



**TBG/DSP 0039/2016**

**Rio de Janeiro, 7 de novembro de 2016.**

**Destinatário**

**Ao Ministério de Minas e Energia - MME**

**A/C: Ilmo. Sr. Márcio Félix Carvalho Bezerra**

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

**Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 9º andar.**

**70065-900 - Brasília - DF**

**Assunto: Consulta Pública "Gás para Crescer".**

**Referência: Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil - Versão beta. out/2016; Relatório Técnico - Versão beta. out/2016.**

**Prezado Senhor Márcio Félix**

No intuito de contribuir para os objetivos da iniciativa "**Gás para crescer**", sob coordenação deste ministério, apresentamos a seguir, as considerações da Transportadora Brasileira Bolívia Brasil (TBG) acerca do documento em Consulta Pública.

**Introdução**

A TBG reconhece a importância da Iniciativa Gás para Crescer no desenvolvimento do mercado de Gás Natural no Brasil, e corrobora sua abordagem sistêmica no tratamento da transição para um novo modelo de negócios desta indústria.

Desta forma, e visando a contribuir no processo de transição em curso, encaminhamos, através desta Consulta Pública, algumas considerações e sugestões a respeito das Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.

O mercado de gás natural caracteriza-se como uma indústria de rede, na qual são imprescindíveis mecanismos de coordenação entre os diferentes participantes. Atualmente, este mercado passa por um importante momento de inflexão, com a sinalização de desinvestimentos da Petrobras, agente principal e estruturante da cadeia de valor, ao mesmo tempo em que muitas incertezas

cercam as perspectivas de oferta e demanda futuras de gás natural no país.

Neste sentido, as propostas para um novo ambiente de negócios que promovam maior liquidez, transparência e competitividade, devem ser planejadas de maneira gradual, transparente e objetiva, minimizando o risco de paralização do sistema no curto prazo e, ao mesmo tempo, atraindo novos investimentos.

É nesta perspectiva que a TBG participa desta Consulta Pública, enfatizando os aspectos relativos às seguintes Frentes de Trabalho:

1. Tarifação por entradas e saídas
2. Compartilhamento de infraestruturas essenciais ("*essential facilities* ")
3. Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem
4. Desafios tributários

Não obstante, reconhecemos a importância da abordagem integrada dos temas tratados nas demais Frentes de Trabalho.

Ressalta-se, ainda, a importância da participação dos agentes no detalhamento das propostas contidas nos Anexos do documento submetido à Consulta Pública, para que sejam co-criadas as melhores soluções para o Sistema de Gás Natural no país. A TBG reforça, portanto, sua disponibilidade e interesse na participação do "comitê formado pelo governo e por agentes da indústria de gás natural para avaliação da transição para o novo modelo", bem como no âmbito das negociações a serem conduzidas pelo "Comitê Técnico Bilateral Brasil-Bolívia".

A seguir, serão apresentadas nossas principais considerações e alternativas no encaminhamento das questões suscitadas pelas Frentes de Trabalho supracitadas.

## **Anexo 2: Tarifação por Entrada e Saída**

A TBG considera que as decisões acerca do modelo de contratação, tarifação e alocação de custos devem ser tomadas em uma perspectiva ampla, para a qual pretende contribuir de maneira ativa, uma vez que tais decisões impactam nos sinais econômicos a serem emitidos ao mercado, visando a promover o maior desenvolvimento da indústria de gás natural. A escolha do tipo de contratação (Postal, Ponto a Ponto, Entrada e Saída) interfere diretamente na capacidade firme a ser ofertada pelo sistema de transporte.

Além disso, é necessário refletir sobre os mecanismos de coordenação, repartição de riscos e custos associados ao modelo de contratação, em especial sobre aqueles relacionados ao balanceamento do sistema. No modelo do tipo entrada e saída, por exemplo, é fundamental redefinir o papel de cada agente quanto a aspectos como o fluxo de informações, o suprimento de gás para regularizar o sistema, a liquidação de operações de compra e venda e a otimização do uso da rede de transporte, dentre outros.

A viabilidade desta escolha, portanto, está relacionada ao modelo da indústria de gás como um todo, envolvendo aspectos como a existência ou não de hubs, a eventual criação de um operador do sistema, bem como a existência de tratamento tributário para tais transações.

