

Ofício nº 006/2016/PRES/ABAR

Brasília, 19 de Outubro de 2016.

Ao Senhor

MÁRCIO FÉLIX CARVALHO BEZERRA

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Ministério de Minas e Energia

Brasília/DF

Prezado Senhor,

A Associação Brasileira de Agências de Regulação – ABAR congratula-se com o Ministro de Estado de Minas e Energia, Exmo. Sr. Fernando Coelho Filho, pelo lançamento da iniciativa “Gás para Crescer”, que objetiva contribuir com a ampliação ordenada da participação do gás natural na matriz energética nacional.

A ABAR aproveita, ainda, a ocasião para expressar a distinção conferida pelo MME ao ser convidada a interagir com esta prestimosa iniciativa, extremamente oportuna no contexto de desenvolvimento do setor de gás natural na economia do país, especialmente motivada com a perspectiva da retração dos investimentos da PETROBRAS.

Desnecessário reconhecer o papel fundamental empreendido por aquela empresa estatal no que convencionamos denominar indústria do gás natural. Aliás, frisamos que a atuação da PETROBRAS no setor é tão predominante que, frequentemente, confunde-se com o próprio setor. Ao longo da presente correspondência, ressaltaremos tal fato, ao comentarmos os diversos segmentos da cadeia do gás natural.

Considerando que, à exceção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, nossas associadas, presentes no setor, atuam na esfera estadual, por conseguinte, nas atividades de distribuição e comercialização, em consonância, com as disposições assim constantes na Constituição Federal, iremos concentrar nossas observações de forma mais detida em tais atividades.

Conforme é de conhecimento, os Estados da Federação detêm o monopólio, em seus respectivos territórios, quanto aos serviços de distribuição de gás, de acordo com o Art. 25. § 2º da Constituição Federal de 1988, na forma de prestação de serviço público, englobando a compra da molécula, sua distribuição e venda da mesma aos consumidores finais.



Um dado que demonstra nossas observações é a existência de apenas um consumidor livre no mercado, ou seja, mesmo com diversas manifestações, principalmente, pelas associações representativas dos diversos atores no setor, durante os mais variados processos de consultas públicas, podemos admitir que os riscos, ou, simplesmente, as dúvidas, inibem o surgimento do tão desejado e esperado mercado livre.

Temos firme convicção de que enquanto não houver uma significativa ampliação da oferta e conseqüente comercialização da molécula por diversos agentes produtores, importadores e/ou comercializadores, não teremos instituído o assim denominado mercado livre.

Além do aumento de oferta e ofertantes, a comercialização do gás deverá ser estratificada, como antes mencionado, explicitando preço da molécula e tarifa de transporte ou de distribuição, de modo a que, na maior brevidade possível, possa ser impedida ou, pelo menos, efetivamente controlada a participação acionária dos carregadores nos agentes encarregados pelo transporte/distribuição.

Cabe ainda, como reflexão, colocarmos a questão do uso de concorrentes ao gás natural canalizado, especialmente o gás liquefeito de petróleo (GLP), que, beneficiando-se de subsídios, dificultam o processo de interiorização e universalização.

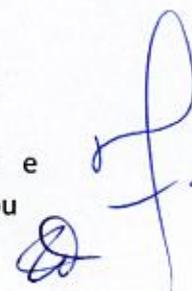
Aliada a estas providências, torna-se mais significativa a relevância do papel dos entes incumbidos pela regulação, tanto na esfera federal, quanto na esfera estadual, o que reforça a importância de uma das frentes de trabalho especificadas na iniciativa "Gás para Crescer", qual seja, a questão da harmonização da regulação.

Embora fundamental, pensamos ser esta frente de difícil implantação, uma vez que as diversas regulações existentes surgiram em épocas diferentes, são adotadas em estados com diferentes níveis de maturação do setor, além do fato de que as agências regulam concessionárias ou permissionárias dos mais variados perfis (públicas, privadas, mistas, etc) e porte.

Ressaltamos aqui, como mero exemplo, o crescimento da telefonia, fixa e móvel, que pela concorrência e novas tecnologias hoje existentes, ampliaram a oferta e a livre escolha do consumidor.

No ambiente dos serviços de distribuição, gostaríamos de tecer alguns comentários:

As concessões e contratos hoje existentes requerem empresas de porte e investimentos pesados para o desenvolvimento da malha de distribuição existente ou



a implantação de abastecimento de ilhas de GNC (gás natural comprimido). Tal processo contratual requer de uma só empresa investimentos que, pela sua magnitude, precisam ser distribuídos nos longos prazos da concessão e, principalmente, priorizar áreas de novos abastecimentos, nem sempre atrativos, por terem seus custos incorporados nas tarifas, o que por vezes dificulta o entendimento dos consumidores já existentes, pois nos modelos atuais há que se manter uma isonomia de tratamento.

Pensamos que a concessão dos serviços de distribuição em menores células geográficas, além de ampliar a oferta de gás a novas regiões, também poderia ser uma forma de agilizar os abastecimentos futuros, possibilitando aos usuários de áreas mais distantes a oferta de serviços, sem que tenha que esperar a priorização de uma única empresa. Novas tecnologias já permitem esse tipo de ação, como o gás natural comprimido (GNC) ou outros conectados às linhas de transporte existentes, introduzindo a figura do comercializador.

Retornamos para estressar a questão dos serviços de distribuição que impõem, segundo as regras do mercado cativo, ao consumidor final a compra da molécula e a sua respectiva entrega. Entendemos ser imprescindível para a desejada evolução do mercado que se adotem dispositivos que permitam a dissociação das duas atribuições, hoje exercidas pelo mesmo agente. Naturalmente, recomenda-se que esta dissociação seja gradual e cautelosa, em face da devida atenção e respeito aos contratos em curso.

A conceituação da distribuição de gás canalizado como um serviço público, de natureza essencial, que realmente é, leva sempre à discussão quanto à permanente busca pela sua universalização e o necessário tratamento isonômico. Este aspecto é outro ponto que precisa ser enfrentado com muita cautela, pois frequentemente deparamos com questões do tipo subsídios cruzados e muitos aceitam que desconsiderarmos tais aspectos consiste em vivermos inseridos em procedimentos praticamente utópicos.

Entendemos ser esta discussão bastante delicada, aproximada a um importante desafio a ser superado na busca de um mercado economicamente justo e livre, no qual as tarifas expressem seus custos e valores efetivos.

Permitimo-nos enfatizar a necessidade de construir uma trajetória cuidadosa para qualquer ruptura quanto aos modelos praticados através dos contratos de concessão vigentes, que, por se tratar fisicamente de uma indústria de rede, são, naturalmente, espelhos de monopólio de fato.



Portanto, qualquer variação partindo dos modelos atualmente empregados, nos quais, os estados concedem uma área física que, em sua maioria, consiste em sua própria extensão territorial, para um novo arranjo geográfico ou similar causa preocupação sob o olhar de segurança jurídica. Ressaltamos que esta questão se faz presente inclusive nas “ilhas” de GNC/GNL.

A situação acima descrita é mais sentida e difícil de ser resolvida nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, quando os contratos em vigor têm encerramento previsto somente daqui há mais de 10 anos. Nas demais Unidades da Federação, mesmo com prazos eventualmente maiores, a resolução desta questão, face à incipiência do setor gás, tende a ser menos penosa.

Os respectivos poderes concedentes precisam gerir com bastante cuidado este período de transição que virá com o advento de novas configurações, através de muita negociação a ser retratada em aditivos ou mesmo, em alguns casos, como no Estado do Rio de Janeiro, em revisões de diplomas legislativos.

Citamos, a seguir, algumas questões também que poderão ser tratadas ou mesmo revisitadas no curso do presente processo, quais sejam:

- adequação dos sistemas de transmissão para as interligações das redes às termelétricas a gás natural;
- estudos e regulamentação para a utilização de biometano na distribuição;
- aperfeiçoamento das normas e regulamentos estaduais de forma semelhante, concernentes aos autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres;
- garantia do livre acesso a gasodutos existentes;
- revisão dos contratos de concessão existentes, objetivando parâmetros básicos semelhantes no âmbito dos estados da federação;
- revisão de diplomas legislativos, incluindo aí, as leis de constituição das agências.

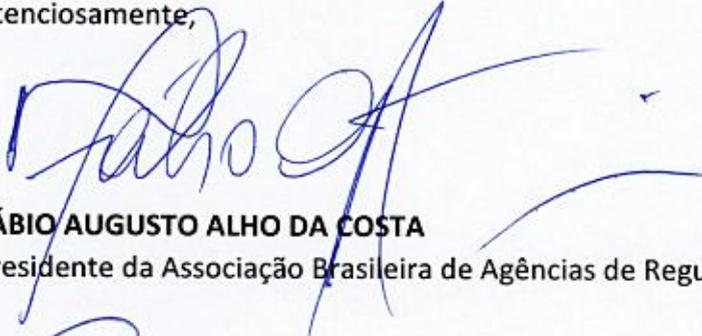
Antes de finalizar o presente ofício, gostaríamos de expressar em breves tópicos, a seguir, as providências que consideramos essenciais, todas já de alguma forma citadas ao longo deste documento, quais sejam:



- fortalecimento das agências de regulação;
- desverticalização dos atores presentes na cadeia do gás natural;
- precificação do gás segregada do transporte/distribuição;
- implantação de uma gestão independente para a assunção do papel exercido atualmente pela PETROBRAS;
- compromisso formal dos estados da federação na aplicação da nova gestão da cadeia do gás a ser proposta.

Manifestando nossos protestos de estima e consideração, finalizamos e colocamo-nos à disposição de V.S.^ª no que for julgado necessário com vistas ao atingimento dos objetivos desta relevante iniciativa.

Atenciosamente,



FÁBIO AUGUSTO ALHO DA COSTA

Presidente da Associação Brasileira de Agências de Regulação - ABAR



MOACYR ALMEIDA FONSECA

Vice-Presidente Sudeste da Associação Brasileira de Agências de Regulação - ABAR

PRE-C 1116/2016

Curitiba, 8 de novembro de 2016.

Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Consulta Pública – Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil
Esplanada dos Ministérios, Bloco “U”, 5º andar
Brasília – DF
CEP: 70065-900

Assunto: Consulta Pública – Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil

A COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS, vem apresentar suas contribuições ao Programa Gás Para Crescer, desejando que haja um profícuo debate com todos os agentes envolvidos nas questões ora colocadas.

1 – Comercialização de Gás

A entrada de novos agentes na produção, tratamento (UPGN's), regaseificação, estocagem e transporte, traria nova dinâmica ao segmento de gás e viabilizaria a formação de um mercado competitivo para o gás natural.

Logicamente, haveria a necessidade de se instituir um ente regulador para todo esse sistema a fim de que não ocorram distorções. A ANP, em primeiro momento, poderia ser esse regulador até que seja estruturada uma entidade, privada ou governamental, para gerir as diversas atividades.

2- Tarifação de Transporte

O assunto ainda carece de maiores estudos. A definição de qual modelo de tarifação é o ideal para o sistema Brasileiro é bastante complexa. A sugestão é de que permaneçamos com a tarifação atual, até que seja discutido, exaustivamente, por todos os agentes do segmento de gás natural o melhor modelo (ou modelos) a ser (em) adotado (s).

3- Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais

A criação de arcabouços regulatórios que assegurem o compartilhamento de infraestruturas essenciais é imprescindível. Transparência na formação de tarifas e preços, seja na produção, tratamento (UPGN's), regaseificação e transporte, seria um fator determinante à entrada de novos agentes e a criação de um mercado propício aos negócios.

O Órgão Regulador, em princípio a ANP, ou outro que vier a substituí-la, seria responsável pelo cumprimento das diretrizes e garantiria ao mercado a transparência necessária.

4- Harmonização entre Regulações Estaduais e Federal

Embora já existam as definições de cada tipo de consumidor na Lei do Gás, há a necessidade de se regulamentar a nível estadual como se dará o fornecimento a cada tipo de consumidor, sempre levando em consideração a preservação da capacidade de investimento das CDL's, uma vez que cabe a elas a universalização do uso do gás natural em suas respectivas áreas de atuação.

A necessidade de elaboração de legislação específica para compra de gás por parte das distribuidoras visa atender ao dinamismo e pluralidade que se pretende para o mercado consumidor.

5- Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica

Concordamos com o exposto na correspondência da ABRAGET de 07.11.2016 - Contribuições da ABRAGET ao Anexo 5 da Consulta Pública Gás Para Crescer – Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica.

6 – Gestão Independente Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural

A COMPAGAS opta pela separação completa da cadeia do gás natural, com a “Separação Completa de Propriedade”, como modelo para a desverticalização da atividade de transporte, com a criação de um gestor independente para toda a cadeia, desde a produção até o transporte.

A ANP, em primeiro momento, seria esse regulador, até que seja estruturada uma entidade, privada ou governamental, para gerir as diversas atividades.

7- Política de Comercialização do Gás de Partilha

A COMPAGAS se solidariza com o exposto no anexo 7 – Política de Comercialização do Gás de Partilha, constante das Diretrizes Estratégicas Para o Desenho do Novo Mercado de Gás Natural.

8- Desafios Tributários

A COMPAGAS entende que deverá haver um consenso de todos os Estados da Federação para que seja adaptada a legislação tributária, a fim de que as mesmas não sejam obstáculos às operações de importação de gás natural, estocagem, comercialização, transporte, compartilhamento de infraestruturas e às operações de swap de gás.

Por outro lado, a futura tributação deve privilegiar a igualdade de competição entre os estados de modo que a competitividade não se pautem pela isenção/incentivo fiscal.

Sem mais para o momento, colocamo-nos à disposição para dirimir quaisquer dúvidas.

Atenciosamente,



Fernando Ghignone
DIRETOR-PRESIDENTE

Contribuições para a iniciativa “Gás para Crescer”

INTRODUÇÃO

O objetivo desse breve documento é o de expor as contribuições do nosso escritório (**Dittrich Advogados**) para a iniciativa governamental Gás para Crescer, que tem como objetivos principais, entre outros, estabelecer as bases para um mercado de gás natural mais competitivo, com diversidade de agentes e que faça uso das melhores práticas dessa indústria.

Preliminarmente, para que se possa atrair investimentos privados para a cadeia de gás nacional e se possa atingir os principais objetivos da iniciativa Gás para Crescer, entendemos que dois aspectos (“condições contorno”¹) devem estar claros para o mercado:

1º. Aspecto: Posição da Petrobrás no mercado de gás natural (médio e longo prazos)

Como é de conhecimento público e reconhecido na documentação da iniciativa Gás para Crescer, a Petrobras possui uma posição dominante em toda a cadeia de gás natural do país. Nesse cenário, com a Petrobras dominando fortemente todos os elos da cadeia, tem sido muito difícil novos entrantes disputarem fatias desse mercado em competição direta com a Petrobras.

Conseqüentemente, para que se possa ver uma maior abertura do mercado é essencial que a União (Governo Federal), na sua posição de acionista controlador, deixe muito claro para o mercado qual será o direcionamento (arts. 238 e 117 da Lei 6.404/76 e art. 4º. da Lei 13.303/2016)) que dará aos negócios da Companhia no setor de gás. Esse posicionamento claro, que pode e deveria ser expresso em um plano para a abertura (liberalização) do mercado de gás, é primordial e certamente contribuiria substancialmente para a confiança das empresas privadas interessadas em entrar ou aumentar suas participações nesse mercado.

Parece-nos, portanto, em resumo, que uma forte orientação política e regulatória é necessária para que se obtenha uma abertura efetiva do mercado brasileiro de gás natural.²

2º. Aspecto) Oferta no médio e longo prazos

Para que se possa desenvolver o mercado brasileiro de gás natural, é imprescindível que se tenha alguma certeza a respeito da curva de oferta de gás natural no país, no médio e no longo prazos. No entanto, pelo que temos visto, existe dúvida substancial sobre como desenvolver-se-ão as nossas reservas de gás, especialmente no que diz respeito ao Pré-sal³. Além disso, existem incertezas relevantes sobre o volume do gás importado da Bolívia e das respectivas reservas que sustentam nossas importações daquele país..

