052/2011 determina os elementos mínimos que devem constar nos contratos de compra e venda de gás natural. Dentre estes elementos destaca-se o preço (inciso IV), o qual deve ser dividido em duas parcelas: uma referente à molécula (Parcela da Molécula) e uma referente ao transporte (Parcela de Transporte)³⁴.

A necessidade da separação da parcela referente ao transporte reside no fato de que a atividade de transporte é um monopólio natural, que, por sua natureza, é submetido à regulação tarifária. A distinção dessas parcelas é fundamental para (i) a promoção da transparência no mercado e para a efetividade da regulação das tarifas de transporte na cadeia de valor do gás natural; e (ii) dificultar a ocorrência da prática de subsídio cruzado entre estes dois elos da cadeia de valor do gás natural. Com isso, espera-se uma utilização mais eficiente da infraestrutura, pelo lado do transporte, e a correta sinalização dos preços pelo lado da comercialização da molécula.

Outro objetivo desta medida foi garantir que todos os compradores de gás natural tenham a seu alcance as informações sobre os preços dos distintos serviços necessários à compra e posterior entrega do gás natural, idealmente desde a boca do poço até o consumo final³⁵.

Na hipótese mais simples, quando um mercado consumidor é abastecido por apenas um gasoduto de transporte e com apenas uma origem, a determinação da Parcela de Transporte no preço do gás natural comercializado na esfera de competência da União é feita de forma imediata a partir da respectiva tarifa aplicável ao serviço de transporte utilizado para tornar o produto disponível no local de venda³⁶. Neste caso,

³⁴ Ressalta-se que existe a possibilidade de contratos de comercialização de gás natural nos quais não é necessário identificar a parcela referente ao transporte, como, por exemplo, a comercialização de gás natural na boca do poço.

³⁵ A este respeito, para a Federal Energy Regulatory Commission (FERC, 1992), órgão regulador dos E.U.A., a comercialização deve ocorrer em termos justos entre as partes, ou seja, os compradores devem possuir informações e elementos suficientes para uma boa tomada de decisão, como fica claro no seguinte pronunciamento: *"The Commission's primary aim in adopting the instant regulations is to improve the competitive structure of the natural gas industry and at the same time maintain an adequate and reliable service. The Commission will do this by regulating pipelines as merchants and as open access transporters in a manner that accomplishes two fundamental goals. The first goal is to ensure that all shippers have meaningful access to the pipeline transportation grid so that willing buyers and sellers can meet in a competitive, national market to transact the most efficient deals possible. (...) The Commission's second fundamental goal is to accomplish the first goal in a way that continues to ensure consumers access to an adequate supply of gas at a reasonable price. (...) The Commission believes that to accomplish those objectives it is vital to give all gas purchasers (LDCs and end users, such as industrials and gas-fired electric generators) the ability to make market-driven choices about the price of gas as a commodity and about the cost of delivering the gas. Simply put, efficiency in the now national gas market can be realized only when the purchasers of a commodity know, in a timely manner, the prices of the distinct elements associated with the full range of services needed to purchase and then deliver gas from the wellhead to the burnertip. Only then will gas purchasers be able to purchase, based upon their needs, the exact services they want with full recognition of the prices that they would have to pay. And only then will the Commission be assured that all gas is transported to the market place on fair terms. What best serves the interests of gas purchasers -- the ability to make informed choices -- is also important for gas sellers. (...)"*

³⁶ A hipótese de fornecimento de gás natural a partir de um gasoduto de transporte (ou gasodutos de transporte contemplados em apenas um contrato de serviço de transporte) e da prestação de um serviço de transporte tem como objetivo tornar clara quais os custos que podem ser ressarcidos pela parcela do preço referente ao transporte, caso o agente vendedor incorra diretamente em gastos com a contratação de transporte desde a entrada até a saída do produto do sistema de transporte.

supondo que o agente vendedor seja também o responsável pelo carregamento do gás natural e contrate apenas uma modalidade de serviço de transporte (firme, interruptível, extraordinário ou qualquer outro ofertado pelo transportador) a Parcela de Transporte no contrato de compra e venda deve refletir exatamente a tarifa de transporte constante do contrato de serviço de transporte do carregador/agente vendedor, assim como seu critério de reajuste, em atendimento do disposto no parágrafo único do Art. 10 da RANP nº 052/2011, transcrito a seguir:

“Art. 10. Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando:

I - Modalidade de prestação do serviço;

II - Termos e condições gerais de prestação do serviço;

III - Volumes;

IV - Preço:

a) Parcela do preço referente à molécula;

b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável;

V - Critérios de reajuste das parcelas de preço;

VI - Ponto de transferência de propriedade;

VII - Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem;

VIII - Prazo de vigência.