O tipo de tarifação, por sua vez, não deve trazer distorções ao mecanismo de formação de preços da molécula, promovendo a refletividade dos custos, a transparência, a concorrência e o investimento de longo prazo, garantindo, ao mesmo tempo, a receita máxima permitida da transportadora. Os três modelos apresentados na literatura (postal, distância e entrada e saída) apresentam vantagens e desvantagens a serem analisadas.

Superada a questão do modelo tarifário, resta ainda a tarefa do modelo de alocação dos custos, puros ou híbridos, cuja adoção pode trazer sinais locais bastante diferentes ao sistema. Tal questão não foi abordada no Anexo 2 da Iniciativa Gás para Crescer, e deverá, igualmente, ser objeto de discussão entre os agentes, na busca de soluções que promovam maior eficiência na utilização do sistema de transporte.

Ressalte-se, também, que existe um grande desafio de análise na transição de um modelo de contratação e tarifação postal para metodologias alternativas, não apenas por seu impacto na sinalização aos novos agentes, como na convivência com os contratos remanescentes, considerada a condição de contorno de respeito aos instrumentos vigentes.

Desta forma, a TBG já mobilizou recursos para estudo do tema, bem como dos efeitos da adoção das diversas metodologias tarifárias na operacionalização e retorno financeiro da companhia, com objetivo de preparação do processo de Chamada Pública para contratação da capacidade que se fará disponível com o término do Contrato TCQ. Estamos, portanto, dispostos a contribuir no aprofundamento da discussão acerca do melhor modelo de contratação, tarifação e alocação de custos para o mercado de gás natural no Brasil.

Ratificamos, ainda, o entendimento de que, até o momento, as propostas tarifárias a serem submetidas pelas transportadoras para aprovação da ANP, visando a contratação de futuras capacidades disponíveis em gasodutos autorizados, deverão atender ao disposto na Resolução ANP 15/14, podendo basear-se em qualquer modelo ou metodologia tarifária aderente à citada resolução.

### **Anexo 3 - Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais**

A definição quanto ao compartilhamento das estruturas essenciais está, ainda, longe de ter todas as questões equacionadas. Trata-se de um tema no qual ainda se discute a dicotomia entre o acesso de terceiros regulado (third part access – TPA) ou o acesso negociado, com a possibilidade de aplicação da essential facilities doctrine, em caso de negativa de entrada imposta por eventual abuso de poder de um agente dominante. De fato, é desejável maximizar as externalidades positivas que a utilização dos ativos de

infraestrutura possam gerar para a sociedade. Porém, há que se estabelecer um mecanismo que preserve os interesses de todos os agentes.

O estabelecimento de um regramento adequado envolve, entre outros fatores, a existência de um preço justo e que garanta um acesso não discriminatório à infraestrutura essencial, desde que respeitadas as condições de elegibilidade técnica e econômica que garantam as boas práticas da indústria. A preferência de acesso (mais crítico para dutos de escoamento e transferência e, em particular, para a produção de gás associado) e a repartição dos riscos entre os agentes também são questões fundamentais, devendo estes últimos estarem refletidos nos preços e compartilhados de forma negociada nos contratos estabelecidos entre os agentes.

Cabe ressaltar que os transportadores podem atuar de forma eficiente e competitiva nas atividades previstas no artigo 3º da Lei do Gás, principalmente relacionado a terminais de GNL, estocagem, assim como nas demais atividades que formam o midstream do GN, incluindo o processamento de GN, em função das sinergias existentes. Desta forma, será possível atrair mais investimentos para o setor, e promover maior eficiência e competitividade, em benefício do consumidor final.

Em que pese às similaridades encontradas no caso europeu, principalmente nas mudanças de um modelo monopolista estatal para o de mercado competitivo, há de se avaliar detalhadamente as especificidades do caso brasileiro. A analogia e adoção de práticas advindas de mercados mais maduros não deve perder de vista tais especificidades. A exigência de interconexão entre os diferentes países e a capilaridade da infraestrutura dutoviária européia, por exemplo, são fatores que não encontram similaridade no caso brasileiro. No presente caso, imagina-se que a aplicação de regras de transição possa vir a reduzir o grau de incerteza e, por conseguinte, trazer maior serenidade às discussões. Esse ponto está citado no § 24 do Anexo 3.