¹ A expressão “condições contorno”, importada do estudo das equações diferenciais e da modelagem matemática de sistemas, é usado nesse texto como sinônimo das condições mínimas para que se possa estabelecer um modelo de liberalização do mercado nacional de gás natural. As condições iniciais já estão dadas pela posição atual posição da Petrobras no mercado, bem como da oferta real que temos hoje. Resta ser definido pelo Governo federal, acionista controlador da Petrobras, qual será o seu papel no futuro e qual será a oferta de gás em médio e longo prazos, estabelecendo uma clara visão sobre o futuro dessa indústria.

² Nesse sentido, veja, por exemplo, o documento *Gas pricing and regulation – China’s challenges and IEA experience*, *International Energy Agency*, 2012.

³ Em palavras simples, a questão é saber quanto do gás *in situ* chegará em terra, seja o gás da NOC ou das IOCs, seja o gás da União.

Assim sendo, acreditamos que a iniciativa Gás para Crescer deveria trabalhar no sentido de reduzir tais incertezas, seja informando claramente o mercado, seja desenvolvendo outras iniciativas como, por exemplo, o desenvolvimento do gás *onshore*, convencional ou, principalmente, o não convencional (*shale gas*⁴, *etc.*). Dar-se-á, assim, ao mercado, especialmente aos *stakeholders* do lado da demanda, uma maior certeza nos seus cálculos de investimento.

Dito isso, passa-se a abordar alguns dos tópicos sugeridos pelo relatório da iniciativa “Gás para Crescer”:

COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS (“ESSENTIAL FACILITIES”)

Apesar de na experiência internacional ser incomum o livre acesso a algumas instalações da cadeia de gás, como as instalações de LNG, UPGNs e gasodutos de escoamento, entre outros tipos de instalações, parece-nos que no Brasil, em função da falta de instalações e da escassez dos investimentos em infraestrutura, dever-se-ia adotar uma política de ampliação do acesso de terceiros a esse tipo de instalações.

Ab initio, entendemos que o art. 45 da Lei do Gás (Lei n. 11.909/2009) deveria ser revogado e dever-se-ia regular o acesso de terceiros àquelas instalações também. Em relação à forma de acesso, parece-nos que uma boa saída seria o de negociação direta entre os interessados, com a possibilidade de arbitramento por parte da agência reguladora caso não se chegue a um bom termo, com as linhas gerais desse processo de arbitramento sendo pré-estabelecidos em RANP.

ESTÍMULO À HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACOES ESTADUAIS E FEDERAL

Primeiramente, é necessário reconhecer que harmonizar ordenamentos jurídicos de jurisdições independentes é um processo reconhecidamente complexo, que demanda, na maioria das vezes, negociações longas e extremamente difíceis. No caso mais conhecido do Direito Internacional, onde países soberanos tentam aproximar suas posições (e.g., a União Europeia e o Mercosul), vários instrumentos de negociação são colocados à mesa, sejam mecanismos sem imperatividade, como a persuasão (*soft power*), bem como aqueles que são imperativos, como as sanções econômicas, a exclusão de blocos econômicos e, em situações extremas, até a ameaça militar (*hard power*).

No caso da indústria de gás natural brasileira, a harmonização das normas estaduais tende a ser muito complexa, haja vista a insuficiência de instrumentos de imperatividade (*enforcement - hard power*). Isso decorre do fato de que os serviços locais de gás canalizados são definidos constitucionalmente como de competência exclusiva dos Estados, ou seja, estes entes podem regular livremente tais serviços nos limites de suas fronteiras. Não há limitações constitucionais ao poder de legislar dos Estado sobre estes serviços.

⁴ Uma questão importante a ser debatida, **com urgência**: sendo o Brasil um país com deficiências importantes em diversas áreas, como educação, saúde e infraestrutura, e com um *deficit* importante de empregos (atualmente, 12 milhões de empregos), deveria o país abdicar de indústrias como a do gás em terra (“*shale gas*”, *etc.*), a de geração nuclear, entre outras?

Face a isto, no cenário legislativo atual, resta à União utilizar-se do seu poder de persuasão (*soft power*) para tentar convencer os Estados a aproximarem suas legislações, demonstrando, à exaustão, se necessário, as vantagens desse movimento. Além disso, importante observar que, sem qualquer instrumento de imperatividade, os Estados, a qualquer momento, podem alterar legitimamente as suas legislações de forma a melhor atender a seus próprios interesses.

Isto posto, antes de discutirmos a aproximação das legislações estaduais, reputamos importante fazer alguns questionamentos: **a)** O modelo atual de bipartição dos serviços de gás (União + Estados) tem funcionado a contento? **b)** A lógica da divisão constitucional das atividades da cadeia do gás natural (serviços locais x todas as demais atividades) ainda se mantém?

No nosso entendimento, a resposta aos questionamentos acima é negativa para ambos os questionamentos, de modo que acreditamos que dever-se-ia discutir a migração dos serviços de distribuição de gás para a competência federal, como ocorre no caso da energia elétrica, onde toda a cadeia é regulada pela ANEEL. Essa mudança, que deveria respeitar os contratos existentes de concessão, deixaria com a ANP, uma agência altamente especializada no assunto, o trabalho de regular nacionalmente esses serviços, o que a maioria dos Estados brasileiros não consegue fazer adequadamente por diversos motivos.

Esse movimento, por evidente, demandaria uma alteração constitucional, o que, apesar de mais complexa no que se refere ao processo legislativo, é factível. Nesse sentido, parece-nos que a composição atual das forças no Congresso Nacional e a situação econômica do país apontam para um momento propício para esta mudança.

Não sendo possível tal migração, vislumbramos algumas outras possíveis saídas para a questão da aproximação das legislações estaduais.

A primeira, sem mudança legislativa, consiste em continuar o trabalho de convencimento dos Estados, com os inconvenientes já apontados. Talvez a criação de um fórum permanente de harmonização das legislações, composto pelo MME, EPE, ANP e os Estados venha a ajudar a União nesse trabalho de convencimento, bem como da mesma forma auxiliar os Estados.

A segunda, com mudança na Constituição, mas sem alteração na competência dos serviços locais de gás canalizado, seria a da adoção de um modelo aos moldes do ICMS, prevendo, primeiramente, a alteração do art. 25, inserindo um novo parágrafo para determinar que uma Lei Complementar regule nacionalmente esses serviços.

INCENTIVO AO DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA POR GÁS NATURAL

Existe um aspecto da indústria do gás natural que é real, mas que ao mesmo tempo é considerado como inerente ao mercado e, em consequência, pouco se fala em alterá-lo por via da regulação. Trata-se do fato de que o gás natural é um combustível substituto, que compete por espaço no mercado com outros combustíveis como o óleo combustível, o óleo diesel e o carvão, por exemplo. Parece-nos que, tendo em vista os objetivos prementes de redução de emissões, a regulação poderia criar barreiras para o uso de combustíveis mais poluentes, incentivando os mais limpos e, entre eles, o gás natural.

GESTÃO INDEPENDENTE INTEGRADA DO SISTEMA DE TRANSPORTE E INSTALAÇÕES DE ESTOCAGEM

Entendemos que um modelo semelhante ao ONS para o setor de gás, menos complexo que o sistema elétrico, seria adequado. Por evidente, as regras de governança merecem uma discussão mais aprofundada, no sentido de se equilibrar, se necessário, as presenças estatal e privada na direção do órgão.

Rio de Janeiro, 7 de novembro de 2016

Ao

Exmo. Sr. Fernando Coelho Filho
Ministro das Minas e Energia – MME

Ref.: Consulta Pública 20/2016 – “Gás para Crescer”.

Exmo. Sr. Ministro,

Fazemos referência ao processo de consulta pública nº 20/2016 (“Consulta Pública”) lançado no dia 03.10.2016, na plataforma ambiente de consultas públicas no site do Ministério de Minas e Energia (“MME”).

A presente contribuição está sendo apresentada pelo escritório de advocacia Faveret & Lampert Advogados Associados.

Estamos apresentando algumas ideias para reflexão, sem necessariamente afirmar qual melhor caminho a seguir com relação a cada uma delas. Entendemos que uma definição final depende de uma análise mais aprofundada dos diversos aspectos envolvidos, levando em consideração, inclusive, diferentes pontos de vista.

1. Legislação mais simples em troca de aumento do poder discricionário do regulador:

1.1. A nossa primeira contribuição não diz respeito a uma questão específica, mas a uma linha de ação que recomendamos seguir na elaboração da nova legislação.

1.2. É praticamente impossível criar na legislação uma solução completa para diversas questões que devem ser enfrentadas para estimular o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil. Podemos citar como exemplo a questão do compartilhamento de infraestrutura. Se de um lado a ideia do compartilhamento faz muito sentido para aumentar a competição no mercado, de outro existem inúmeras situações que podem tornar não recomendável o compartilhamento, sejam por

razões de ordem técnica ou econômica. O Anexo 3 da Consulta (“Compartilhamento de Infraestrutura”) ilustra várias dessas situações.

1.3. Por outro lado, a ANP demonstrou nos últimos anos possuir um corpo técnico de excelência, verdadeiramente independente, com bom-senso, sensível para as dificuldades da realidade brasileira e comprometido unicamente com a defesa dos melhores interesses do Brasil e não dessa ou daquela empresa.

1.4. Dessa forma, sugerimos considerar a possibilidade de se criar uma legislação simplificada, mais voltada para a criação dos princípios essenciais do que para regulamentação detalhada de todas as questões. A legislação deve delegar para a ANP o poder para disciplinar a matéria com maior liberdade, seja através da edição de normas gerais, seja através da arbitragem de conflitos entre os agentes, respeitados os princípios estabelecidos em lei.

1.5. Voltando ao exemplo do compartilhamento de infraestrutura, ao invés de se criar em lei direitos e obrigações detalhados, sugerimos considerar a possibilidade de se estabelecer em lei apenas o princípio de que os agentes se comprometam a permitir o compartilhamento de infraestrutura, ficando assegurado à ANP o poder de dirimir conflitos entre os agentes, sempre que o compartilhamento for negado, sem razões de ordem técnica ou econômica que justifique essa posição.

2. Importância de projetos estruturantes para o desenvolvimento da indústria de gás natural:

2.1. Um fator determinante para a alavancagem de projetos de infraestrutura em países como o Brasil reside na existência de um contrato de longo prazo que assegure uma receita suficiente para a amortização do investimento.

2.2. A criação do mecanismo de leilões para a adjudicação de contratos de comercialização de energia de longo prazo teve um efeito determinante na implantação de uma série de projetos de geração independente que do contrário dificilmente existiriam.

2.3. Antes desse mecanismo ser criado, o desenvolvimento de um projeto de geração ficava na dependência de se conseguir algum comprador interessado em comprar a energia por ele gerada através de contratos de longo prazo, o que se mostrava na realidade algo extremamente difícil de se conseguir.

2.4. Hoje, a falta de um contrato de longo prazo assegurando uma receita capaz de amortizar o investimento na construção de gasodutos de grande porte constitui sem dúvida alguma um fator inibidor para a construção deles, especialmente em áreas nas quais ainda existe grande incerteza sobre o mercado.

2.5. E não se pode perder de vista a máxima de que se é verdade que não se constrói infraestrutura sem mercado, também não se desenvolve o mercado sem construir infraestrutura.

2.6. Dessa forma, vemos como muito positiva a ideia sugerida no item 22 do Anexo 5 da Consulta (“Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica”) no sentido de se promover leilões coordenados de adjudicação de contratos de comercialização de energia com contratos de transporte de gás que induzam à construção de forma integrada de termelétrica e do gasoduto que assegure o seu suprimento.

2.7. Acrescentaríamos algumas observações.

2.8. A primeira delas seria no sentido de seguir um modelo semelhante ao que ocorre em linhas de transmissão. Ou seja, seriam leilões coordenados, mas independentes, de tal forma que os investidores na termelétrica não fossem necessariamente os mesmos que os investidores no gasoduto.

2.9. A segunda seria de que também se considerasse nesses leilões coordenados a possibilidade da contratação de armazenagem de gás natural em reservatórios naturais como forma de ajudar a desenvolver essa atividade no Brasil, que no mundo inteiro se mostra fundamental para garantir a confiabilidade no abastecimento e atender as variações de demanda.

2.10. A terceira seria a constituição de contas arrecadoras nas quais seriam creditados os valores devidos nos termos do contrato de comercialização de energia, da qual seria separada uma parte para o pagamento direto do valor a que tem direito e, conforme o caso, outra parte para o pagamento direto do valor que seria devido ao armazenador. Esse mecanismo facilitaria o financiamento da construção do gasoduto e da instalação de armazenagem pois o risco de crédito passaria a ser o do pool de distribuidoras de energia, risco que vem sendo bem aceito pelo mercado financeiro.

2.11. Nesse conceito, a remuneração devida pela comercialização de energia, tanto a parcela fixa quanto a variável, contemplaria até três componentes separados para a remuneração dos custos fixos e variáveis (i) da geração, (ii) do transporte e (iii) da armazenagem. Assim, para cada empreendimento haveria uma oferta independente com uma proposta de remuneração fixa e variável para esse empreendimento considerado de forma isolada. O valor final da remuneração devida pela comercialização da energia seria a composição formada por todos esses componentes, a ser determinada tão logo fossem selecionadas as melhores ofertas para cada um dos empreendimentos integrados.

3. Regime jurídico dos novos gasodutos (excluídos os de distribuição):

3.1. O regime legal para construção e operação de gasodutos pode e deve ser simplificado. O regime de autorização, previsto na Lei do Petróleo, parece mais adequado para a realidade brasileira. Modelo semelhante existe nos Estados Unidos sem que se conheçam problemas dignos de registro.

3.2. Somente parece fazer sentido considerar o regime de concessão para outorga do direito de construir e operar um gasoduto num modelo em que seja assegurada uma receita para a amortização do investimento. Assim, por exemplo, esse regime poderia ser adotado no caso de gasodutos que integrem projetos estruturantes acima referidos. Nesse caso, haveria um leilão para adjudicar um contrato de comercialização para a térmica combinado com um leilão para adjudicar o contrato de transporte, como já ocorre em alguns projetos do setor elétrico.

3.3. O próprio processo de chamada pública para contratação de capacidade de novos gasodutos não deve ser a regra geral, mas um procedimento a ser determinado pela ANP em situações específicas nas quais ficar bem caracterizado o interesse de outros agentes na contratação de capacidade. Eventualmente pode ser exigido do transportador o dever de anunciar a oportunidade para contratação de capacidade, de forma a verificar a existência de outros agentes interessados na sua contratação. Em substituição da obrigação de realizar a chamada pública para contratação de capacidade, pode ser assegurado aos agentes o direito de solicitar a mediação da ANP sempre que uma contratação de capacidade em um novo gasoduto for recusada sem uma razoável justificativa técnica ou econômica.

4. Geração termoelétrica a partir de pequenos reservatórios:

4.1. Há evidências de que no Brasil podem existir diversos reservatórios de gás natural de pequeno porte localizados em terra, mas em áreas remotas. Frequentemente, a única forma de monetização dessas reservas de gás natural é sua utilização para geração elétrica no modelo conhecido “*gas to wire*”.

4.2. Não obstante, a viabilização desses projetos enfrenta como dificuldade os prazos dos contratos de comercialização adjudicados pela ANEEL nos leilões que promove, no mais das vezes muito longos para as reservas provadas. Deveriam ser consideradas modalidades de contratação de energia com prazos mais curtos e condições mais flexíveis.

4.3. A viabilização desses projetos não apenas permitiria um melhor aproveitamento dos recursos energéticos nacionais, mas também investimentos em regiões geralmente muito carentes e por empreendedores de menor porte. Criar condições para novos agentes de menor porte constitui um fator relevante na criação de uma nova classe de empreendedores e no aumento da geração de empregos.

5. Harmonização da legislação federal e da estadual:

5.1. Existe um anseio generalizado entre todos os agentes do mercado pelo aprimoramento da regulamentação estadual do serviço local de gás canalizado. Existe uma grande controvérsia sobre o poder da União de uniformizar as regras dessa atividade.