Parágrafo único. As eventuais alterações, positivas ou negativas, no custo de transporte, ocorridas após a publicação desta Resolução, deverão ser refletidas nos contratos registrados através de aditivo, por meio da alteração da parcela do preço referente ao transporte de que trata a alínea (b) do inciso IV deste artigo”.

O parágrafo único do Art. 10 determina, ainda, que as variações positivas ou negativas do custo de transporte (ou da remuneração do transporte) devem ser repassadas à Parcela de Transporte, representando, na prática, que esta parcela deve obrigatoriamente prever o repasse (*pass-through*) dos custos de transporte para o preço de venda do gás natural. Não cabe, portanto, prever alterações nesta parcela que não correspondam estritamente às variações nos gastos relativos à contratação de capacidade de transporte pelo agente vendedor. Por exemplo, não estão incluídas nestes gastos as despesas gerais e administrativas com a atividade de carregamento e comercialização, tais como: pessoal próprio e consultoria para elaborar e gerir contratos; controle logístico do suprimento; material de escritório; serviços de utilidade pública (água, luz, telefone, entre outros); aluguel; emissão de faturas; etc. Também não estão incluídos custos de transporte associados com a movimentação de gás natural que não se refiram à atividade de comercialização, como autoprodução e autoimportação.

A Parcela de Transporte, portanto, não deve comportar custos e despesas de outra natureza, ou seja, esta parcela deve representar apenas a remuneração do transportador pelo carregador, não devendo ser incorporada à mesma quaisquer custos e despesas incorridos pelo agente vendedor no exercício das demais atividades que compõem a cadeia de valor do gás natural (exploração, produção,

importação, exportação, tratamento, processamento, comercialização, carregamento³⁷, estocagem, armazenagem, regaseificação, liquefação e distribuição). Já a Parcela da Molécula não é regulada, sendo livremente negociada entre as partes. É esta parcela que deve eventualmente cobrir os custos e despesas incorridos nas demais atividades, pois a parcela referente ao transporte é regulada.

Ressalta-se que a RANP nº 52/2011 não define como a Parcela da Molécula deva ser estabelecida, cabendo ao agente vendedor dar a ela transparência na sua formação que considerar necessária (na hipótese de um mercado de gás natural razoavelmente competitivo o valor da molécula é estabelecido pelos fundamentos da oferta e demanda - o que na literatura denomina-se de *gas-to-gas competition*). Nada impede, contudo, que as partes signatárias do contrato de compra e venda de gás natural concordem em estruturar a Parcela da Molécula em subparcelas com diferentes critérios de reajuste. Tal medida não está em conflito com o Inciso V do Art. 10 da RANP nº 52/2011.

IV.5 Evolução Recente dos Preços do Gás Natural no Brasil (2011-2018)

A Figura 4 a seguir mostra a evolução dos preços de compra e venda e de importação do Gás Natural praticados no Brasil de setembro de 2011 a maio de 2018:

³⁷ Exceto pelo pagamento dos encargos do serviço de transporte de gás natural, que refletem exatamente a parcela de transporte.