A TBG considera que, pela sinergia das atividades de transporte com aquelas referentes às demais infraestruturas essenciais de processamento, detém conhecimento e experiência capazes de contribuir no desenho deste processo e coloca-se à disposição para participar ativamente do Comitê que tratará desta transição, definindo o espaço para regulação e negociação entre os agentes.

As condições de elegibilidade citadas no §21 do Anexo 3, demandam maior aprofundamento. Neste sentido, os aspectos técnicos, como a composição do gás e, conseqüentemente, seus diferentes graus de exigência sobre o sistema (como a presença de sulfeto de enxofre ou a própria umidade do gás transportado), podem caracterizar variantes no custo do uso das instalações de transporte. Estes aspectos devem ser apreciados pela ótica do Transportador, por ser este o maior conhecedor dos custos envolvidos. Podemos considerar que todos os custos de manutenção são, lato sensu, ações mitigatórias de risco. Sendo assim, o incremento no custo de uso em decorrência de aspecto técnico poderia ser considerado como um fator de equalização de risco entre os agentes. Mesmo uma eventual negativa de acesso poderia ser considerada justa e procedente, caso haja uma definição de composição tolerável (ou faixa) para um determinado sistema (dado o tipo do aço utilizado nos dutos, pelo grau de

corrosão esperado; pela potencial precipitação de enxofre em pontos de redução de pressão; etc.).

Ainda na questão dos riscos, o §25 cita as figuras do "dano" e do "limite de responsabilidade". A multiplicidade de agentes deve contemplar o compartilhamento equânime das responsabilidades, ou seja, o compartilhamento (ou transferência, no caso de contratação de seguros) dos riscos envolvidos. Nesse caso, imagina-se que uma parcela mitigatória possa ser coberta por uma parte da tarifa (decorrente dos custos de manutenção, que reduzem a chance de ocorrência) enquanto outra parcela do risco seria transferida (por contratos de seguro, reduzindo o impacto financeiro caso um evento ocorra). Algumas destas questões estão explicitamente colocadas no Relatório Técnico "Gás para Crescer" - em especial no §25, mas ainda carecem de maior aprofundamento.

Conforme o §11 do anexo 3, verifica-se maior prática internacional (Reino Unido e Noruega) de acesso negociado nas atividades de escoamento e processamento, conforme demonstrado na tabela 1 deste mesmo anexo, em função de características técnicas específicas relacionadas a estas atividades.

A TBG entende que o acesso negociado (autorregulado), com algumas condições de transparência e elegibilidade técnica e econômica, seria a melhor forma de conduzir a transição para um ambiente mais aberto e competitivo no âmbito das infraestruturas essenciais. Neste cenário, vislumbramos que os transportadores poderão participar como agentes qualificados e eficientes na construção e operação de unidades de processamento de gás natural – UPGN.

#### **Anexo 6: Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem**

O mercado de Gás Natural é caracterizado como uma indústria de rede, na qual os investimentos para construção dos ativos de transporte são muito elevados e requerem longos prazos de retorno para o capital investido. Neste contexto, é fundamental maximizar a eficiência na utilização dos sistemas de transporte, por meio de mecanismos de acesso adequados, visando a produzir estímulos econômicos ao mercado, tanto para o lado dos investidores, quanto para aqueles que são usuários destes sistemas, sejam comercializadores ou consumidores finais.

O desenvolvimento da indústria de gás natural (IGN) brasileira está em grande parte associado ao papel preponderante da Petrobras neste setor, através de sua participação ao longo de toda a cadeia de valor, seja na produção nacional e na importação (Bolívia e GNL), seja na demanda nacional do gás. Visando a coordenar as múltiplas atividades neste mercado, a Petrobras consolidou uma estrutura logística compatível, tornando possível balancear o volume necessário para suprir a demanda nacional com a oferta disponível, e assumiu, gradativamente, o papel de gestor de um grande sistema logístico de gás natural. Esta função logística exige uma ação coordenada por meio de uma série de procedimentos operacionais com regras específicas que, no caso brasileiro, visam a conciliar elementos como a complexidade relacionada com o despacho

das usinas térmicas a gás natural, a dinâmica da produção nacional (fortemente ligada a produção de óleo - gás associado) e por último, fazer o balanceamento da rede com a liquidação das operações de compra e venda, por meio de um suprimento complementar de GNL.