5.2. Na nossa opinião, embora os Estados possuam competência para criar leis disciplinando o serviço local de gás canalizado, quando esse serviço é delegado por um Estado para uma concessionária, mesmo que controlada pelo próprio Estado, essa competência não afasta a da União para editar normas disciplinando a concessão desse serviço por força do que estabelece o art. 22, inciso XXVII conjugado com o art. 175 da Constituição:

Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre:

(...)

XXVII - normas gerais de licitação e contratação, em todas as modalidades, para as administrações públicas diretas, autárquicas e fundacionais da União, Estados, Distrito Federal e Municípios, obedecido o disposto no art. 37, XXI, e para as empresas públicas e sociedades de economia mista, nos termos do art. 173, § 1º, III;

(...)

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

5.3. Não existe controvérsia quanto ao poder do legislador federal de estabelecer normas gerais sobre concessão de serviço público, de observância obrigatória por todos os entes da federação, com fundamento nos dispositivos acima transcritos. Nesse sentido, foi editada a Lei 8987/95 (“Lei de Concessões”) que assim estabelece em seu art. 1º:

Art. 1º As concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição, por esta Lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos.

Parágrafo único. A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios promoverão a revisão e as adaptações necessárias de sua legislação às

prescrições desta Lei, buscando atender as peculiaridades das diversas modalidades dos seus serviços.

5.4. Exatamente por essa razão, o art. 46 da Lei do Gás, que é uma lei federal, cria direitos e obrigações na relação entre a concessionária de gás canalizado e os seus usuários.

5.5. Em sendo assim, entendemos que o legislador federal pode estabelecer princípios básicos da concessão do serviço local de gás canalizado para buscar uma padronização desse serviço a nível nacional, bem como harmonizá-lo com a legislação federal.

5.6. Sugerimos que a regulamentação do serviço local de gás canalizado do Estado de São Paulo seja adotada como referência para a elaboração desses princípios.

6. Operador nacional:

6.1. Existem bons argumentos, tanto em favor, como contra a existência de um operador nacional do sistema de transporte de gás natural.

6.2. Contudo, existe um argumento a favor da criação dessa entidade que tem sido pouco explorado nas discussões no Brasil e foi levantado pelo Sr. Nigel Sisman, consultor inglês com extensa experiência na liberalização de mercados de gás natural, durante mesa redonda promovida pela Fundação Getúlio Vargas para discutir a revisão do modelo regulatório brasileiro.

6.3. De acordo com o Sr. Sisman, a figura de um operador nacional tem uma grande utilidade não apenas na coordenação das operações de movimentação de gás natural através da malha de gasodutos, mas também para a implantação e gestão de um verdadeiro mercado de gás natural.

6.4. Compartilhamos essa informação porque acreditamos ser um aspecto que deve ser levado em consideração na discussão sobre a criação ou não do operador nacional do sistema.

7. Compartilhamento de infraestruturas:

7.1. Como já adiantamos, o compartilhamento de infraestrutura é importante no sentido de aumentar a competição entre os agentes. Contudo, o compartilhamento de infraestrutura enfrenta uma miríade de dificuldades na prática, o que torna muito difícil criar um procedimento legal que discipline por completo em que condições o compartilhamento deve ser compulsório.

7.2. Nesse sentido, sugerimos que se considere a possibilidade de a nova regulamentação apenas estabelecer como princípio o dever de todos os agentes se comprometam a compartilhar a infraestrutura existente. Caso ainda assim existam conflitos que não possam ser solucionados amigavelmente entre os próprios agentes, o agente que entender estar sendo impedido de acessar uma infraestrutura, sem justificativa razoável de ordem técnica ou econômica, teria o direito de solicitar a intervenção da ANP, a qual poderia resolver o conflito de acordo com as melhores práticas da indústria internacional.

8. Penalidade do gerador termoeletrico por falha na entrega do combustivel:

8.1. As penalidades previstas hoje pela falha de entrega de combustível podem causar a falência de todos os agentes envolvidos, tanto na geração de energia quanto na comercialização de gás natural.

8.2. Não há dúvida sobre a necessidade de se penalizar a falha na entrega do gás natural para incentivar uma conduta responsável. Mas as penalidades devem ser compatíveis com a prática internacional. Não se deve exigir penalidades muito exorbitantes à prática internacional sob pena de se desestimular o ingresso de novos agentes na comercialização de gás natural no Brasil.

9. Questões tributárias:

9.1. ICMS:

9.1.1. As incertezas geradas pela incidência do ICMS sobre as atividades com gás natural constituem um importante inibidor para novos investimentos nesse setor e o momento parece ser propício para que todas sejam equacionadas, criando um ambiente de investimento com menos riscos legais.

9.1.2. A verdade é que o ICMS não foi desenhado para tributar “mercadorias” com a dinâmica do gás natural ou da eletricidade. Contudo, sem pretender criar um novo tributo para substituir a incidência do ICMS sobre as operações com gás natural, seria de todo oportuno a criação de um conjunto de regras que afastassem as diversas incertezas hoje existentes, dentre as quais destacamos as seguintes:

- a) não aceitação do fluxo contratual para a incidência do ICMS no transporte dutoviário de gás natural;
- b) indefinição do Estado que possui legitimidade para cobrar o ICMS incidente na importação;
- c) não incidência do ICMS sobre a parcela da remuneração do transporte dutoviário que corresponde à capacidade disponibilizada, mas não usada (*ship or pay*) e
- d) incidência do ICMS sobre o gás natural destinado à geração termelétrica.

9.1.3. Passamos abaixo a fazer algumas considerações a respeito de cada uma delas.

9.1.4. Hoje, todo o mercado está muito atento para o problema da incidência do ICMS sobre o transporte de gás natural baseada no fluxo físico, a qual impossibilita transações conhecidas como “swap” ou simplesmente “trocas de gás natural”. Como se sabe, a legislação tributária atual não contempla expressamente a possibilidade de ser considerada uma movimentação “ficta” do gás natural na direção inversa do fluxo físico.

9.1.5. Assim, a criação de um regime especial que viabilize negócios dessa natureza se mostra vital para o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil.

9.1.6. De qualquer forma, as discussões estão avançadas nesse sentido e tudo leva a crer que em breve deverá ser aprovado um protocolo pelo CONFAZ introduzindo uma nova regulamentação que permitirá a tributação do ICMS pelo fluxo contratual.

9.1.7. Outra questão muito conhecida reside na determinação do Estado que possui a legitimidade ativa para cobrar o ICMS incidente sobre a importação do gás natural. Por mais que os tribunais superiores já estejam se posicionando, seria de todo conveniente uma definição normativa sobre essa questão, se não através de lei complementar, dada a complexidade do processo legislativo, ao menos através de protocolo celebrado no âmbito do CONFAZ

9.1.8. Contudo, existe uma outra questão menos discutida e que pode igualmente vir a representar um grande risco legal para investimento no transporte de gás natural através de gasodutos. Trata-se da questão sobre se incide ou não o ICMS sobre o valor cobrado pelo transportador pela capacidade disponibilizada, mas não usada, também conhecido como parcela do *“ship or pay”*.

9.1.9. Embora de forma ainda isolada, existem Estados que tentam exigir o ICMS sobre a parcela da remuneração cobrada pela transportadora correspondente ao *ship or pay*.

9.1.10. Na medida em que está havendo uma grande mobilização para enfrentar todas as questões necessárias para destravar a indústria de gás natural no Brasil, talvez seja o caso de também procurar deixar claro o tratamento a ser dado à parcela do *ship or pay*.

9.1.11. Finalmente, também deve ser buscada uma solução definitiva para afastar o efeito cumulativo do ICMS sobre o fornecimento de gás natural destinado à geração termelétrica. Sem pretender explicar aqui como funciona o sistema de não cumulatividade do ICMS, por força do diferimento do ICMS sobre a eletricidade gerada pelas usinas (art. 34, § 9º do ADCT), o ICMS incidente nas operações anteriores não consegue ser transferido para as operações subsequentes, com o que pode acabar se transformando num relevante custo adicional na geração da energia termelétrica.

9.1.12. Na maioria dos casos, os Estados acabam por criar leis ou regimes especiais diferindo o ICMS incidente nas operações com gás natural destinadas à geração termelétrica. Mas essa solução envolve negociações caso a caso entre o empreendedor e as autoridades estaduais, as quais representam uma dificuldade a mais para o desenvolvimento de projetos termelétricos (verdadeira âncora de desenvolvimento da indústria do gás natural). Além disso, algumas vezes, essas

soluções são questionáveis do ponto de vista da validade jurídica, gerando um risco legal importante para o projeto.

9.1.13 Enfim, o equacionamento definitivo dessas questões relacionadas ao ICMS pode representar uma importante diminuição dos riscos legais associados com negócios nessa indústria e, conseqüentemente, estimular novos investimentos nesse setor.

9.2. Questões aplicáveis à importação de GNL:

9.2.1. Por conta da incerteza sobre a demanda brasileira no longo prazo para a importação de GNL, inclusive pela possibilidade de o mercado brasileiro ser inundado por gás natural produzido nos reservatórios do pré-sal, todos os terminais de regaseificação já construídos e aqueles que estão sendo projetados baseiam-se no afretamento de unidades flutuantes de regaseificação conhecidas como FSRU.

9.2.2. Pelo menos no médio prazo, não há dúvida sobre a relevância de se contar com o suprimento de GNL para o mercado brasileiro, caso em que o custo associado ao afretamento do FSRU tem grande relevância para a determinação do custo para os consumidores de gás natural resultante da importação de GNL.

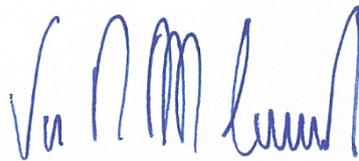
9.2.3. A importação do FSRU em regime de admissão temporária pode ser realizada com suspensão total dos tributos que incidem na importação, pelo menos até 31 de dezembro de 2020, por força do art. 56 da Instrução Normativa 1600/15. Se esse benefício fiscal não for prorrogado, a importação do FSRU, ainda que em regime de admissão temporária, se tornará extremamente onerosa, o que acabará por encarecer o gás natural para os consumidores, com efeitos muito nocivos para a competitividade da indústria nacional.

9.2.4. Portanto, uma questão que deve ser enfrentada reside na prorrogação do prazo de suspensão dos tributos incidentes na importação do FSRU pelo regime de admissão temporária.

9.2.5. Outra questão não menos importante refere-se a possibilidade de adoção do regime de entreposto aduaneiro no FSRU. Esse regime permite a manutenção de um estoque de GNL no FSRU, sem o pagamento dos tributos que incidem na importação do GNL até o momento da sua regaseificação e remessa para o consumidor final. Ou seja, representa um grande benefício financeiro na importação do GNL, que também acaba se traduzindo na redução para o consumidor final do custo do gás natural resultante do GNL importado.

9.2.6. Contudo, algumas autoridades fiscais manifestam um desconforto na aprovação do regime de entreposto aduaneiro para unidades flutuantes. Essa situação acaba gerando uma dificuldade adicional para o desenvolvimento de empreendimentos baseados na importação de GNL.

Sendo estas as contribuições que julgamos oportuno fazer, subscrevemo-nos, atenciosamente



José Roberto Faveret Cavalcanti

São Paulo, 07 de novembro de 2016

DEINFRA ENE F000893

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 20/2016 - “GÁS PARA CRESCER”

A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) apresenta suas contribuições no âmbito da Consulta Pública “Gás para Crescer”, que visa discutir *“medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, a partir da redução da participação da Petrobras”*,

O documento está dividido em: (i) contextualização do cenário atual do setor de gás natural; (ii) apresentação de propostas que a FIESP considera essenciais para impulsionar este segmento e; (iii) breve conclusão.

CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL

A Lei do Gás (Lei 11.909/2009) tinha o relevante objetivo de aumentar a estabilidade jurídica e a atratividade para novos investidores, melhorar a eficiência e transparência no uso da infraestrutura e incentivar a competição na operação da malha de gasodutos. Lamentavelmente, nenhum desses objetivos foi alcançado e, em alguns pontos, o novo marco regulatório apenas piorou a situação do setor.

Hoje, a Petrobras continua hegemônica nas atividades de exploração, produção e transporte, além de deter participação acionária em 20 das 27 concessionárias de distribuição. Como agravante, a empresa atua no mercado com liberdade para fixar o preço de comercialização do gás natural e de seus combustíveis concorrentes, ou seja, o preço do gás natural no Brasil é política da Petrobras, sem qualquer transparência ou previsibilidade para qualquer outro agente do mercado.

A FIESP sempre defendeu a necessidade de desverticalização da cadeia do gás natural no Brasil, limitando o papel da Petrobras. É essencial a elaboração de um novo modelo para o mercado de gás natural. Modelo este que destrave os investimentos, atraia novos agentes e estabeleça o ambiente concorrencial. E que, acima de tudo, interesse ao país e beneficie a competitividade da indústria.

O momento é propício para mudanças. O Plano de Negócio e Gestão 2017-2021 da Petrobras prevê desinvestimentos, somente para os anos de 2017 e 2018, da ordem de US\$ 19,5 bilhões com a venda de ativos de transporte (Nova Transportadora do Sudeste – NTS, terminais de GNL etc).

Contudo, é importante ressaltar que se deve alterar, urgentemente, a estruturação do plano de desinvestimentos da Petrobras, abrindo diálogo com a sociedade brasileira e proporcionando maior transparência nesse processo.

Nesse cenário, a iniciativa “Gás para Crescer”, liderada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), é de vital importância para adequar as atividades do setor de gás natural ao novo momento do mercado. Ao abrir diálogo com os principais agentes que atuam no setor, o MME será subsidiado com informações fundamentais para estabelecer diretrizes precisas que impulsionarão o setor de gás natural no Brasil.

PROPOSTAS ESSENCIAIS

Após uma análise da Nota Técnica disponibilizada pelo MME, a FIESP apresenta suas contribuições:

a) Comercialização de gás natural

Desverticalizar a cadeia do gás natural no Brasil é fundamental. Como empresa que deseja retomar seu vigor financeiro, a Petrobras deveria concentrar-se no segmento de exploração & produção (E&P), seu *core business*. A saída da estatal nas atividades de transporte e distribuição criaria a possibilidade de concorrência entre as empresas que já atuam no mercado.

Assim, as proposições apresentadas pelo MME de implementar medidas que limitem a concentração do mercado e que realmente promovam a competição na oferta de gás, atreladas ao estímulo aos mercados de curto prazo e secundário, são apoiadas pela FIESP.

b) Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“essential facilities”)

É preciso aplicar os princípios da isonomia e transparência no segmento de transporte do gás, criando mecanismos para que outras empresas consigam comercializar o gás natural produzido diretamente com as concessionárias ou no mercado livre. Devido a entraves legais e de infraestrutura de escoamento, os produtores de gás natural, inclusive sócios em blocos exploratórios, não têm alternativa senão repassar sua produção integralmente para a Petrobras, a preços inferiores aos praticados no mercado.

Nesse sentido, a proposta de compartilhamento de infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e terminais de

GNL) é fundamental para aumentar a competitividade do setor de gás natural, todavia é necessário elaborar estudos aprofundados sobre esse tópico a fim de determinar mecanismos que proporcionem condições de acesso de terceiros às infraestruturas existentes, sem inibir investimentos privados futuros.

c) Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federais

A Constituição Federal de 1988 estabeleceu a competência dos Estados em regular e fiscalizar o serviço público de distribuição de gás, enquanto as atividades de E&P e de transporte permaneceram sob a tutela da União. Este arranjo institucional cria, em muitos casos, a burocratização dos processos e, sobretudo, os conflitos de interesses na definição do planejamento estratégico.

Destaca-se também a falta de unidade na definição de condicionantes para a caracterização dos consumidores livres e a necessidade de se criar regra única e isonômica para os Estados, assim como regras de uso do sistema de transporte ou de distribuição para produtores, autoprodutores e autoimportadores.