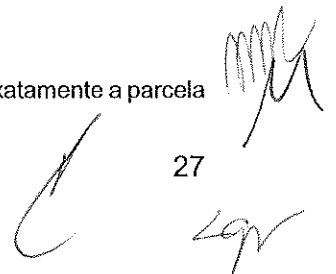
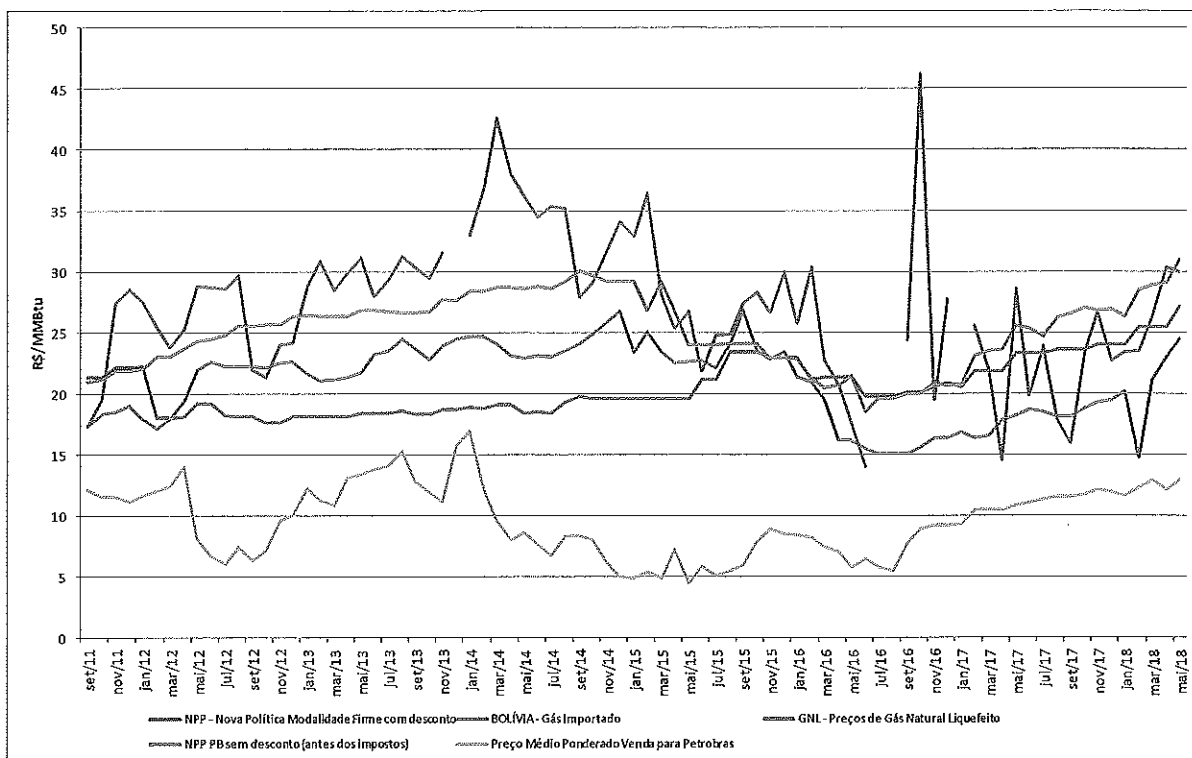


Figura 4 – Evolução dos Preços do Gás Natural Comercializado¹ e de Importação – Set/11 a Mai/18.



Fonte: MME e SIM/ANP.

Nota: 1) A série dos preços do gás natural fornecidos às térmicas pertencentes ao Programa Prioritário de Térmicas (PPT) tendo em vista que os mesmos não representam preços negociados entre as partes, mas sim preços regulados e estabelecidos por meio da Portaria Interministerial MF/MME nº 234, de 22 de julho de 2002.

Como pode ser visto na Figura 4, o preço dos contratos da Nova Política de Preços da Petrobras (“NPP PB”) sem desconto (antes dos impostos) vem acompanhando a evolução do preço do GNL importado durante todo o período observado. De setembro de 2011 até janeiro de 2017, o preço NPP PB tendeu a permanecer próximo à cotação mínima do GNL importado. Assim, inicialmente ele assumiu uma trajetória de elevação desde o valor de R\$ 20,98/MMBtu em setembro de 2011 até o máximo de R\$ 30,02/MMBtu, alcançado em setembro de 2014. Suprimindo os valores excepcionais, o preço do GNL importado atingiu valor máximo um mês antes, em agosto de 2014. Portanto, o NPP PB acumulou valorização em três anos de 43,1%, enquanto o GNL importado se valorizou em 103%. Dali até junho de 2016, os preços médios de ambos declinaram. O preço NPP PB baixou até o valor mínimo de R\$ 18,55/MMBtu em junho de 2016, acumulando desvalorização de 38,21%. Daquela data em diante, o preço NPP PB retomou seu caminho de alta. Porém, de junho de 2016 até o final da série temporal, passou a ficar próximo à máxima do preço do GNL importado e acumula alta de 67,0%.

De 2012 a 2015, a Petrobras adotou como política de preço a prática de oferecer descontos sobre o valor do NPP PB. Isto fez com que o seu valor descontado ficasse inferior ao valor do gás importado boliviano de 2012 até 2015. Tal prática foi progressivamente mitigada a partir de 2015, de forma que, até janeiro de 2017, o desconto praticado foi nulo. Desde fevereiro de 2017, a prática de descontar foi retomada, porém o valor descontado tem permanecido acima do preço do gás importado da Bolívia.