Uma vez que a Petrobras está se reposicionando na IGN, através da redução de sua participação nesta indústria por meio de parcerias estratégicas e desinvestimentos, tese reforçada no PNG 17-21<sup>[1]</sup>, é preciso identificar um mecanismo de substituição ao papel que este agente vem desempenhando na área de logística de gás. Neste sentido, visando a garantir a continuidade dos serviços e o bom funcionamento do setor, é preciso criar condições para que os consumidores e produtores tenham acesso ao sistema de transporte de forma não discriminatória e transparente, com novos mecanismos de coordenação e uma alocação eficiente da capacidade nos dutos de transporte. Desta forma, pretende-se criar um ambiente comercialmente favorável para a “troca” da molécula, como foi observado no caso europeu<sup>[2]</sup> através do desenvolvimento do hub de gás britânico – *National Balancing Point* (NBP).

A solução logística em um cenário de múltiplos ofertantes, comercializadores, carregadores e transportadores depende de uma ação coordenada, em especial se considerarmos o modelo de contratação de entrada e saída, no qual os fluxos origem e destino não são determinados de maneira simultânea. O aumento do número de agentes terá efeito multiplicador nas transações comerciais que, se realizadas de forma independentes, podem inviabilizar a operação do sistema, além de implicar na necessidade da celebração de vários contratos de prestação de serviços para um único carregador.

Sendo assim, a TBG considera que o modelo do *Operador do Sistema Independente*, proposto no Anexo 6 do Gás para Crescer, se apresenta como a alternativa mais apropriada para o caso brasileiro<sup>[3]</sup>, uma vez que tal método preconiza uma alocação mais eficiente de capacidade dos dutos por meio de uma gestão centralizada, considerando uma visão da rede de dutos como um único grande sistema de transporte. Ainda neste modelo, ao buscar eficiência, torna-se possível gerar incentivos econômicos por meio da redução de custos transacionais e, portanto, produzir estímulos à entrada de novos agentes interessados na comercialização do gás e, conseqüentemente, maior liquidez tanto do lado da comercialização quanto do lado da contratação dos serviços de transporte.

Além disso, a criação de um operador único permitiria uma transição gradual das funções atualmente conduzidas pela Petrobras, na medida em que novos agentes entrem no mercado.

Todavia, é necessário ponderar o eventual conflito de interesses entre os agentes, uma vez que o operador do Sistema Independente não deterá a propriedade dos ativos do Transportador. Para tanto, é necessário assegurar ao transportador o livre arbítrio quanto às decisões de investimentos, ainda que eventuais propostas de ampliações sejam encaminhadas através de provocação realizada pelo agente operador. Entendemos, ainda, que caberá ao transportador executar as atividades de construção, operação e manutenção do gasoduto, bem como subsidiar o Operador com as informações de seu modelo

termo-hidráulico.

Ainda de acordo com o Resolução ANP N°6 de 2011 (RTDT), o Transportador deve garantir procedimentos para elaboração de projeto, construção, montagem e comissionamento das instalações, assegurando que a implementação e a operação da nova instalação ocorram de forma segura, visando à proteção do público em geral e da força de trabalho da companhia operadora, bem como a proteção das instalações e do meio ambiente.

Desta forma, o planejamento, o detalhamento básico e executivo do projeto, bem como a implementação e o comissionamento da nova infraestrutura devem permanecer sob responsabilidade do transportador, que possui em seu corpo funcional pessoal qualificado em diversas áreas da engenharia podendo definir as melhores alternativas de investimento, garantindo a integridade das instalações e a confiabilidade do sistema.