Além disso, é necessário que as figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do auto importador sejam regulamentadas em todos os Estados, harmonizando-se os seus preceitos e estabelecendo-se regras claras de uso do sistema de transporte e de distribuição para tais agentes.

d) Incentivo ao desenvolvimento da demanda de gás natural

Diversos especialistas do setor de gás natural defendem a construção de usinas termoelétricas movidas a gás natural para operarem na base do setor elétrico, a fim de desempenharem o papel de "âncoras", para garantir a viabilidade econômica da construção de uma determinada malha de gasodutos.

Apesar de lógica, essa proposta requer estudos detalhados. Deve-se estabelecer, de forma sistêmica, a exata medida da necessidade da construção de novas usinas termoelétricas. Não é razoável utilizar o setor elétrico para subsidiar o setor de gás natural.

Ademais, para a FIESP, a expansão do setor elétrico deve ocorrer, preferencialmente, com a construção de usinas hidroelétricas com reservatório, alternativa mais barata, limpa e segura de geração de energia.

Com relação à oferta de gás natural para o setor industrial, é primordial a implementação de políticas de incentivo do uso deste insumo, de maneira a estabelecer preços competitivos.

e) Gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem

A FIESP reconhece a importância da criação do Operador Nacional do Sistema de Gás (ONGás). A função do agente seria a otimização do carregamento, muito semelhante ao papel que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) exerce no despacho da energia elétrica.

O ONGás seria a entidade responsável pelo controle de fluxos de gás entre distribuidoras, consumidores livres, autoprodutores e auto importadores, por meio do transporte físico do gás ou por *swap* operacional em sistemas não conectados.

Ademais, com o aumento das transações nos mercados livre e cativo, somado à compatibilização do despacho de geração térmica com os contratos de fornecimento das distribuidoras, haverá também a necessidade do registro de contratos e da contabilização do consumo, conforme valores acordados (harmonização entre o mercado físico com o financeiro). Uma função semelhante à exercida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que, no caso do gás natural, pode ser exercida pelo mesmo agente.

f) Desafio tributários

Para efetivar a troca operacional de gás entre importadores e produtores localizados em diferentes estados é essencial resolver a questão tributária na arrecadação do o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS).

Nesse contexto, a FIESP defende uma solução justa para o mecanismo de cobrança interestadual, que hoje é cobrado na origem do consumo e não no destino, como na maioria dos casos. Uma possibilidade, com impacto regulatório provavelmente menor, seria dividir a incidência do ICMS entre os estados de origem e de destino do gás natural.

CONCLUSÃO

Para o gás natural contribuir para o crescimento do setor industrial brasileiro é mandatória uma revisão no atual arcabouço legal e normativo do setor. Assim, a FIESP valoriza a elaboração da iniciativa “Gás para Crescer”, pois considera que o MME reconhece que é necessário abrir diálogo com os agentes, a fim de estabelecer medidas para melhorar o setor de gás natural no Brasil.

Ademais, reitera-se que as propostas sugeridas nesta contribuição possibilitarão o aumento da competitividade, a expansão do mercado livre e o crescimento da oferta de gás natural a preço justo.

Atenciosamente,



Carlos A. Cavalcanti
Diretor Titular do Departamento de Infraestrutura
Federação das Indústrias do Estado de São Paulo



Ofício nº 020 / 2016

Rio de Janeiro, 03 de novembro de 2016

Excelentíssimo Senhor
DR. FERNANDO COELHO FILHO
Ministro de Estado de Minas e Energia

Excelentíssimo Senhor Ministro,

O Fórum Nacional de Secretários Estaduais de Minas e Energia – FME, em apoio ao empenho de V.Exa. para o aperfeiçoamento do arcabouço legal e regulatório do setor de gás natural, consubstanciado na iniciativa “Gás para Crescer” lançada pelo Ministério de Minas e Energia em 24 de junho de 2016 vem, por meio deste documento, externar alguns pontos que, a nosso entender, podem contribuir de forma proativa para a implementação exitosa das medidas propostas na iniciativa em referência.

Mais especificamente, gostaríamos de apresentar o posicionamento do FME quanto aos pontos relevantes a serem contemplados e/ou aperfeiçoados para que os objetivos do “Gás para Crescer” possam ser atingidos em sua plenitude, considerando os interesses das diferentes esferas governamentais, dos agentes econômicos e da sociedade brasileira que, em conjunto, atuariam no sentido de articular e integrar ações voltadas para soluções otimizadas no tocante ao desenvolvimento do setor de gás natural.

Neste sentido, e após consulta a diferentes instituições representativas do segmento de gás natural brasileiro, destacamos como primordiais a reflexão em torno dos temas elencados a seguir.

1. DESPACHO TERMELÉTRICO A GÁS NATURAL NA BASE

Em face da necessidade de aumentar a segurança energética, a confiabilidade e a previsibilidade do sistema elétrico brasileiro, consideramos primordial a operação das usinas termelétricas a gás natural na base. Dada a sua relevância, este tema deve ser contemplado prioritariamente na pauta das instâncias responsáveis pela formulação da política energética nacional.

Ademais, com a instalação de usinas termelétricas a gás natural nos grandes centros de consumo e operando na base, otimizam-se investimentos em infraestrutura de transmissão,



reduzindo perdas e custos para os consumidores de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN.

2. COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

Assegurar, por meio de regulamentação da ANP, o acesso com tarifas competitivas à capacidade ociosa dos terminais de GNL, UPGNs e gasodutos de escoamento, de modo a atrair novos investimentos e agentes nos demais elos da cadeia de suprimento de gás natural.

3. HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACOES ESTADUAIS E FEDERAL

Preservar a atribuição Constitucional dos serviços de distribuição de gás canalizado pelos Estados e garantir o respeito às regulações estaduais são condições necessárias ao novo cenário do setor de gás natural.

4. INCENTIVO AO DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA POR GÁS NATURAL

Estabelecer políticas adequadas à maior atratividade do gás natural (relação de preços) para ampliar a demanda e ancorar o desenvolvimento da oferta e a expansão da infraestrutura de gasodutos, considerando usinas termelétricas a gás como âncoras da expansão da rede e a revisão do PEMAT, incluindo gasodutos de transporte e demais instalações necessárias.

Além disso, a Geração Distribuída e a cogeração a gás natural constituem elementos essenciais na construção das políticas necessárias para o aprimoramento do setor de gás natural, e estão em plena consonância com as diretrizes do MME e com a realidade dos grandes centros urbanos de buscar o aumento da segurança energética a partir do aproveitamento de suas vocações regionais.

5. COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS DA PARTILHA

A parcela de gás da União relativa à produção nos campos sob o regime de Partilha da Produção deve ser utilizada como instrumento de política pública, mas não pode ser



direcionado discricionariamente a segmentos de consumo específicos, com a finalidade de evitar assimetrias e garantir o tratamento isonômico a todos os segmentos consumidores.

Os líquidos de gás natural oriundos dos campos sob o regime de Partilha, como o etano e o propano devem, preferencialmente, ser utilizados como insumos para as indústrias química e petroquímica.

6. CONTRATOS DE SUPRIMENTO – RENOVAÇÃO DO CONTRATO BOLÍVIA

Considerando que a Petrobras não mais terá o protagonismo nas negociações para a renovação do contrato de fornecimento de gás natural com a Bolívia, enfatizamos a importância de serem incluídos outros atores relevantes nas discussões do Comitê Técnico Binacional Brasil-Bolívia, com a coordenação do MME, garantindo maior participação e transparência nas discussões para renovação do contrato de suprimento de gás natural com a Bolívia.

7. OPERAÇÃO INDEPENDENTE DOS GASODUTOS DE TRANSPORTE E ESTOCAGEM

Deverá ser garantida de imediato a disponibilização de informações em tempo real sobre volumes, fluxos, capacidades e ociosidades dos gasodutos de transporte, estabelecendo regras claras para a transição e os papéis do agente de transporte.

Independente de quem venha a ser o operador da rede de gasodutos de transporte, é fundamental projetar adequadamente o funcionamento e operação da malha de transporte no período de transição, evitando qualquer risco de desabastecimento.

Em paralelo, devem ser estudadas alternativas de estocagem de gás natural, como meio de reduzir os efeitos das flutuações de produção e dos preços internacionais no mercado doméstico.

8. COMPETIÇÃO NA OFERTA DE GÁS NATURAL E INCENTIVO AOS MERCADOS DE CURTO PRAZO E SECUNDÁRIO (MOLÉCULA E CAPACIDADE)

Compatibilizar e definir as características dos grandes consumidores pelos Estados são pontos imprescindíveis para aumentar a competição na oferta de gás natural.



Ampliar a demanda de gás natural para ancorar o desenvolvimento da oferta e a expansão da infraestrutura, a partir da qualificação/habilitação dos competidores.

9. TARIFICAÇÃO POR ENTRADAS E SAÍDAS

O FME concorda com a proposição contida na iniciativa “Gás para Crescer” de que a implantação do sistema tarifário de Entrada e Saída é o mais adequado para a desverticalização da atividade de transporte de gás natural, permitindo a separação da tarifa de transporte durante o percurso físico do gás e dando transparência aos elementos de formação do preço desse energético.

Não obstante, para que esse modelo de tarifação seja efetivo é importante que seja instituída a figura do operador independente do sistema de transporte, responsável pelo planejamento, coordenação e a gestão dos ativos de transporte como um único sistema de transporte de gás natural.

10. TRIBUTAÇÃO

É consenso entre os representantes do FME que a solução dos impasses referentes à questão tributária do ICMS é condição *sine qua non* para que as medidas contidas na iniciativa “Gás para Crescer” sejam implementadas com efetividade.

O atual sistema de tributação da cadeia de gás natural representa grave gargalo à concretização do *SWAP* operacional, inviabilizando o aumento do número de transações e a liquidez da molécula. Cabe lembrar que a revisão da questão tributária requer considerar, ainda, as novas tarifas de transporte que deverão estar sujeitas à tributação de ICMS na origem.

Neste sentido, propomos a criação de um Grupo de Trabalho constituído entre o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda e o Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia, cujo objetivo é estabelecer mecanismos claros e transparentes para superação dos impasses tributários que dificultam a consolidação do mercado de gás natural no Brasil.



Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia

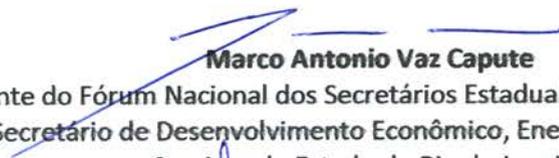
Destacamos que o FME está mobilizado para atuar em conjunto com os Secretários Estaduais de Fazenda com o intuito de adequar as regras tributárias aplicáveis ao transporte do gás natural no âmbito do CONFAZ, respeitando o interesse nacional e de todos os entes da Federação.

Assim sendo, o Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia vem apresentar este documento a V.Exa. com o objetivo precípuo de, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, contribuir para o bom encaminhamento dos temas propostos na iniciativa “Gás para Crescer” e fomentar o desenvolvimento competitivo da indústria de gás natural do Brasil.

Ficamos no aguardo de suas considerações e, em sendo julgada necessária, nos colocamos à sua disposição para agendamento de reunião presencial, no sentido de avançarmos nessas discussões.

Ao ensejo, renovamos a V.Exa. nossos sinceros votos de consideração e apreço.

Atenciosamente,


Marco Antonio Vaz Capute

Presidente do Fórum Nacional dos Secretários Estaduais de Minas e Energia e
Secretário de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e
Serviços do Estado do Rio de Janeiro


João Carlos de Souza Meirelles

Representante no CNPE do Fórum Nacional dos
Secretários Estaduais de Minas e Energia e
Secretário de Energia e Mineração do Estado de São Paulo

**Contribuições Gas Energy à Consulta
Pública MME nº 20
Iniciativa Gás para Crescer**

Novembro de 2016



1. Introdução

Como participante ativa do ambiente de negócios envolvendo a cadeia de gás natural no Brasil e em toda a América Latina, o Grupo Gas Energy cumprimenta o Governo Brasileiro, a partir do Ministério de Minas e Energia (MME), pela iniciativa de propor um debate amplo e transparente a respeito do futuro desejado para o setor energético brasileiro. Com o intuito de contribuir, a Gas Energy apresenta seu entendimento quanto ao caminho para a pretendida transformação do mercado doméstico de gás natural.

De maneira geral, as sugestões do Grupo já foram discutidas com o Governo seja nas reuniões públicas da Iniciativa Gás para Crescer, como em encontros dedicados a apresentar com mais detalhes as ações que estarão indicadas neste documento. Como orientação básica, as propostas da Gas Energy buscam promover tanto a simplificação de processos decisórios relevantes à evolução do setor, como um ambiente de negócios que privilegie a simetria de informação.

Este documento não endereçará comentários específicos a cada uma das notas técnicas ou diretrizes colocadas em consulta pública, mas sim apresentará a agenda de ações defendida pelo Grupo Gas Energy, com análise objetiva das implicações relacionadas a cada um dos itens subscritos. As sugestões estão divididas entre os segmentos *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*, bem como entre medidas com efeitos mais imediatos e outras de maior prazo para maturação.

2. Ativação imediata do mercado – curto prazo

2.1. Liberação de capacidade de transporte

São várias as ações que deverão ser combinadas em toda a cadeia do setor para que o mercado brasileiro ganhe dinâmica competitiva. O acesso previsível e facilitado de terceiros à rede de transporte, é parte essencial no conjunto de soluções, entretanto. A venda da malha de gasodutos a agente privado, como aquela envolvendo os ativos da NTS negociados pela Petrobras com a Brookfield, não significará abertura automática de mercado a terceiros, uma vez que a estatal permanece com 100% da capacidade “declarada” originalmente até o fim dos contratos (não antes de 2025).

O contexto atual no segmento *Midstream* do setor pode ser resumido, de forma objetiva, da seguinte maneira:

- Capacidade contratada sem acesso de terceiros e swap somente após fim da exclusividade;
- Assimetria de informações;
- Exclusividade de alguns gasodutos até 2019/2020 atrelada a tarifas que refletem investimentos fora do padrão internacional;
- Vencimento dos contratos ocorrendo parte em 2025 (Malha SE) e parte em 2030/31, quando tarifas cairão 60 a 80% (considerando atuação da ANP no recálculo e realização de concurso aberto para recontração);
- Autorizações com vencimento em 2039/41.

Concluída a venda da rede de transporte, a situação contratual vigente permanece a mesma, sem alteração tarifária ou de alocação de capacidade do sistema. Pois, ao celebrar o negócio, o comprador adquire fluxo de caixa tal qual estabelecido nos contratos de serviço de transporte (GTA), sem garantia, contudo, de recontração da capacidade ao final do período acordado originalmente.

É importante ressaltar medidas recém-estabelecidas pela ANP que sugerem incentivos a cessão de capacidade pela Petrobras, como, por exemplo, a previsão de atuação do Regulador em caso de congestionamento contratual. Como o peso financeiro dos contratos de transporte permanece 100% com a estatal após a venda, com a obrigação de pagamento das elevadas tarifas acertadas entre partes relacionadas no passado, deverá ser do interesse da companhia a renúncia a parcela de seus direitos na malha.

Para que tal processo surta os efeitos esperados, sem uma coordenação temporária do Poder Concedente, pode levar bastante tempo. Por esta razão, a Gas Energy sugere a tomada de um conjunto de ações que têm o intuito de acelerar a abertura do setor, sem que haja prejuízos às partes, seja à Petrobras ou aos novos controladores das redes de transporte.

As medidas seguiriam o seguinte roteiro:

- Petrobras abre mão da exclusividade remanecente nos gasodutos, possibilitando acesso de terceiros;
- Cessão automática pela Petrobras de capacidade não utilizada;

- Cálculo da nova capacidade considerando rede atual (expansão sem novos investimentos significativos - baixo custo);
- Extensão do prazo dos contratos (GTA) de forma a reduzir imediatamente as tarifas fazendo “roll in” antecipado, preservando o valor dos contratos recém-adquiridos, seja no caso da venda dos ativos em negociação, ou não;
- ANP promove leilão de capacidade com periodicidade pré-definida (dois leilões/ano, por exemplo);
- Petrobras não participa dos leilões de capacidade enquanto deter participação de mercado > 50%;
- ANP/ONS passa a acompanhar em tempo real a operação, que será acessada também pelos agentes;

É esperado que tais ações, ressalvada a regulamentação da cessão de capacidade já em vigor, que deve garantir os direitos do transportador quanto, por exemplo, ao *rating* mínimo do potencial cessionário, que o mercado de gás adquira dinâmica competitiva mais rapidamente. Trata-se de movimento que pode se mostrar essencial à efetividade das demais ações pensadas no âmbito da Iniciativa Gás para Crescer. Pois, sem que o acesso de terceiros à rede seja efetivamente viabilizada, demais medidas, como o mercado secundário ou swap, levarão tempo demasiado até promover os resultados esperados.