Por outro lado, o Preço Médio Ponderado Venda para Petrobras, que representa o valor médio vendido à Petrobras pelos produtores de gás nacional antes do elo do processamento e do transporte de gás natural, não apresenta qualquer semelhança com o comportamento observado para os demais preços do gás praticados pelo agente dominante. De setembro de 2011 a abril de 2012, o Preço Médio Ponderado Venda para Petrobras sofreu valorização de 15,2%, para, em seguida, incorrer em queda de 56,6%. De julho de 2012 a janeiro de 2014,

este preço se valorizou em 280,0%. A partir de então, seguiu nova trajetória de queda até maio de 2015, sofrendo desvalorização de 73,2%. Daquela data até agosto de 2016, flutuou entre a máxima de R\$ 8,95/MMBtu, alcançada em novembro de 2015, e a mínima de R\$ 5,44/MMBtu, atingida em agosto de 2016. Depois disso, assumiu nova trajetória de alta que ainda não foi interrompida, valorizando-se em 184% ao atingir o valor de 12,93/MMBtu em maio de 2018.

As séries de preços de compra e venda de gás da Petrobras apresentam, a partir de meados de 2014 até o presente momento, comportamento semelhante ao comportamento dos preços internacionais do petróleo Brent para o mesmo período, ou seja, após um período prolongado de queda acentuada, observa-se a sua recuperação, ainda que em ritmo e intensidade próprios, mas não divergentes. Tal comportamento se deve pelo fato de no Brasil o preço do gás natural ainda estar vinculado a uma cesta de óleos negociados internacionalmente.

O preço do GNL importado seguiu em elevação de setembro de 2011, quando seu valor foi cotado em R\$ 17,31/MMBtu, até agosto de 2014, quando atingiu o valor de R\$ 35,15/MMBtu, valorizando em 103,2%. Desta data até junho de 2016, o preço declinou até alcançar R\$ 14,04/MMBtu. Desde então, a sua cotação tem flutuado, com exceção de outubro de 2016 quando alcançou o valor de R\$ 46,19/MMBtu, dentro de uma faixa delimitada por R\$15,00/MMBtu e por R\$ 30,00/MMBtu, mostrando alguma tendência de elevação desde a mínima de R\$ 14,58/MMBtu, em abril de 2017, até maio de 2018, quando seu valor foi de R\$ 29,93/MMBtu, acumulando valorização de 105,2%. Exceto por um curto período de 12 meses, de outubro de 2011 a setembro de 2012, a volatilidade de 12 meses do preço do GNL foi crescente. De junho de 2016 a outubro de 2017 a volatilidade aumentou significativamente, mas retornou logo em seguida para valores mais regulares desde então.

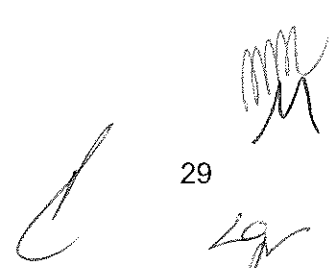
V – DA PROPOSTA DE TRANSPERÊNCIA DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL

V.1 A Transparência dos preços e a transição para um mercado concorrencial

Há uma série de características gerais que auxiliam a formação de um mercado eficiente e concorrencial, que emite sinais de investimento adequados aos participantes do mercado. Especificamente para o mercado de gás natural, essas características incluem o acesso, pelos compradores e vendedores, a informações consistentes sobre reservas e recursos de gás natural. Isto possibilita que esses agentes possam tomar decisões com o nível de informação adequado, tanto com relação ao fornecimento ou uso do gás natural, como com relação a um preço indicativo, que serve de guia para a valoração do gás natural.