O Operador do Sistema de Transporte, por sua vez, seria constituído como um Agente Privado, com gestão independente dos transportadores e carregadores, com as funções de otimizar o fluxo do sistema, centralizar as informações de liquidação de compra e venda de commodity, atuar como supridor de última instância para balanceamento dos estoques. Neste último aspecto, torna-se prudente avaliar, com maior cuidado, o papel da estocagem subterrânea de gás natural para este propósito.

Historicamente, países que possuem uma relação importação/demanda de GN acima de 50% guardam uma proporção de capacidade de estocagem/demanda em torno de 20-30%, como é o caso da Itália, Alemanha e França<sup>[4]</sup>. Se observarmos o caso brasileiro podemos admitir que, em relação a importação de GN, guardamos certas similaridades com estes países, no que tange à importância das importações. Talvez uma nova política voltada para o desenvolvimento de produção *on-shore* ou para disponibilização do gás da partilha, possa inverter essa posição.

Com relação às tecnologias disponíveis para estocagem, parece que a utilização dos campos depletados poderia se apresentar como uma alternativa inicial para a viabilização dos negócios, uma vez que parte das instalações necessárias estão construídas e pela disponibilidade de estudos de sísmicas previamente associados a fase de produção. Entretanto esta tecnologia possui restrições devido às baixas taxas de injeção/retirada, o que não resolveria as demandas de despacho de pico, tornando necessária uma visão de portfólio. De uma forma geral, cada tecnologia (campos depletados, aquíferos e cavernas de sal) apresenta soluções específicas e produtos comerciais distintos. Sendo assim, é necessário construir a melhor topologia diante do *trade-off* entre a disponibilidade das tecnologias no país, as necessidades de estocagem do mercado brasileiro e as variáveis econômico financeiras destes investimentos.

O aprimoramento dos aspectos regulatórios da estocagem é fundamental para orientar os investimentos, buscando identificar mecanismos para incentivar esta atividade.

Uma vez que o Operador Único monitoraria o sistema como um todo, seria

natural que o mesmo propusesse ampliações de gasodutos e conduzisse os processos de chamada pública, de modo a conciliar a logística dos pares de oferta e demanda de gás. Todavia, é necessário estabelecer procedimentos que garantam a Receita mínima esperada da Transportadora através de um processo de chamada pública conduzido pelo Operador, em especial se considerarmos a possibilidade de novos modelos de contratação.

Ressalta-se, também, a relevância do processo de transição do atual modelo, no qual as funções logísticas são desempenhadas pela Petrobras, para a eventual criação de um Operador único do Sistema. Afinal, tão importante quanto alcançar um modelo ótimo para a IGN no Brasil, é assegurar que o percurso até este modelo será capaz de garantir a perenidade da oferta e demanda de gás no país. Desta forma, entendemos que existe uma curva de aprendizado a ser percorrida pelo novo agente Operador, durante a qual se devem evitar riscos desnecessários à continuidade do funcionamento do sistema de transporte. Neste sentido, e considerando a proximidade da Chamada Pública após o término do contrato TCQ, que responde por 18 milhões de metros cúbicos, recomendamos que a mesma continue sendo conduzida, de maneira indireta, pelo Transportador.

Dada a relevância do modelo de Operador para o desenvolvimento do mercado de gás no Brasil, bem como para o papel do transportador nesta indústria, a TBG ratifica sua disposição em participar do "comitê composto por representantes do Governo e dos agentes atuantes dessa indústria, visando à avaliação de medidas para a implementação do novo modelo sem comprometer o adequado funcionamento do setor".

## **Anexo 8: Desafios Tributários**

A tributação pelo ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - envolve os Estados da União, com legislação própria para cada Estado, visando à arrecadação tributária que cada um deles considera aplicável à circulação de mercadorias.

Especificamente para a tributação do serviço de transporte dutoviário de gás natural, a legislação aplicável estabelece, como regra comum, que o ICMS do transporte seja apurado e recolhido no Estado onde se inicia o transporte (tributação na origem).

Existem vários modelos possíveis de tarifação (postal, ponto a ponto, entrada e saída, mista). Em todos os casos, para fins de tributação do ICMS, torna-se necessário definir o local onde se dá o início e o fim do transporte, para que os documentos fiscais, ou melhor, os CTe's Conhecimentos de Transporte eletrônico, possam ser emitidos com cálculo e destaque correto do ICMS para cada Estado da União.