2.2. Contratação de térmicas a gás

Paralelamente às ações elencadas acima, que visam a possibilidade de acesso competitivo de terceiros à malha de transporte já no curto prazo, a Gas Energy sugere também medidas que permitam a contratação competitiva de térmicas a gás, com efeitos diretos no desenvolvimento também do mercado de gás natural. São elas:

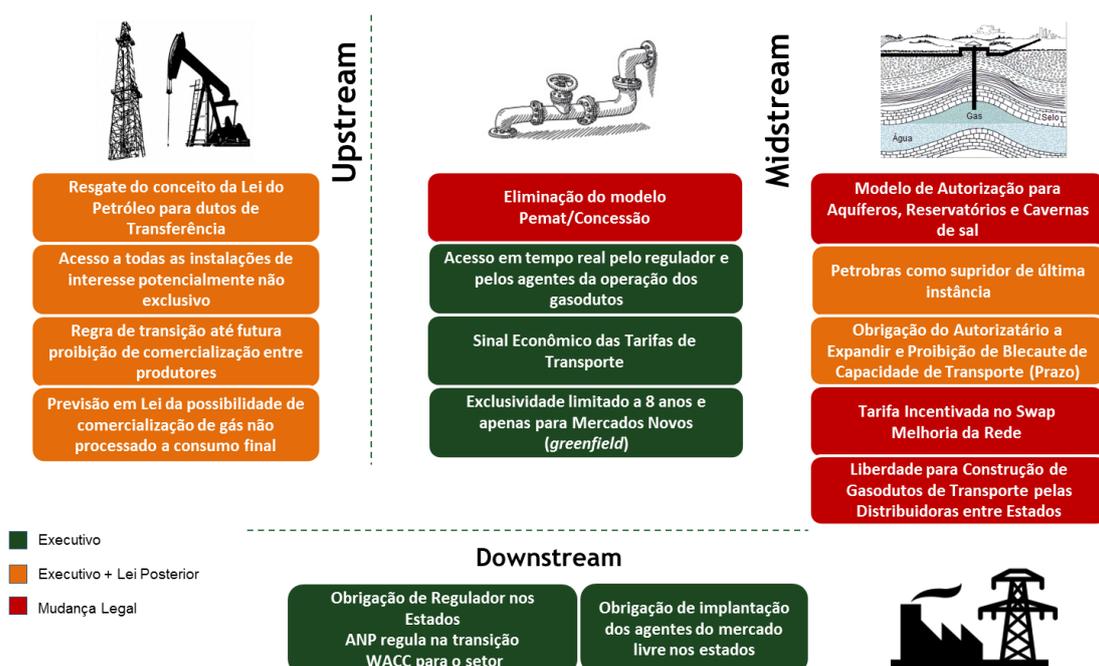
- Alteração do modelo de contratação de UTEs que penaliza a inflexibilidade na geração, ajustando as regras de modo a estabelecer parque térmico com operação na base.
- Permitir que as térmicas sejam contratadas nos leilões regulados tanto por disponibilidade como por quantidade de energia.

- Implantar o Reservatório Virtual, conforme previamente planejado, com troca física MW por MW e com pagamento de um *fee* para o MRE pelo uso da armazenagem
- Respeitar que o despacho antecipado das térmicas (delta K) reconheça o período com que é calculado o *Handicap* negativo do ICB (30 dias).
- Permitir a utilização de fórmulas de CVU mensais ou sazonais para os leilões do ambiente regulado. Adotar os mesmos parâmetros para Rfcomb e CVU e possibilidade de correção do Rfcomb conforme Portaria 42. Permitir parâmetros de inflexibilidades mensais ou sazonais.
- Revisar a necessidade de comprovação de reservas, por parte do supridor de gás, pelo período total de contratação da Termoelétrica.

3. Agenda de Redesenho do Setor de Gás no Brasil

Mirando uma reestruturação geral das regras do setor de gás natural no Brasil, a Gas Energy elencou ações discriminadas para cada segmento da cadeia do setor, qualificando-as entre medidas que dependem de ação exclusiva do Poder Executivo ou com ação complementar via alteração legal e, ainda, aquelas que dependeriam, em tese, de implementação via modificações em lei.

À apresentação da agenda consolidada abaixo, haverá apontamentos específicos a cada uma das medidas listadas, com uma breve discussão quanto à razão daquela ação e o que seria alterado com a mesma:



3.1. *Upstream*

Propostas

I. Resgate do conceito da Lei do Petróleo para dutos de Transferência

Razão

- Tornar efetiva a definição dada pela Lei do Petróleo para gasodutos de transferência, onde, diante do interesse comprovado de acesso por terceiro, a ANP deve converter aquele duto em gasoduto de transporte.
- Terceiros poderão construir e operar gasodutos de transferência/escoamento para atendimento a diferentes zonas de produção – sem restrições.

O que muda

- Alteração poderia ocorrer tanto pela supressão da definição de gasoduto de escoamento da Lei, retornando ao modelo da Lei do Petróleo, ou conferindo ao escoamento a mesma possibilidade de conversão para transporte em caso de interesse de acesso por terceiro.
- Deve-se buscar a participação dos órgãos de controle da concorrência, tendo em vista que se trata de assunto que envolve *essential facilities*.

II. Acesso a todas as instalações de interesse potencialmente não exclusivo

Razão

- O acesso de terceiro às instalações deve ser o primeiro objetivo tanto da legislação como do Regulador.
- A busca pela otimização de um ativo de infraestrutura através do compartilhamento deve ser anterior à definição final do próprio projeto.
- ANP deverá sempre buscar o compartilhamento negocial entre as partes interessadas antes da emissão de qualquer autorização de investimento.

O que muda

- Exclusão do artigo 45 da Lei do Gás, que desobriga o acesso a terceiros em terminais de GNL, UPGNs e Gasodutos de escoamento.
- Alteração do Art. 58 Lei do Petróleo, que exclui os terminais de GNL de qualquer negociação de acesso.
- Deve-se buscar a participação dos órgãos de controle da concorrência, tendo em vista que se trata de assunto que envolve *essential facilities*.

III. Regra de transição até futura proibição de comercialização entre produtores

Razão

- Em conjunto à revisão das regras que permitirão/estimularão o acesso a gasodutos de escoamento/transferência, deve haver indicativo de constrangimento legal de longo prazo à comercialização entre produtores.
- Regras devem prever um período de adequação à norma, que terá o intuito de estimular produtores “independentes” a chegar ao mercado sem o intermédio de um incumbente.

O que muda

- Previsão deve se dar em instrumento legal próprio, podendo ser incluído à Lei do Gás, em capítulo concernente ao acesso a gasodutos de escoamento/transferência.

IV. Previsão em Lei da possibilidade de comercialização de gás não processado a consumo final

Razão

- No *hall* de alterações que deverão acompanhar a restrição à comercialização entre produtores, está a previsão legal para venda de gás não processado diretamente ao consumidor final (grandes indústrias e termelétricas).
- Alternativa de comercialização que visa a otimização dos custos dos produtores de gás, que, no Brasil, tem a característica de ser associado à produção de óleo – foco do consórcio investidor.

O que muda

- Participação das distribuidoras de gás canalizado está amparada no entendimento que considera a cobrança de margem no consumo a partir de um gasoduto que de tenha saído de uma unidade de processamento, terminal de GNL ou mesmo de outro gasoduto de transporte. Em tese, não haveria afronta ao dispositivo constitucional Art. 25 §2º ou mesmo ao regramento atual.
- Incluir previsão na Lei do Gás para o consumo de gás não processado para dar maior segurança jurídica aos agentes.

3.2. *Midstream*

Propostas

V. Eliminação do modelo Pemat/Concessão

Razão

- A necessidade de aprovação do governo de todo e qualquer novo investimento em gasodutos de transporte, na prática, inviabilizou o próprio modelo.
- Oportunidades de investimento já deixaram de ocorrer pelas sucessivas negativas do Governo em permitir a tomada de risco pelos agentes - caso do projeto no Rio Grande do Sul, onde mesmo após meses de discussões e estudos não foi autorizada a execução do projeto de ligação entre Rio Grande e Porto Alegre.

O que muda

- Liberdade para tomada de decisão de investimento sem participação do Poder Concedente, que se preocupará apenas com diretrizes gerais do setor.
- ANP responsável por analisar e encaminhar projeto de expansão, podendo participar do processo de chamada pública de capacidade e construção do gasoduto.
- Regra prevista na Resolução ANP 51/2013, que proíbe a atividade de carregamento por transportador, tem que ser mantida.

VI. Acesso em tempo real pelo regulador e pelos agentes da operação dos gasodutos

Razão

- É necessário simplificar o acesso de terceiros à malha de transporte, impondo um modelo de transparência total e combate à assimetria de informação.
- É preciso que o regulador e mercado tenham completo acesso a toda e qualquer informação relacionada à movimentação e ocupação, sem que para isso tenha de investir em modelo próprio para tanto.
- A solução encaminhada pela Resolução ANP 11/2016, que estabeleceu prazo para que os transportadores estruturassem plataformas eletrônicas próprias, não endereça totalmente o problema de assimetria,

à medida que a regulamentação não garante a necessária integração entre as plataformas dos diferentes transportadores.

O que muda

- Acesso e Swap passam a ser viáveis operacionalmente, dado que precisam de agilidade.
- Consolidação das plataformas eletrônicas em uma única estrutura, a ser acompanhada em tempo real pela ANP e utilizada pelos carregadores potenciais para simulação de acesso.
- Viabilização da instalação dos equipamentos necessários para o controle pelo regulador e acesso aos carregadores potenciais pode se dar a partir da cobrança aos agentes interessados do acesso à plataforma única.

VII. Sinal Econômico das Tarifas de Transporte

Razão

- Dar sinais econômicos para os produtores / importadores de gás natural de forma que sejam atraídas as melhores ofertas para cada mercado, eliminando subsídios cruzados que acabam por prejudicar a competitividade.
- Qualquer operação de acesso pode se tornar inviável economicamente com o empilhamento de tarifas postais que, na prática, cobram tarifa “cheia” não importando o trecho utilizado do duto, se todo ou se parte do mesmo.

O que muda

- Regulação tarifária deve prever expressamente a alteração da lógica de cálculo da tarifa, incluindo, ainda, consideração em respeito à prática de cobrar, de modo não transparente, os custos de infraestrutura não relacionados exclusivamente aos gasodutos, como terminais de Regás.

VIII. Exclusividade limitada a 8 anos e apenas para Mercados Novos (greenfield)

Razão

- Conceitualmente, a exclusividade tem por objetivo preservar os interesses de um carregador inicial que tomou o risco da demanda de um mercado potencial a ser desenvolvido. Em regiões cuja demanda já está presente, os riscos não justificam.

- Direito tem sido usado para impedir acesso de terceiros em mercados potencialmente competitivos, como os da região Sudeste.

O que muda

- Lei do gás estabelece período máximo de até dez anos para fixação de exclusividade.
- Decisão quanto à fixação ou não de tal direito deve ficar a cargo do Regulador, e não do Poder Concedente, como determinado pelo marco legal atual.

IX. Modelo de Autorização para Aquíferos, Reservatórios e Cavernas de sal

Razão

- Modelo atual de concessão com compartilhamento de todos os estudos de áreas com o mercado, através da ANP, desestimula o investimento e impede a atividade de prosperar no Brasil, que permanece vinculada à Petrobras.

O que muda

Regulação deve prever, principalmente, as seguintes diretrizes:

- Modelo de autorização, com liberdade de estudos para empreendedores privados, que teriam preferência na exploração da área após verificação, pela ANP, da existência, ou não, de estudos semelhantes.
- Sem cobrança de outorga onde haja apenas um investidor, que teria de cumprir com programa de investimento mínimo.

X. Petrobras como supridor de última instância

Razão

- Ainda que haja possibilidade real de acesso à malha de transporte, sem mecanismos de gerenciamento de riscos, produtores independentes, principalmente aquele com pequena escala de volume, são desestimulados a vir a mercado ofertar contratos. É preciso que exista um regramento sistêmico, remunerado a preços de mercado, para garantir o back-up para os novos ofertantes.
- Tendo em vista todas as possibilidades de gerenciamento de oferta à disposição da Petrobras, à empresa deveria ser dada a incumbência de garantir, até o momento em que mesma detiver pelo menos 50% do mercado, o suprimento mediante circunstâncias e condições comerciais de mercado, com acompanhamento e mediação da ANP.

O que muda

- Não está clara a necessidade de alteração legal para que tal disposição seja colocada à estatal. Na hipótese de não ser necessária, regulamento seria estabelecido diretamente pela ANP, com ou sem diretriz prévia do Poder Concedente.

XI. Obrigação do Autorizatário a Expandir e Proibição de Blecaute de Capacidade de Transporte (Prazo)

Razão

- Caso os pedidos de acesso firme superem a capacidade existente, Autorizatário/Concessionário deve ser obrigado a expandir.
- Evitar que, por exemplo, gasodutos que transportam, hoje, 30% da capacidade, estejam contratados por 100%, bloqueando o surgimento de nova oferta.

O que muda

- Nem Lei do Gás, nem seu Decreto, nem regulamentos da ANP preveem compromisso do Autorizatário/Concessionário com a expansão do gasoduto em caso de verificação de necessidade. Tudo depende de autorização pelo Poder Concedente.
- Regulamentação deve ser ágil, dando preferência a processo simplificado para “contratação” de uma expansão.

XII. Tarifa Incentivada no Swap

Razão

- Regras em vigor fazem do Swap uma operação economicamente impossível, dado que sua tarifa não pode ser menor que aquela paga pelo serviço de transporte firme e que ainda será calculada a partir do empilhamento.

O que muda

- Tarifa passa a não mais ser calculada pelo método do empilhamento e permite a internalização pelo proponente da troca de ao menos parte do ganho atribuído ao sistema pela otimização da operação.

XIII. Liberdade para Construir Gasodutos de Transporte pelas Distribuidoras entre Estados

Razão

- Legislação atual impede a construção, pelas distribuidoras, de ramais de interligação das redes estaduais, restringendo a comercialização entre as mesmas. Sua possibilidade poderia contribuir para uma conexão mais acelerada e maior fluidez entre os mercados.

O que muda

- As definições de gasoduto de distribuição e de transporte passam a considerar a figura de um gasoduto de interconexão estadual, que poderá ser viabilizado com investimentos das próprias concessionárias e operados pelas mesmas, mas com supervisão e regulação da ANP.

3.3. Downstream

Propostas

XIV. Obrigação de Regulador nos Estados; ANP como regulador na transição; e WACC para o setor

Razão

- A interpretação dada ao texto constitucional, que prevê o direito de exploração da atividade de gás canalizado pelos estados, não tem incentivado o desenvolvimento efetivo dos mercados locais.
- Em estados que não possuem ente regulador e regras para cálculo da taxa de retorno, a margem cobrada pelas concessionárias chega a ser comparável ao valor pago pela molécula de gás.
- Grande número de estados permanece sem regras e fiscalização que garantam transparência, previsibilidade de preços e efetiva regulação na definição dos elementos que compõem a margem de distribuição.

O que muda

- União deve liderar iniciativa que busque, mediante ação que envolva todos os Estados, a adoção de regras básicas uniformes nos mercados locais, e que envolveria, além da instituição de agente regulador, também de metodologia para cálculo da taxa de retorno.