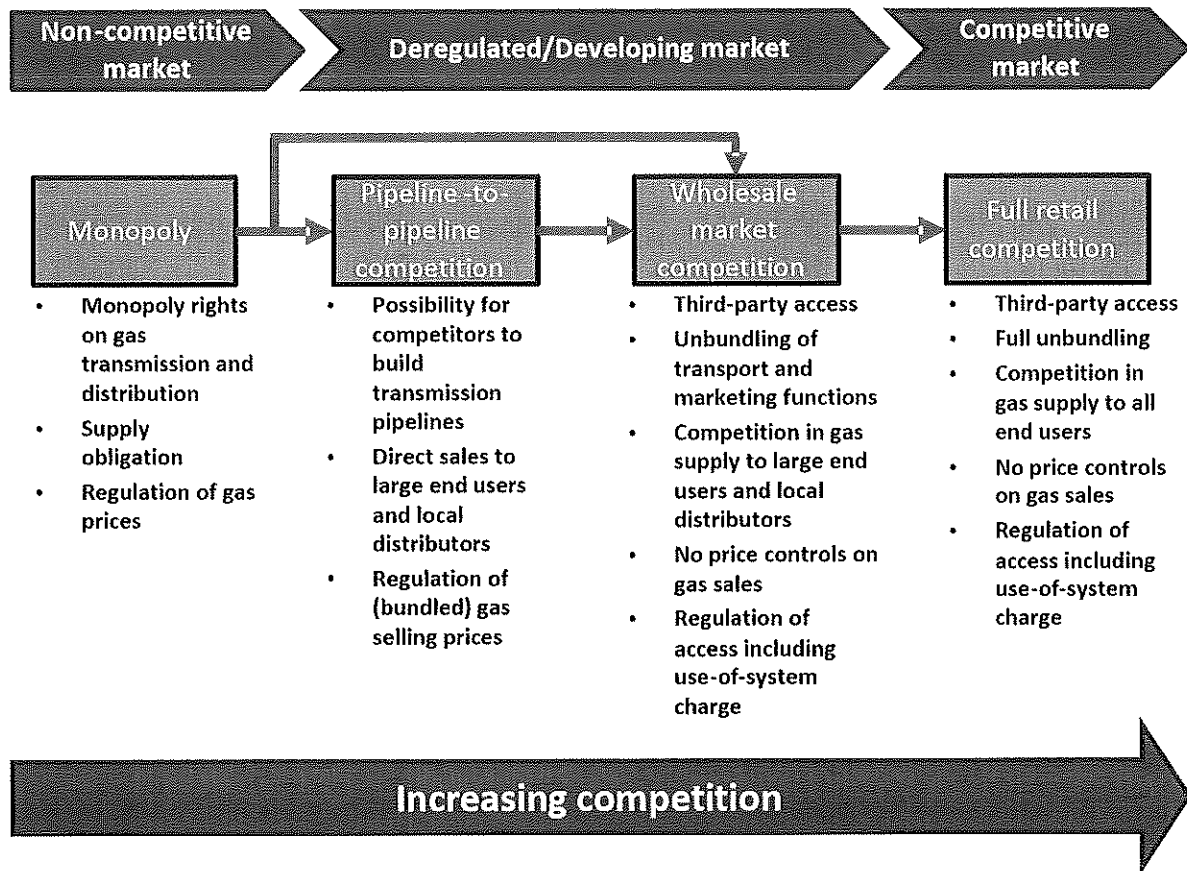
No caso do Brasil, considerando as características gerais da indústria do gás natural e os mecanismos presentes de formação de preço do gás natural, a transição para um mercado concorrencial deve levar em conta um processo de evolução, assim como ocorreu em outros países, no qual a adaptação do marco legal e regulatório seja acompanhada pela entrada de um número crescente de agentes no mercado, até a meta de um mercado concorrencial líquido ser atingida.

A figura abaixo ilustra os estágios para o desenvolvimento da competição gás-gás, tal como idealizado pela Agência Internacional de Energia (IEA).



29

Figura 4 – Estágios do Desenvolvimento da Concorrência Gás-Gás³⁸



Fonte: OECD/IEA, "Gas Pricing and Regulation - China's Challenges and IEA Experience", 2012

O gráfico da IEA se inicia no estágio I no qual não há mercado concorrencial, e que as atividades de transporte, distribuição e suprimento são executadas por um ente monopolista, sendo que em muitos países este estágio contou com um ente monopolista estatal.

Os dois estágios intermediários mostrados no gráfico se referem à competição entre gasodutos (II) e à formação de um mercado atacadista de gás natural (III).

Com relação ao estágio II (competição entre gasodutos), o suprimento de gás natural é efetuado e oferecido aos clientes em conjunto com o transporte do gás natural, na forma de uma empresa verticalmente integrada. A comercialização do gás natural é feita diretamente a grandes usuários finais³⁹ e às distribuidoras locais de gás canalizado.

No estágio III, referente à formação de um mercado atacadista, passa a ser de vital importância a separação (*unbundling*) entre o transporte e a comercialização do gás natural, com tarifas reguladas. Não há mais necessidade de controle de preços e

³⁸ Apesar de relevante para o caso chinês, sobre qual o estudo da OECD/IEA se refere, o estágio "pipeline-to-pipeline competition" não possui aplicação direta à indústria brasileira do gás natural.

³⁹ Na Europa, em alguns países, existem grandes consumidores diretamente ligados ao transporte de gás natural. No Brasil, o gás é transportado até o "city-gate", onde passa para a custódia da respectiva distribuidora local de gás canalizado, que está sob a esfera de regulação estadual.

passa a haver efetiva concorrência para o suprimento dos grandes usuários finais e das distribuidoras locais de gás canalizado.