Para que a identificação do local de início e fim do transporte seja feita corretamente, faz-se necessário o registro e controle de entradas e saídas do gás natural nos dutos das transportadoras, em seus pontos de recebimento (PRs) e pontos de entrega (PEs). Enquanto as entradas e saídas ocorrerem em



duto das transportadoras, e for possível identificar com base nas movimentações, e consequente emissão das notas fiscais de movimentação da mercadoria - gás natural, os CTes deverão ser emitidos com cálculo do ICMS correspondente às das notas de movimentação da mercadoria. Ou seja, mercadoria e transporte com a mesma base de movimentação para apuração e recolhimento de tributos.

No caso de implementação dos hubs, entendemos que, partindo-se do princípio de que o hub será virtual, desempenhando a função de uma bolsa de mercadorias, não haverá o transporte físico até o local de negociação ou armazenamento no hub, podendo ser considerado, para fins de tributação, o trajeto desde o ponto de recebimento até o ponto de entrega efetivo do gás natural. Neste caso, os documentos fiscais de circulação da mercadoria (NFes) e do transporte (CTes) teriam a mesma base de início e término para apuração e recolhimento de tributos.

Outra interpretação possível é tratar o hub como o lugar efetivo das transações comerciais. Neste caso, o serviço de transporte seria realizado do ponto de recebimento ao hub, e do hub até o ponto de entrega, sendo necessárias emissões de documentos fiscais com origens e destinos referenciados a estes trechos, gerando impactos na arrecadação tributária dos Estados.

Em ambos os casos, haverá a necessidade de controle de movimentação, fundamental para a correta identificação das entradas e saídas e consequente apuração do ICMS no transporte, com base no local de início do transporte e local de entrega da mercadoria transportada, independentemente do modelo de contratação adotado.

O referido controle de movimentação, quando se tratar de dutos próprios das transportadoras, poderá ser feito pela própria transportadora. Quando implementado o "STGN - Sistema de Transporte de Gás Natural" com inclusão dos prováveis hubs virtuais, deverá então ser feito por órgão independente a ser instituído, caso a opção de um Operador único do Sistema seja adotada.

Considerando o cenário de implementação de mudanças tarifárias e de controle de movimentações físicas e também virtuais pelos hubs virtuais, há necessidade de aprofundamento de estudos e propostas de soluções tributárias para o transporte dutoviário de gás natural.

Embora a minuta de protocolo em discussão pelos agentes da indústria junto ao Confaz abra caminhos no sentido de dissociar o fluxo físico do fluxo contratual na apuração dos tributos, entendemos que serão necessárias melhorias que garantam o funcionamento do sistema em um novo modelo de operação a ser desenvolvido a partir da Iniciativa Gás para Crescer.

#### Notas:

[1] A Petrobras afirmou, em seu plano de negócios 2017-2021, que na área de Refino & Gás Natural, sua estratégia de reduzir riscos na atuação em E&P, refino, transporte, logística, distribuição e comercialização por meio de parcerias e desinvestimentos.

[2] The first prerequisite for the development of a liberalised wholesale market and a successful traded hub is to ensure that the industrial, commercial and residential sectors are fully liberalised; this creates competition

between suppliers and encourages the end-user to demand more competitive pricing. This in turn will lead to the wholesale sector requiring and using traded hubs in order to satisfy the risk management of their portfolios, ultimately leading to market suppliers also participating in the traded market via hubs. Patrick Heather. The evolution of European traded gas hubs. OIES PAPER NG 104. December 2015.

[3] The process usually starts with a move to Third Party Access (TPA) to the network infrastructure, often requiring legislative changes to force incumbents to release infrastructure capacity and gas supply volumes thus incentivising independents to enter the market. Patrick Heather. The evolution of European traded gas hubs. OIES PAPER NG 104. December 2015.

[4] BP Statistical Review of World Energy June 2016. Gas Storage in Europe, recent developments and outlook to 2035. Geoffroy Hureau - European Gas Conference, 27-29 January 2015, Vienna.

**Atenciosamente,**



**Renato de Andrade Costa**  
**Diretor Superintendente**

**Não há anexo(s)**