XV. Obrigação de implantação dos agentes do mercado livre nos estados

Razão

- Assim como ocorreu no mercado de energia elétrica, as distribuidoras devem ficar responsáveis pelo consumo *flat* e pouco sujeito a flutuações, típico de consumidores menos intensivos.
- Lei do Gás instituiu os agentes do mercado e inúmeros estados sequer abriram discussão para regulamentação interna. Criação de um mercado nacional passa pela possibilidade real de exercício da opção pelo mercado livre, com regras uniformes.

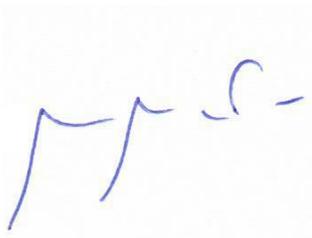
O que muda

- Até o presente momento, Estados têm tido liberdade para instituir ou não o mercado livre, e sem qualquer coordenação de regras quando há decisão por fazê-lo.

4. Considerações Finais

Entendendo ser esta fase de Consulta Pública apenas o início de um trabalho que percorrerá caminho ainda longo na construção de soluções ao mercado, a Gas Energy reforça seu compromisso com o debate e se coloca à disposição para continuar contribuindo com a discussão.

Atenciosamente,



Marco Tavares

Grupo Gas Energy



Contribuições da *Gas***Brasileiro** à iniciativa
Gás para Crescer

Consulta Pública MME nº 20/2016

novembro/2016

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "T. A. R.", is located in the bottom right area of the page.

Resumo

Por meio do presente documento, apresenta-se a contribuição da **Gas Brasileiro** à Consulta Pública nº 020/2016 relativa a *Iniciativa Gás para Crescer*. Após a contextualização do tema e fundamentação das propostas no decorrer do documento, sugere-se que o uso combinado de gás natural com outras energias renováveis seja contemplado no âmbito da Iniciativa, de modo a considerar as seguintes propostas:

1. Autorizar o uso do gás natural como combustível auxiliar nos leilões de energia elétrica de fontes renováveis, reconhecendo o valor da eficiência adicional gerada;
2. Coordenar ação junto aos estados para reduzir o IPVA dos veículos pesados que utilizem o Sistema Diesel-Gás (gas natural ou biometano);
3. Estimular os fabricantes de caminhões a produzirem no Brasil veículos com a tecnologia Diesel-Gás (gas natural ou Biometano).
4. Inserir o biometano na matriz energética nacional;
5. Inserir as fontes biogás e biometano em leilões de energia elétrica;
6. Desonerar a carga tributária na aquisição de materiais e equipamentos para produção do biometano;
7. Fomentar o uso do biometano pelas indústrias.

1. Introdução

A Gas Brasileiro Distribuidora S/A – **Gas Brasileiro** – é a concessionária de distribuição de gás canalizado no noroeste do Estado de São Paulo, cuja área de concessão abrange 375 municípios os quais representam 57% da extensão territorial de todo Estado.

Uma característica marcante da área de concessão da **Gas Brasileiro** é a grande concentração de usinas do setor sucroenergético. De acordo com o maior veículo de comunicação do setor, o site Nova Cana, o Brasil possui 366 Usinas, das quais 172 encontram-se no Estado de São Paulo, sendo 140 (81% do estado) na área de concessão da **Gas Brasileiro**, sendo 51 interligadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Abaixo, destacam-se outras principais magnitudes das usinas localizadas no noroeste paulista:

- 293 milhões de toneladas processadas - Moagem 2014/2015 de;
- 19 milhões de toneladas de açúcar;
- 11,7 milhões de m³ de etanol;
- 1,5 GW de capacidade de geração de energia elétrica para o SIN.

Tais números direcionaram a Companhia a desenvolver projetos para desenvolvimento do mercado de gás natural voltados especificamente para o setor sucroenergético, dado seu potencial estimado de consumo de 8,3 milhões de m³/dia. Dentre estes projetos destacam-se a Usina Híbrida e o Sistema Diesel-Gás. O setor sucroenergético também possui um grande potencial de produção de Biometano proveniente de vinhaça, que se apresenta como uma importante fonte de suprimento de gás.



Todos estes projetos são detalhados neste documento, e ao final de cada capítulo, serão apresentadas sugestões específicas para serem consideradas no âmbito da iniciativa Gás para Crescer.

2. Usinas Híbridas

O projeto Usinas Híbridas consiste no uso mais eficiente do bagaço de cana, proporcionando geração de energia elétrica mais competitiva, ao utilizar o gás natural como combustível auxiliar no processo de cogeração.

Trata-se de uma variação do ciclo combinado típico onde em um mesmo ciclo termodinâmico são inseridos dois combustíveis distintos, nesse caso biomassa como combustível principal e gás natural como combustível auxiliar. O ciclo híbrido já é amplamente utilizado na Europa, principalmente em usinas de resíduo sólido.

O modelo consiste na inserção de uma turbina a gás, cujos gases quentes exaustos são utilizados para realizar o superaquecimento e/ou reaquecimento do vapor produzido originalmente em uma caldeira a biomassa por meio de um trocador de calor (aquecimento indireto) que proporciona uma eficiência aparente do gás de 90% a 140%.

As imagens abaixo ilustram a forma como o gás natural é inserido no processo de produção de vapor das Usinas, possibilitando os seguintes ganhos:

- Eficiência do gás natural típica de um ciclo combinado: ~ 52%;
- Eficiência aparente do gás natural: 90% a 140%;
- Eficiência global da usina aumentada em cerca de 30%.

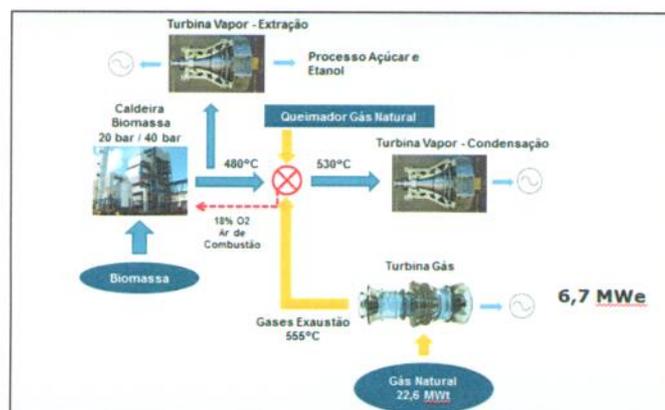
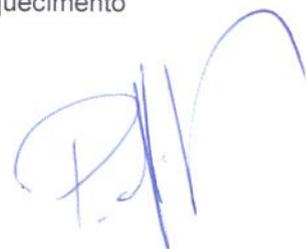


Figura 1: Arranjo Típico - Estratégia de Superaquecimento



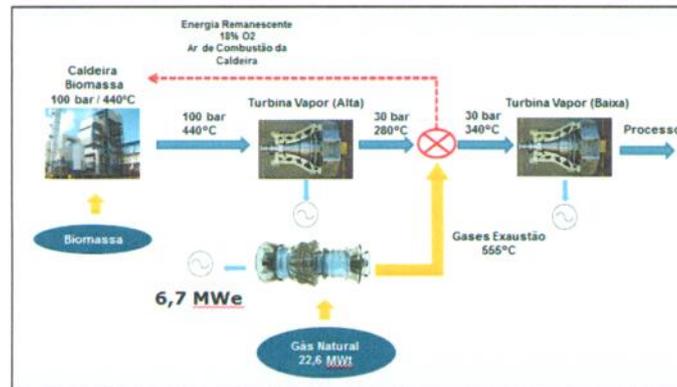


Figura 2: Arranjo Típico - Estratégia de Reaquecimento

Abaixo, lista-se algumas considerações e benefícios do modelo Usinas Híbridas:

- Os ciclos híbridos permitem que as usinas de biomassa possam gerar energia elétrica durante todo o ano, com menor dependência de fatores climáticos, com preços mais competitivos do que qualquer outra fonte térmica, inclusive em relação às usinas atuais de bagaço;
- A usina híbrida ajudará o país a reduzir suas emissões atmosféricas médias e consolidará a biomassa da cana como fonte contínua e complementar de geração de energia elétrica;
- As fontes renováveis necessitam do gás natural como combustível auxiliar;

2.1 Proposta para o desenvolvimento das Usinas Híbridas

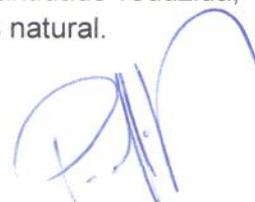
Autorizar o uso do gás natural como combustível auxiliar nos leilões de energia elétrica de fontes renováveis, reconhecendo o valor da eficiência adicional gerada.

3. Sistema Diesel-Gás

O sistema Diesel-Gás permite o uso combinado do gás natural com o óleo diesel em frotas de veículos pesados, substituindo parcialmente o consumo de óleo diesel pelos caminhões, tratores e colhedoras nas usinas do setor sucroenergético, que atualmente é de 1,1 bilhão de litros por ano.

A tecnologia do sistema Diesel-Gás para veículos pesados é amplamente conhecida, sendo atualmente utilizada na Europa e nos Estados Unidos.

Um sistema de injeção de gás natural é adicionado paralelamente ao sistema de injeção diesel, de forma que o gás, injetado no coletor de admissão de ar do motor, chegue à câmara de combustão. O diesel é injetado posteriormente, em uma quantidade reduzida, com o objetivo de iniciar o processo de combustão que fará a queima do gás natural.



O coração da tecnologia está no seu sistema de gerenciamento eletrônico, que permite controlar simultaneamente os sistemas de injeção dos dois combustíveis de modo a proporcionar a maior eficiência possível, sem perda de potência do motor.

Há ganhos ambientais na utilização deste sistema. A redução de particulados pode chegar a 80% e há um expressivo potencial de redução de NOx - Óxido de Nitrogênio. Além disso, a utilização do Diesel-Gás permite também redução de aproximadamente 20% na emissão de CO₂ -Dióxido de Carbono, quando comparado ao motor trabalhando só com diesel.

Outro benefício da aplicação desta tecnologia será a redução das importações de óleo diesel, contribuindo assim com a balança comercial do país.

3.1 Propostas para o desenvolvimento do Sistema Diesel-Gás

- Coordenar ação junto aos estados para reduzir o IPVA dos veículos pesados que utilizem o Sistema Diesel-Gás (gás natural ou biometano);
- Estimular os fabricantes de caminhões a produzirem no Brasil veículos com a tecnologia Diesel-Gás (gás natural ou biometano).

4. Biometano

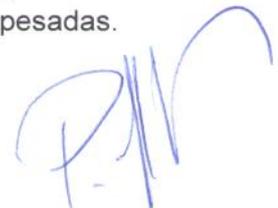
No setor sucroalcooleiro, atualmente, o Brasil conta com usinas que juntas produziram, em média nos últimos 5 anos, 25 bilhões de metros cúbicos de álcool por safra (BRASIL, Ministério de Minas e Energia, 2015). Essa elevada produção tem como consequência enormes quantidades de rejeitos do processo, com destaque para aquele que é chamado de vinhaça.

Por ser um rejeito gerado em grande quantidade a vinhaça vem sendo amplamente estudada para, através de processo de biodigestão, gerar o biogás/biometano.

Destaca-se que o uso do biometano, combustível obtido através do processamento do biogás, foi recentemente regulamentado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP. A regulamentação da ANP permite a venda e a distribuição deste biocombustível, possibilitando que, de fato, seja utilizado em diversas aplicações.

Importante destacar que diversos países já estimulam o biometano como fonte de energia. A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA, sigla em Inglês) considerou o biometano como sendo um biocombustível avançado, renovável, de baixa emissão de carbono e que pode contribuir de forma significativa para a redução das emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE).

No mundo, a utilização do biometano já é muito consistente como substituto do óleo diesel em frotas urbanas de ônibus, táxis e caminhões. O biometano é um agente da matriz de combustíveis de vários países europeus, sendo aplicado em frotas leves e pesadas.



A ABiogás estima o potencial de produção de biogás no Brasil em 23 bilhões de m³/ano, sendo 12 bilhões de cana-de-açúcar, 8 bilhões de alimentos e 3 bilhões de resíduos. Esse montante equivale a aproximadamente 11 milhões de tep ao ano, ou 12 bilhões de litros equivalentes de óleo diesel.

Em termos estaduais, registra-se o caso do Estado de São Paulo, cujo Plano Estadual de Energia tem como um de seus objetivos a ampliação da participação de energias renováveis em sua matriz energética, sendo instituído mediante o decreto nº 58.659, de 04/12/2012, o Programa Paulista de Biogás.

Neste sentido, destaca-se que a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP vem promovendo discussões públicas com vistas a regulamentar a injeção do biometano na rede de gás natural.

Por fim, lista-se algumas considerações e benefícios do biometano:

- É essencial a expansão das redes de gás natural canalizado para a conexão entre os produtores de biometano e sua distribuição aos consumidores;
- Valorização dos recursos renováveis, mediante aproveitamento econômico de insumos já disponíveis;
- Redução significativa dos gases de efeito estufa.

4.1 Propostas para o Biometano

- Inserir o biometano na matriz energética nacional;
- Inserir as fontes biogás e biometano em leilões de energia elétrica;
- Desonerar a carga tributária na aquisição de materiais e equipamentos para produção do biometano;
- Fomentar o uso do biometano pelas indústrias.

Sendo estas as contribuições da *Gas Brasileiro*, aproveita-se o ensejo para registrar nossos cumprimentos ao Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de abertura à Consulta Pública de tão relevante tema.

Atenciosamente,



Walter Fernando Piazza Júnior
Diretor Presidente

Contribuições da SCGÁS para a Consulta Pública do MME nº 20/2016.



Novembro/2016

Florianópolis- SC, 07 de novembro de 2016.

Contribuições à Consulta Pública do MME nº 20/2016

Além das propostas que serão encaminhadas pela ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado que é entidade que reúne algumas das principais distribuidoras de gás natural canalizado no país, a SCGÁS, que é a Concessionária do serviço de distribuição no Estado de Santa Catarina encaminha a seguir algumas contribuições complementares para a Consulta Pública do MME.

- **Estímulo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)**

Proposta: Formalizar o Suprimento de Última Instância, anterior ao City Gate, para que não haja o desbalanceamento dos contratos das Distribuidoras e que fique bem clara a responsabilidade no pagamento das penalidades, caso isto ocorra. Podendo ser considerado para tal garantia de suprimento, também a gestão integrada do armazenamento/estocagem de gás.

Proposta: Manter a tarifa postal dos gasodutos de transporte até que o mercado atinja maior grau de maturidade. Elaborar regulamentação pela ANP que oriente o SWAP de molécula e capacidades, bem como negociações associadas de cessão de capacidade e de compra de molécula nas modalidades interruptível, de oportunidade ou curtíssimo prazo (spot).

- **Promoção da independência comercial e operacional dos transportadores**

Proposta: Elaborar regulamentação para permitir o acesso negociado de agentes à capacidade contratada, declarada como ociosa ou não, pelos carregadores, na infraestrutura de transporte existente.

- **Reforço da separação entre as atividades de carregamento e transporte**



Proposta: Permitir as atividades de carregador e transportador, mesmo que minoritariamente ou com participação cruzada com base em regulamentação clara e transparente.

- **Instituição e Implantação do Modelo de Gestão do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN)**

Proposta: Entende-se que é necessário institucionalizar um agente que possa fazer a gestão do STGN, balanceando as disponibilidades de molécula e capacidades existentes.

- **Regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação**

Proposta: Regulamentar o mecanismo de negociação do acesso de terceiros as capacidades ociosas ou não nas infraestruturas de escoamento da produção, das UPGNS e dos terminais de GNL.

- **Superação dos desafios tributários no setor de gás natural**

Proposta: Elaborar projeto de lei complementar para equalizar as alíquotas interestaduais como forma de evitar a geração de créditos a serem compensados e adequar as alíquotas de ICMS ao consumo e considerar a desvinculação dos fluxos físicos e contratuais próprios do SWAP operacional de gás.

- **Revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico**

Proposta: Realizar leilões com os combustíveis competindo na mesma base ou realizar leilões discriminados por fonte com sinal locacional.