O estágio IV ou final é a concorrência no mercado de varejo, no qual a concorrência no suprimento do gás natural chega até os usuários finais⁴⁰, com a efetiva garantia de acesso ao transporte por meio do *unbundling* total, e tarifas de transporte reguladas.

Tendo em vista a estrutura da indústria do gás natural mostrada anteriormente, as próximas medidas a serem implementadas numa transição para um mercado maduro de gás natural devem objetivar desenvolver os elementos mencionados no estágio III de concorrência no mercado atacadista, conforme listados na figura 4: o acesso de terceiros a infraestruturas de transporte de gás natural; a separação entre as atividade de transporte e comercialização de gás natural (separação da atividade monopólica das demais atividades da cadeia); a concorrência na oferta de suprimento de gás natural; a ausência de controle de preços na comercialização de gás natural; e a regulação do acesso com tarifas de transporte reguladas.

A transparência da formação de preços é fundamental para a transição para um mercado concorrencial. As decisões informadas proporcionam um ambiente regulatório mais previsível e auxiliam no incentivo à concorrência, criando estruturas de mercado mais eficientes e assegurando que os custos regulatórios sobre a indústria não sejam excessivos.

Quando informações e dados relevantes são combinados com um preço indicativo que reflita os preços reais de mercado, há a melhora na capacidade dos participantes do mercado para responder a possíveis deficiências de oferta, oportunidades de investimento em infraestrutura e movimentos de preços.

Na transição para um mercado concorrencial, a falta de informações sobre preços complica e atrasa a barganha entre os agentes. Muitas informações sobre preços são privadas e específicas para contratos e negociações específicas. Devido a isso, há uma grande disparidade entre o nível e a precisão das informações disponíveis para os *players* de mercado, como produtores e comercializadores que participam de mais negociações, são maiores ou são mais verticalmente integrados *versus* participantes do mercado como os usuários industriais de gás, que normalmente participam menos frequentemente de negociações e acordos específicos de gás natural. Embora alguma disparidade desse tipo sempre tenha existido, mesmo internacionalmente, a disparidade é piorada no momento em que há um número reduzido de ofertas feitas pelos fornecedores. Na situação em que poucas ofertas estão sendo feitas, os usuários industriais são menos capazes de usar as informações que seriam incorporadas em uma variedade de ofertas como um substituto para o conhecimento de contratos recentemente acordados.

Nesse sentido, há uma série de benefícios potenciais para os participantes do mercado terem acesso a uma série de preços indicativos ponderados por volume, com base nos preços e volumes efetivamente faturados pelos produtores:

- proporcionaria maior visibilidade dos preços de gás do produtor, incluindo os termos comerciais mais importantes que afetam esses preços - ou seja, porcentagens de *take-or-pay* e fatores de carga (*load factors*) - que são elementos importantes de precificação em negociações comerciais reais, mas não estabeleceria um teto ou um piso sobre esses preços;

⁴⁰ Em alguns países, como a Inglaterra, os usuários finais (os residenciais inclusive) têm a opção de escolher o seu supridor de gás natural.

- proporcionaria um ponto de referência de mercado para os usuários de gás quando negociam contratos de compra e venda (GSAs) com produtores e comercializadores (inclusive consumidores livres). Isso imporá uma restrição competitiva mais clara aos produtores de gás e aos comercializadores de gás natural em suas negociações de fornecimento e poderia proporcionar um ambiente negocial mais equilibrado durante o processo de negociação;
- forneceria um mecanismo para comparar o preço indicativo baseado em GSAs com os preços do mercado de negociação de curto prazo ao longo do tempo. Se houver a evolução para uma maior liquidez nos mercados e áreas de mercado de gás natural, a necessidade de um preço indicativo diminuiria com o tempo;
- proporcionaria um ponto de referência de mercado para os produtores de gás de menor porte e para os novos entrantes, de modo a aferirem os preços potenciais que poderiam receber no desenvolvimento de novas fontes de gás natural. Isto também se aplica ao setor financeiro que tem interesse em avaliar a viabilidade contínua de projetos de gás novos e existentes;
- possibilitaria o monitoramento dos preços dos GSAs e as alterações nos termos e condições dos GSAs ao longo do tempo.

O processo para calcular o preço indicativo com base nas faturas reais precisaria incluir a coleta de dados sobre os principais aspectos comerciais de cada GSA dos ofertantes, além dos dados do faturamento. Os detalhes relevantes de cada GSA incluiriam: data do contrato, duração do contrato, local de troca de propriedade, nome do comprador e local do uso do gás natural, percentual de *take-or-pay*, preço do contrato/mecanismo de revisão de preços.