- **Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas**



Proposta: O Governo Federal deverá apoiar as Distribuidoras de Gás Natural para legitimar as negociações com a YPFB e colaborar para definir o balanço de produção do gás Boliviano e definir o Balanço de Gás, com informações de perspectivas de produção do gás nacional por parte da Petrobras e dos demais produtores.

Atenciosamente,



Marco Francesco Patriarchi

Diretor Presidente e.e.

Diretor de Administração e Finanças



Rafael Rodrigo Longo

Diretor Técnico e Comercial

Ofício Sulgás 1601/2016

Porto Alegre, 8 de novembro de 2016.

Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil
Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º Andar
Brasília – DF
CEP 70065-900

Assunto: Contribuições da SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul à Consulta Pública Gás Para Crescer

Prezados Senhores,

Ao parabenizar a iniciativa Gás Para Crescer, bem como a oportunidade de contribuição facultada aos agentes do setor através da referida Consulta Pública, vimos cordialmente manifestar as contribuições da SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul. Ensejamos que o debate ora promovido seja permanente, para uma constante evolução do setor de gás natural em nosso país.

A Companhia de Gás do Rio Grande do Sul foi constituída em 10 de maio de 1993, tendo como acionistas no presente momento o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Gaspetro S.A.. Desde sua fundação, a Companhia tem desempenhado papel estratégico para o desenvolvimento do Estado do Rio Grande do Sul, ao comercializar e distribuir gás natural para os mercados industrial, comercial, residencial e veicular em base competitiva, atentando ainda aos princípios do serviço público, em especial a universalidade, eficiência e modicidade tarifária. Assim, após 23 anos de operação, a SULGÁS conta hoje com 1.010 km de redes de distribuição, 32.500 clientes em consumo, com uma distribuição de 2 milhões de m³/dia em média no ano de 2016.

Página 1 de 6



Como contribuição à análise em pauta, cumpre-nos oferecer os comentários sob a ótica dessa Companhia, que visam unicamente enriquecer o debate sobre o setor de gás natural no Brasil.

1. Reconhecemos como uma mudança positiva a ampliação de agentes operando no setor de gás natural, entre produtores, transportadores ou comercializadores. Além de possibilitar a concorrência, é importante para a distribuidora a possibilidade de aquisição de gás natural em diferentes modalidades de prazos, volumes e alocação de riscos.

É fundamental lembrar que os mercados atendidos pela distribuidora têm comportamentos intrinsecamente distintos, em que podemos exemplificar a comparação entre o mercado residencial (tem característica de consumo firme em longo prazo, porém com sazonalidade dependente das oscilações de temperatura entre inverno e verão) e o mercado industrial (de consumo variável no curto e médio prazos, com menor sazonalidade e maior sensibilidade a preços e condições comerciais de entrega).

Assim, como forma de elaborar uma carteira de comercialização e distribuição para atendimento à necessidade do mercado, faz-se relevante a existência de diversos agentes que possam oferecer diferentes produtos e condições de compra de gás natural.

Ensejamos **que a regulamentação considere as condições necessárias para promover a entrada de novos agentes**, que passem a operar de forma independente e competitiva, e que ao mesmo tempo se construa um arcabouço regulatório capaz de garantir ao gás natural a manutenção de seu papel estratégico no desenvolvimento dos estados.





Energia naturalmente melhor.

Consideramos positivo também para a distribuição de gás natural a possibilidade de aquisição de gás no ponto de entrega, inclusive por chamada pública, que permita máxima transparência e fomenta a competitividade.

Neste contexto, a possibilidade de transferência temporária de contratos de suprimento de gás, ou cessão parcial de seus direitos, por parte das distribuidoras abre também espaço para a mitigação de riscos associados à aquisição de gás natural e às variações de demandas decorrentes da sazonalidade dos mercados.

Acreditamos que as novas diretrizes devem agregar ao setor de energia competitividade e transparência, garantindo sua permanência na agenda política de governo como propulsor do desenvolvimento, atraindo novos investimentos e agregando ganhos em eficiência energética nos diferentes mercados.

2. A SULGÁS já trabalha atualmente como comercializadora e como distribuidora de gás natural, buscando a universalização do acesso ao gás natural para seus clientes conforme seu perfil e aptidão a riscos. Nesse contexto, a **harmonização da regulamentação para consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores entre os Estados e a União**, é condição precedente para o estabelecimento de de uma tarifa justa e equilibrada tornando viável a universalização preconizada pelas regras da concessão estadual para distribuição de gás natural.

Nesse aspecto, a companhia de gás ora opera assumindo o risco de comercialização e oscilações de mercado, oferecendo acesso ao gás natural a clientes que não tem condições de assumir tal risco, ora opera apenas prestando serviço de distribuição para um agente responsável por seu próprio gás. Em ambos os casos, entendemos que a nova regulamentação deve preservar a capacidade de investimento das distribuidoras para que a abrangência das redes de distribuição permitam o acesso ao gás em base competitiva para todos os consumidores, e não apenas aqueles situados nas cercanias de gasodutos e produtores de gás natural, onde o investimento é menor.



Ainda sobre esse tópico, ao regulamentar consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, é preciso observar a produção de gás natural a partir do carvão, o biogás, o biometano e a distribuição de GNL através de hidrovias, ferrovias e rodovias, que se constituem também em novas fronteiras de distribuição. Por se tratarem de novas tecnologias, é requerido amplo investimento inicial em seu desenvolvimento, tal como a sensibilização de mercado para a introdução desses novos produtos energéticos. Ressaltamos que é intenção da distribuidora participar nos investimentos e no desenvolvimento dessas fronteiras tecnológicas, sendo para isso igualmente pertinente uma previsão regulatória em que haja a previsão de uma tarifação equilibrada e que possibilite o amplo acesso ao gás natural.

3. O Rio Grande do Sul encontra-se em uma das extremidades da malha de gasodutos que compõem o sistema de transporte de gás nacional. É preocupação desta distribuidora o atual gargalo logístico para o desenvolvimento do estado, representado pelo limite de capacidade de escoamento do Gasoduto Bolívia-Brasil, em seu trecho sul.

Ressalta-se que historicamente em vários momentos, em 2012 e 2013 em especial, não foi possível atender integralmente à demanda do mercado consumidor pelo gás natural. Ainda assim, com demanda crescente, os investimentos em ampliação ou novos gasodutos de transporte não foram à frente.

Analisando as causas, fundamentalmente impõe-se citar (i) o requerimento de contratos de longo prazo de fornecimento (20 anos), como forma de remunerar o investidor, e (ii) a elevação necessária nas tarifas de transporte e consequentemente do preço final do gás para o consumidor, tornando o insumo menos competitivo do que em outros estados.



Para as distribuidoras, essa forma de contratação de longo prazo não é mais adequada, pois constitui risco elevado, de difícil mensuração e que usualmente não pode ser tomado, sob pena do comprometimento da saúde financeira da empresa.

Faz-se relevante pensar em uma nova lógica econômica para promover a realização de investimentos em infraestrutura. Em um primeiro momento, relativamente à tarifação de transporte, independente da modalidade a ser praticada, entendemos que a mesma não deve se distanciar dos valores praticados nos contratos vigentes ainda que em um **período de transição**. Tal remuneração deve oferecer uma garantia da ao investidor e a manutenção de preços equivalentes e competitivos de gás natural para os consumidores localizados nos diversos Estados da federação.

Após um período de transição, em que gargalos de infraestrutura sejam superados e exista a possibilidade de franca competição entre os diversos agentes, será possível uma migração adequada para um sistema com tarifas locais que ofereçam o adequado sinal econômico em toda a cadeia.

Entendemos que a migração de indústrias entre estados da federação, decorrente de escassez de energia ou preços elevados desse insumo, deve ser evitada, pois constitui-se em ineficiência econômica para o país.

4. Sob a ótica dessa distribuidora, abrir um **fórum de debate para contratação de novo gás boliviano** é fundamental. Assim, recomendamos que tal fórum seja objeto de atenção pelo Governo Federal, através desse MME, e nos colocamos integralmente a disposição para participar de todas as discussões sobre o tema.



5. Outro assunto importante para um debate do marco regulatório nacional é a **interconexão entre distribuidoras**, pois tem o potencial de incentivar negócios e o consumo. Recomendamos que essa situação seja incorporada nos estudos de aprimoramento da legislação do setor de gás natural, naturalmente sempre preservando o preceito constitucional de que a distribuição de gás natural é de competência dos estados. Para esse fim, a sugestão é condicionar a interconexão a acordo formal entre as distribuidoras envolvidas, competindo à ANP a fiscalização e regulação dos acordos firmados.

6. Em relação às **questões tributárias**, defendemos que **é necessário o enfrentamento de todas as situações diferenciadas** percebidas no setor gás natural, adaptando a legislação onde pertinente, em especial em operações de importação, “swap”, transporte de GNL, produção de biometano, entre outras. Independente das soluções propostas, essas devem ser claras e transparentes possibilitando o entendimento completo tanto dos agentes do setor quanto dos clientes consumidores de Gás Natural.

Sem mais para o momento, ficamos à disposição para debates adicionais e complementares desse tema tão relevante para nosso país.

CLAUDEMIR BRAGAGNOLO
Diretor-Presidente

JOÃO LUIZ MALLMANN
Diretor de Administração e Finanças

LUÍS FELIPE ESPÍRITO BASSO POLI
Diretor Técnico e Comercial





Aprimoramento da Indústria do Gás no Brasil

Contribuições
para a iniciativa:

GÁS PARA CRESCER

DIRETRIZES ESTRATÉGICAS

ÍNDICE

I. Introdução	3
II. Frentes de Trabalho	4
(a) Comercialização de Gás Natural	4
(b) Compartilhamento de infraestruturas essenciais.....	5
(c) Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal	7
(d) Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural .	9
(e) Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural	11
III. Considerações Finais	13

I. Introdução

1. Até meados da década de 50, a indústria do gás natural no Brasil era inexistente. Esse cenário mudou com a constituição da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e a implementação de um regime de monopólio estatal de todas as atividades dos setores de petróleo e gás natural no Brasil.
2. Em decorrência de uma nova orientação político-econômica, refletida na Emenda Constitucional nº 9, de 1995, visando a atrair investimentos no país, em 1997, a Lei do Petróleo, Lei nº 9.478, regulamentou a abertura das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural para investidores privados, deixando, assim, a Petrobras de ter a exclusividade no exercício das atividades monopolísticas.
3. Somente em 2009 foi publicada a Lei nº 11.909, conhecida como Lei do Gás, regulamentada em 2010 pelo Decreto nº 7.382, conhecido como Decreto do Gás, na tentativa de introdução de um modelo para o desenvolvimento da indústria do gás natural no país.
4. A Lei do Gás e o Decreto do Gás, no entanto, ainda não são suficientes para propiciar a efetiva abertura do mercado de gás natural, prevalecendo um modelo de “monopólio de fato” da Petrobras sobre todos os segmentos do mercado de gás natural, resultando na inibição da entrada de novos agentes econômicos.
5. Em decorrência dos desafios impostos por uma nova ordem política e econômica, a Petrobras instituiu uma importante estratégia de desinvestimento na sua cadeia de gás natural e energia elétrica, o que pode fazer com que novos investidores sejam atraídos para contribuir com o desenvolvimento de um mercado de gás natural competitivo, em prol de todos os consumidores.
6. Tauil & Chequer Advogados associado a Mayer Brown LLP parabeniza e apoia a iniciativa “Gás para Crescer” do Ministério de Minas e Energia, liderado pelo Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, por acreditar no potencial do mercado de gás natural brasileiro, o qual passa por um importante momento de mudanças estruturais e conjunturais nacionais e globais.
7. Tauil & Chequer Advogados associado a Mayer Brown LLP atuou intensamente no processo de abertura do mercado de petróleo no Brasil e, com base na experiência adquirida no Brasil e no exterior, assessorando os principais agentes do setor de petróleo e gás no mundo, apresenta as suas contribuições para determinadas frentes de trabalho mencionadas nas Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural, publicadas pelo Ministério de Minas e Energia em outubro de 2016.

II. Frentes de Trabalho

(a) Comercialização de Gás Natural

8. Não obstante a abertura do mercado a outros potenciais investidores, a Petrobras, de fato, manteve posição de agente dominante no segmento de comercialização do gás natural no Brasil, onde atua em uma estrutura verticalizada com participações cruzadas, i.e., a Petrobras direta e indiretamente detém o controle de toda a cadeia produtiva do gás natural (importação e produção, processamento, transporte, distribuição e comercialização).
9. A atual estrutura inibe a pretendida livre concorrência, como efeito da manutenção de subsídios cruzados e a autocontratação, conhecida como *self-dealing*, tornando a livre comercialização do gás natural pouco atrativa para outros potenciais investidores.
10. A política de desinvestimento da Petrobras é um primeiro passo para o acesso ao mercado de comercialização de gás natural por outros agentes econômicos, mas são necessárias regras que imponham a efetiva separação das atividades que formam a cadeia da indústria do gás.
11. Esse é um tema complexo, que exige cuidadoso estudo para a definição da adequada modalidade da desverticalização e da extensão das limitações às participações cruzadas no setor de gás natural.¹

12. Importante que essas regras sejam definidas antes da concretização dos desinvestimentos pela Petrobras, de forma que os novos investidores não sejam surpreendidos com novas regras que os obriguem a alienar ativos recém adquiridos ou a passar por custosas reestruturações societárias.
13. A experiência no setor elétrico brasileiro também merece ser estudada. O setor já passou por um processo de privatização, desverticalização e restrição ao *self-dealing* e os erros e acertos desses processos devem ser analisados no contexto do mercado de gás natural.

SUGESTÕES DE MEDIDAS PRÁTICAS

- (i) estudo aprofundado das modalidades de desverticalização e limitações a participações cruzadas, à luz da experiência no mercado de gás internacional e da experiência do setor elétrico brasileiro;
- (ii) definição das regras antes da concretização do processo de desinvestimento pela Petrobras.

¹ Há interessante estudo realizado pela ANP – “Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural” – de fevereiro de 2002, que poderia ser atualizado e aprofundado no âmbito do Gás para Crescer.

(b) Compartilhamento de infraestruturas essenciais

14. A doutrina das infraestruturas essenciais (*essential facilities doctrine*) teve origem nos Estados Unidos, mais especificamente no caso *United States v. Terminal Road Association*, julgado pela Suprema Corte em 1912. Neste caso, a Suprema Corte determinou que a *Terminal Road Association*, uma associação composta por companhias ferroviárias que controlavam determinadas linhas ferroviárias no Estado do Mississippi, deveria conceder livre acesso às suas instalações, especialmente determinadas pontes ferroviárias sobre o Rio Mississippi, a quaisquer outras companhias ferroviárias concorrentes em condições equitativas em relação às companhias associadas.
15. Em linhas gerais, entende-se por “infraestruturas essenciais” aquelas controladas por um agente ou grupo de agentes, cuja duplicação seja fisicamente ou economicamente inviável, e cujo acesso a eventuais capacidades disponíveis seja essencial a outros agentes do mercado que tenham condições jurídicas, operacionais e financeiras para referido acesso. Assim, a lei e a regulação garantem o acesso não discriminatório de terceiros a tais infraestruturas essenciais para a promoção da competição.
16. No contexto do gás natural, a Lei do Petróleo, a Lei do Gás e o Decreto do Gás dispõem sobre o direito de acesso de terceiros a gasodutos de transporte, bem como a instalações de estocagem de gás natural em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos.
17. Por outro lado, o artigo 45 da Lei do Gás, replicado no art. 62 do Decreto do Gás, estabelece expressamente que os gasodutos de escoamento, as instalações de tratamento e processamento, assim como os terminais de liquefação e regaseificação de gás natural não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.
18. De fato, a decisão de imposição de livre acesso às instalações elencadas no art. 45 da Lei do Gás deve ser cuidadosamente analisada, inclusive por comparação com diferentes experiências internacionais em seus respectivos contextos político-econômicos vis-à-vis a realidade brasileira.
19. No Anexo 3 do Relatório Técnico do “Gás para Crescer”, são mencionadas as experiências europeias que, por exemplo, impõem acesso regulado a terminais de GNL, mas não foi relatada a experiência norte-americana, onde o livre acesso a terminais de GNL foi abolido desde 2002 por ter sido considerado uma barreira a investimentos em novos terminais.
20. O pleito de muitos agentes do mercado para o compartilhamento obrigatório de UPGNs, terminais de GNL e dutos de escoamento encontra fundamento na capacidade ociosa de tais instalações, ainda controladas pela Petrobras em sua maioria.
21. Segundo estudo publicado pela Confederação Nacional da Indústria – CNI e Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE em 2016,² há relevante excedente da capacidade de regaseificação no Brasil. Os terminais de regaseificação existentes no país apresentam ociosidade, com capacidade total de 41 MMm³/dia e pico de utilização registrado em 2014 de, aproximadamente, 50% dessa capacidade instalada (média de 19,9 MMm³/dia).