V.2 A Proposta de Regulamentação para a Transparência dos preços de gás natural

Com base nos argumentos apresentados na subseção anterior, a proposta de regulamentação baseia a transparência com relação à formação de preços do mercado de gás natural na padronização dos contratos de compra e venda de gás natural, tendo em vista que, além de diminuir os custos de transação das negociações, um número limitado de contratos padronizados permitiria a publicação dos preços médios ponderados por volume que corresponderiam a determinadas características de fornecimento, correspondentes aos aspectos comerciais que diferenciam cada contrato padronizado. A proposta também se baseia na divulgação desses preços, assim como das características comerciais de cada contrato, preferencialmente os contratos-padrão.

É importante ressaltar que em mercados maduros existem empresas especializadas na divulgação de cotações de mercado⁴¹ (ou, alternativamente, quando as negociações são efetuadas em mercado organizado, a própria entidade que organiza o mercado se responsabiliza por divulgar os preços), normalmente por meio de pesquisas com os agentes participantes. Considerando a atual transição para um mercado concorrencial, na ausência da atuação dessas empresas, cabe à ANP divulgar estes preços.

⁴¹ Conforme OECD/IEA, dentre as empresas de cotações de mercado se incluem Platts, Argus, e ICIS Heren.

Associado à padronização dos contratos, a negociação de contratos padronizados em um mercado organizado também é outro fator que propicia a redução de custos de transação, transparência e liquidez do mercado. Para isto, fica previsto que a ANP poderá celebrar acordos de cooperação técnica com as entidades administradoras desses mercados, de forma a proporcionar os requisitos e ambiente adequados à comercialização de gás natural, uma vez que a Agência é responsável pela regulação da atividade.

Para assegurar um ambiente de concorrência efetiva, propõe-se que fique vedada a utilização de cláusulas de destino nos contratos de compra e venda de gás natural, assim como também a vedação a qualquer cláusula que potencialmente possa acarretar a limitação da concorrência no mercado.

Os respectivos artigos de Resolução estão transcritos abaixo:

“Art. 6º A transparência em relação à formação de preços do mercado de gás natural se baseia na padronização dos contratos de compra e venda de gás natural e na divulgação ao mercado de informações suficientes, inclusive no que se refere aos preços praticados, para a realização de negócios em bases equânimes entre os participantes do mercado.

§ 1º As informações e o período no qual estas deverão ser divulgadas será determinado pela ANP, de forma a assegurar que os consumidores e os mercados competitivos estejam protegidos dos efeitos adversos de uma colusão ou de outros comportamentos anticoncorrenciais.

§ 2º Na ausência de efetiva divulgação das cotações de mercado por empresa especializada, nos critérios estabelecidos pela ANP, esta se encarregará de publicar as informações relativas ao preço do gás natural.

Art. 7º A ANP promoverá a elaboração dos contratos padronizados de compra e venda de gás natural com a participação dos agentes econômicos e da sociedade, por meio de consulta e audiência públicas.

§ 1º Para fins de atendimento da transparência na formação de preços do mercado de gás natural, da padronização dos contratos, do aumento de liquidez do mercado de gás natural e da redução de custos de transação, o ambiente de negociação dos contratos padronizados será preferencialmente o de mercado organizado de gás natural.

§ 2º A ANP poderá celebrar acordos de cooperação técnica com entidades administradoras de mercado organizado de gás natural.

Art. 8º Fica vedada a utilização de cláusulas de restrição de destino nos contratos de compra e venda de gás natural, assim como qualquer restrição que potencialmente limite a concorrência no mercado de gás natural, podendo o adquirente comercializar o produto adquirido para qualquer interessado, respeitada a regulamentação vigente.”

Para a operacionalização da divulgação das informações, a proposta de Resolução altera a Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011, estendendo algumas obrigações que já existiam para os agentes vendedores de gás natural para os agentes compradores, e disciplinando o momento no tempo no qual as informações serão divulgadas ao mercado pela ANP.

“Art. 13 A Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011, passa a vigorar com as seguintes alterações:

VIII - Agente Comprador: agente da indústria de gás natural que adquire a propriedade de volume de gás natural de agente vendedor;

IX - Ponto de Transferência de Propriedade: local onde ocorre a troca de propriedade do gás natural;

X - Ponto Virtual de Negociação: ponto de transferência de titularidade dentro de uma área de mercado de capacidade sem uma localização física definida, utilizado como referência para negociação de gás natural;

XI - Área de Mercado de Capacidade: delimitação do sistema de transporte de gás natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída, por meio de serviços de transporte padronizados;

XII - Mercado Organizado de Gás Natural: espaço físico ou sistema eletrônico destinado à negociação ou ao registro de operações com gás natural, por um conjunto de agentes autorizados a operar e que atuam por conta própria ou de terceiros." (NR)

"Art. 6º O registro do agente vendedor e do agente comprador será efetuado pela ANP por ocasião da outorga da autorização para atividade de comercialização.

Parágrafo único. Os agentes cujas autorizações para atividade de comercialização sejam deferidas receberão um número de registro, o qual ficará disponível, juntamente com as respectivas informações cadastrais, na página da ANP na internet." (NR)

"Art. 8º A autorização para a realização da atividade de comercialização poderá ser revogada, e o registro de agente vendedor ou de agente comprador poderá ser cancelado nas seguintes situações:" (NR)

"Art.

11.

§ 6º Não serão registrados pela ANP os contratos de compra e venda de gás natural que sejam negociados e registrados em mercado organizado de gás natural cuja entidade administradora possua acordo de cooperação técnica com a ANP para a troca de informações." (NR)

"Art. 12. Os agentes vendedores e os agentes compradores deverão comunicar à ANP, até o décimo quinto dia do mês subsequente, os volumes de gás natural comercializados e os preços de venda praticados, utilizando o formulário disponível na página da ANP na internet (<http://www.anp.gov.br>).

§ 1º A ANP divulgará mensalmente, até o décimo dia útil do segundo mês subsequente, as seguintes informações relativas à atividade de comercialização de gás natural:

I - volume médio diário comercializado por ponto de transferência de propriedade;

II - preço médio de venda, ponderado pelo volume, por local de ponto de transferência de propriedade e modalidade de prestação de serviço; e

III - percentual, ponderado pelo volume, dos compromissos de retirada mínima mensal pelos compradores de gás natural por modalidade de prestação de serviço.

§ 2º A ANP restringirá a divulgação das informações relativas ao volume e ao preço médio da compra e venda de gás natural realizado em ponto virtual de negociação dentro do sistema de transporte.

§ 3º A ANP, a seu critério, poderá solicitar aos agentes vendedores e aos agentes compradores o envio de informações para o acesso às notas fiscais eletrônicas (NFEs) e aos conhecimentos de transporte eletrônico (CTEs), quando aplicável, referentes às operações de compra e venda realizadas por esses agentes na esfera de competência da União." (NR)

(...)

Art. 18. Fica revogado o Anexo I da Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011."

VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta Nota Técnica teve por objetivo apresentar uma proposta de resolução para a promoção da maior transparência dos preços do gás natural no Brasil.

A presente proposta se fundamenta no fato de que tomadas de decisão bem informadas por parte dos agentes da indústria proporcionam um ambiente regulatório mais previsível e auxiliam na promoção da concorrência, criando estruturas de mercado mais eficientes e assegurando que os custos regulatórios sobre a indústria não sejam excessivos.

Quando informações e dados relevantes são combinados com a divulgação de preços de referência que refletem os preços reais de mercado, isso melhora a capacidade dos participantes do mercado de responder a possíveis deficiências de oferta, oportunidades de investimento em infraestrutura e movimentos de preços.

A falta de informações sobre preços torna mais complexa e reduz as trocas na economia. Muitas informações sobre preços são privadas e específicas para contratos e negociações específicas.

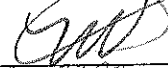
Desta forma, a presente proposta visa ampliar o grau de informação disponível aos participantes do mercado, bem como pretende criar as bases para a formação de mercado concorrencial de gás natural a partir da realização de operações de compra e venda em um ambiente organizado e de contratos padronizados, em linha com as contribuições colhidas ao longo da iniciativa Gás para Crescer entre os anos de 2016 e 2017, em especial nos grupos que trataram do transporte e de comercialização.

Nota Técnica elaborada por:

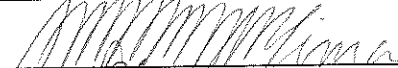
Luciano de Gusmão Veloso



Marco Antonio Barbosa Fidelis



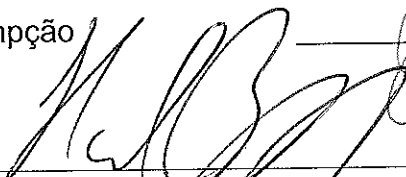
Amanda Wermelinger Pinto Lima



Márcio Bezerra de Assumpção



De acordo:



Helio da Cunha Bisaggio
Superintendente de Infraestrutura
e Movimentação