² Disponível em:
http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf

22. De acordo com o mesmo estudo, estão previstos três novos terminais entre 2019 e 2020, cada um com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/dia. Até o momento, os novos terminais (Novo Tempo, Rio Grande e Porto de Sergipe) estão contratados para o suprimento de três empreendimentos termelétricos, cada um com consumo aproximado de 5,5 MMm³/dia, o que resultaria em uma capacidade excedente de aproximadamente 25 MMm³/dia. Somando-se à capacidade ociosa dos terminais existentes controlados pela Petrobras, a capacidade de regaseificação disponível no Brasil poderá atingir aproximadamente 45 MMm³/dia em 2020.
23. Entretanto, a imposição de obrigação de livre acesso a terceiros pode acabar afugentando investimentos em novos terminais se tal imposição não for estabelecida com base em critérios objetivos de preservação dos investimentos realizados pelos empreendedores iniciais. Como exemplo, as condições de acesso podem conter critérios que podem ou não levar a admissão de eventuais novos usuários que não investiram na implantação do projeto e não correram os riscos a ele associados, sem que isso constitua uma prática anticompetitiva.
24. Por isso, é necessária análise mais aprofundada dos prós e contras de regulação de livre acesso aos gasodutos de escoamento, às instalações de tratamento e processamento, assim como aos terminais de liquefação e regaseificação.
25. Nos casos em que a negativa de acesso por parte do proprietário das instalações não seja justificada, técnica ou economicamente, tendo propósito anticompetitivo, o arcabouço legal vigente já oferece alternativa para que os agentes que se sintam prejudicados pela negativa de acesso (ou pelo acesso em condições não favoráveis) possam se manifestar e recorrer aos órgãos de defesa da concorrência, que, em cooperação com

outros reguladores, apresentam-se como alternativa para solução de eventuais controvérsias neste sentido.

26. Por fim, entendemos ser inquestionável a pertinência do direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, conforme já previsto na legislação e regulamentação aplicável, uma vez que tais instalações configuram monopólio natural de rede e são classicamente consideradas infraestruturas essenciais. Nesse sentido, o direito de livre acesso deve se estender aos gasodutos de distribuição, porém, neste caso, a competência é dos Estados, de acordo com a Constituição Federal, o que não impede que a União estabeleça diretrizes para a harmonização das legislações estaduais e federal, assunto este aprofundado no próximo capítulo.

SUGESTÕES DE MEDIDAS PRÁTICAS

- (i) estudo comparado aprofundado das experiências internacionais sobre livre acesso aos gasodutos de escoamento, as instalações de tratamento e processamento, assim como os terminais de liquefação e regaseificação;*
- (ii) identificação e análise de vantagens e desvantagens da regulação de livre acesso a referidas instalações na realidade brasileira;*
- (iii) foco na efetividade prática da já existente legislação e regulamentação acerca do livre acesso aos gasodutos de transporte; e*
- (iv) diretriz federal acerca do livre acesso aos gasodutos de distribuição nos âmbitos estaduais.*

(c) Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal

27. A Constituição Federal de 1988, nos termos do § 2º de seu art. 25, atribuiu aos Estados a competência para exploração, de forma direta ou por meio de concessão, dos serviços locais de gás canalizado, na forma da lei.
28. A Lei do Petróleo, a Lei do Gás e o Decreto do Gás fixaram determinadas diretrizes relacionadas às atividades de distribuição de gás natural. Entretanto, referidas diretrizes foram insuficientes para assegurar o desenvolvimento harmônico das legislações e regulamentações estaduais sobre os serviços de distribuição de gás natural.
29. De fato, as deficiências e inconsistências regulatórias relacionadas às atividades de *downstream* vêm sendo apontadas pelos agentes da indústria como um dos principais gargalos do desenvolvimento do setor de gás no Brasil.
30. Importante ressaltar a dificuldade prática na análise da multiplicidade das leis e dos normativos estaduais, uma vez que muitos deles não estão disponíveis para consulta pela internet, incluindo determinados contratos de concessão e documentação relativa aos respectivos processos licitatórios. Assim, para a harmonização das regulações em âmbito estadual e federal, é necessário, em primeiro lugar, um abrangente mapeamento de todo o arcabouço legal e regulatório, promovendo o amplo acesso à informação a todos os agentes, em observância aos princípios da transparência e publicidade.
31. A legislação federal deve promover a harmonização das regulações estaduais por meio de maior detalhamento das

questões lacunosas ou conflituosas entre as leis e regulamentos estaduais.

32. Falta coerência e uniformização de importantes regras estaduais, o que inibe novos investimentos na distribuição e no consumo de gás. Abaixo listamos questões que podem ser uniformizadas por lei federal, em complementação à Lei do Petróleo, à Lei do Gás e ao Decreto do Gás:

Pontos relevantes para harmonização por lei federal

- Requisitos para classificação como consumidor livre, autoprodutor e autoimportador;
 - Critérios e condições da contratação dos serviços de distribuição ou dos serviços de operação e manutenção por consumidor livre, autoprodutor e autoimportador;
 - Diretrizes para as metodologias tarifárias nos mercados cativo e livre;
 - Termos e condições essenciais dos contratos de concessão e regras de renovação dos referidos contratos;
 - Definição dos conceitos de “city gate” e de gasoduto de distribuição;
 - Direitos e obrigações das concessionárias e dos usuários;
 - Construção de rede de distribuição particular de uso exclusivo.
33. Deve ser aprofundada a discussão sobre o desenvolvimento do mercado livre do gás, o qual será essencial para estimular a demanda e o crescimento do mercado. Uma hipótese a se considerar seria o estabelecimento da margem da distribuidora em função da prestação dos serviços de distribuição, sem margem sobre o custo do gás.

34. Pode-se atribuir à ANP a competência para supervisionar a gradual adequação das regulações estaduais às diretrizes federais, coordenando os trabalhos juntos aos órgãos e agências estaduais competentes.
35. É imprescindível que o Governo Federal e os Estados estejam alinhados quanto à essa iniciativa de harmonização da regulação de distribuição do gás, evitando o surgimento de conflitos de competência, em prol do desenvolvimento do mercado de gás no país.

SUGESTÕES DE MEDIDAS PRÁTICAS

- (i) Mapeamento de todo o arcabouço legal e regulatório estadual, incluindo contratos de concessão, e divulgação desse material aos agentes do mercado e à sociedade;*
- (ii) Estudo comparado entre as legislações e regulações estaduais para definição das diretrizes federais uniformizadoras;*
- (iii) atribuição de competência à ANP para supervisão e coordenação das atividades de harmonização junto aos órgãos e agências estaduais.*

(d) Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural

36. O gás natural é versátil e pode ser utilizado de diversas formas e, assim, beneficiar diferentes setores da economia. Pode ser consumido diretamente como matéria-prima em automóveis, residências, comércios e indústrias e ainda pode ser utilizado como fonte de geração de energia elétrica.
37. Os setores listados abaixo demandam gás natural:
- Termelétrico: nos últimos anos, as termelétricas a gás natural foram intensamente despachadas, demonstrando sua importância na diversificação da matriz energética nacional.
 - Industrial e comercial: o gás natural pode ser utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz. A sua utilização na indústria proporciona benefícios significativos para o meio ambiente, por meio de uma queima limpa, isenta de agentes poluidores e uniforme, além de diminuir o custo operacional com manutenção de máquinas, transporte e armazenamento de combustível.
 - Serviços: o gás natural é utilizado como alternativa competitiva ao óleo diesel nos motogeradores, o que gera uma economia no gasto com combustível e reduz a quantidade de gases emitidos pelos geradores. Dessa forma, os grandes consumidores de energia, como hospitais, universidades, hotéis e supermercados, além de se beneficiarem pela vantagem econômica, têm a garantia de segurança energética confiável, sem interrupções.
- Automobilístico: o Gás Natural Veicular - GNV já é bastante utilizado e conhecido, especialmente nas frotas de táxis de grandes cidades. As principais vantagens desse combustível são o baixo custo, aumento da vida útil do motor e menor poluição dos centros urbanos. Além disso, os carros que utilizam GNV são biocombustíveis, o que permite ao motorista a escolha entre gás natural ou gasolina/diesel/etanol.
 - Marítimo: o gás pode ser utilizado para o abastecimento de navios, o que já vem ocorrendo em países como Estados Unidos e Noruega. Por se tratar de combustível com baixo teor de enxofre, é competitivo e menos poluente. Os Estados Unidos já estão construindo navios com motor *dual fuel* e criaram regiões de armazenamento de GNL para reabastecimento das embarcações, como forma de incentivo.
38. A demanda termelétrica vem sendo a principal propulsora do mercado de gás no Brasil e, com a inserção dessa fonte na base da matriz de geração de energia elétrica, essa tendência deverá se acentuar.
39. Oportuno ressaltar que a solução dos entraves regulatórios e a expansão da malha de transporte e de distribuição são imprescindíveis para o estímulo da demanda.
40. Não obstante, o Governos Federal e Estaduais podem também adotar medidas de incentivo direto ao crescimento da demanda por gás por meio de benefícios fiscais em toda a cadeia setorial, especialmente na ponta da comercialização do gás aos consumidores finais.

41. Além disso, outro mecanismo usual de incentivo à demanda são descontos nas tarifas de transporte e de distribuição de gás para agentes econômicos específicos, geralmente aqueles que possuam relevante consumo de gás.
42. Por fim, bancos públicos e de desenvolvimento também podem oferecer linhas de financiamento especialmente voltadas para projetos de gás.

SUGESTÕES DE MEDIDAS PRÁTICAS

- (i) inserção da geração termelétrica a gás na base da matriz de geração de energia elétrica;
- (ii) benefícios fiscais em toda a cadeia do gás, especialmente na comercialização do gás aos consumidores finais;
- (iii) descontos nas tarifas de transporte e distribuição;
- (iv) linhas de financiamento especiais.

(e) Harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural

43. A geração termelétrica a gás garante estabilidade e segurança no suprimento, uma vez que, ao contrário das fontes renováveis, esta não está condicionada às incontroláveis e imprevisíveis condições climáticas.
44. Desde a crise elétrica em 2001, uma das principais metas da política energética nacional se tornou a diversificação da matriz energética para mitigação da dependência hidrelétrica.
45. Entretanto, ainda não se considera a geração termelétrica como uma fonte de geração de base, sendo tratada como *backup* ou reserva, o que resulta em distorções de preços e instabilidade no retorno de investimentos para geradores e consumidores.
46. As termelétricas a gás apenas operam quando despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. No atual cenário de encolhimento da demanda por energia elétrica em virtude da crise econômica, realmente não se faz necessário o despacho contínuo das termelétricas.
47. Não obstante, o planejamento setorial no médio e longo prazos deverá considerar a implantação de termelétricas a gás para geração contínua, tendo em vista o esgotamento dos grandes potenciais hidrelétricos e a intermitência das fontes renováveis.
48. Para tanto, uma alternativa que se apresenta é contratação de novos empreendimentos termelétricos a gás deverá ser realizada na modalidade quantidade, devendo o gerador termelétrico ser remunerado pela energia efetivamente gerada.
49. Uma outra questão já parcialmente flexibilizada é a exigência de comprovação da disponibilidade do gás natural por longo prazo para fins de cadastramento e habilitação técnica dos projetos termelétricos nos leilões. Nos últimos leilões, referida exigência foi reduzida de 20 para 15 anos. Entretanto, referido prazo ainda é demasiadamente extenso e impõe limitações à negociação com os fornecedores do gás.
50. Tendo em vista a abundante oferta de gás no mercado internacional, deve-se rever a lógica de referida exigência, de modo a não restringir os potenciais fornecedores e encarecer o custo dos projetos.
51. Um outro ponto que merece reavaliação é o requisito da cláusula de penalidade no contrato de suprimento do gás para liberação da operação comercial da usina, previsto na Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013.³ Essa cláusula repassa ao fornecedor do gás a

³ “Art. 5º A liberação para o início da operação comercial deverá ser efetuada após a conclusão da operação em teste, observado o disposto no art. 3º, § 4º, e, conforme a pertinência de cada caso, estará condicionada à consideração ou apresentação dos seguintes documentos:

(...)

VI - comprovação de garantia de suprimento do combustível principal, no caso de usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado, conforme condições estabelecidas no art. 6º.

(...)

Art. 6º A garantia do suprimento do combustível principal será efetivada por meio da inclusão de cláusula de penalidade no contrato de suprimento de combustível.

I – A sanção da cláusula de penalidade referida no caput será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do gerador, caso sua usina não gere energia elétrica em razão de falha no fornecimento do combustível.

52. Essa exigência regulatória interfere indevidamente na alocação de riscos entre os agentes, impactando negativamente o custo do projeto, uma vez que referido risco é precificado pelo fornecedor do gás. Além disso, essa cláusula não é usual no mercado internacional e muitos fornecedores simplesmente não aceitam a assunção do risco da exposição ao preço *spot* da energia elétrica.

SUGESTÕES DE MEDIDAS PRÁTICAS

- (i) contratação das termelétricas a gás natural na modalidade quantidade nos leilões;
- (ii) flexibilização da exigência de comprovação da disponibilidade do gás natural para fins de participação nos leilões;
- (iii) alteração da Resolução Normativa Aneel nº 583/2013 para abolir o repasse da exposição ao PLD ao fornecedor do gás.

$$VSm = [PMEDm + j \times (PLDmax - PMEDm/4)] \times ENPm$$

Onde:

VSm = Valor da Sanção, no mês m , em que tenha ocorrido falta de combustível, expresso em R\$; $PMEDm$ = Preço de Liquidação de Diferenças - PLD médio mensal, no mês m , conforme divulgado pela CCEE, expresso em R\$/MWh;

j = quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4. A cada mês, em que tenha ocorrido falta de combustível, o valor de j será incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de j permanecerá constante. Após 12 (doze) meses sem ocorrências de falta de combustível, o valor de j retornará a 1, no caso de nova ocorrência de falta de combustível;

$PLDmax$ = Máximo valor vigente para o Preço de Liquidação de Diferenças, expresso em R\$/MWh;

$ENPm$ = quantidade de energia que deixar de ser produzida no mês m , decorrente da falta de combustível, expressa em MWh.”

III. Considerações Finais

53. É louvável a iniciativa do Governo Federal em debater com os agentes do mercado sobre as medidas necessárias para a instituição do novo marco para o setor de gás brasileiro.
54. Os temas sob consulta são extremamente complexos e merecem estudos aprofundados sob o ponto de vista técnico, comercial e jurídico.
55. Sob o ponto de vista da segurança jurídica, ressaltamos que qualquer mudança na legislação e regulação setorial deve ser realizada em pleno cumprimento aos princípios constitucionais do direito adquirido e do ato jurídico perfeito.
56. Colocamos-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários. Continuaremos acompanhando e contribuindo com as discussões desse promissor setor da economia brasileira.

* * *



COMENTARIOS AO GAS PARA CRESCER

Rio de Janeiro, 7 de Novembro de 2016

DISCLAIMER AND COPYRIGHT RESERVATION

The TOTAL GROUP is defined as TOTAL S.A. and its affiliates and shall include the party making the presentation.

Disclaimer

This presentation may include forward-looking statements within the meaning of the Private Securities Litigation Reform Act of 1995 with respect to the financial condition, results of operations, business, strategy and plans of Total that are subject to risk factors and uncertainties caused by changes in, without limitation, technological development and innovation, supply sources, legal framework, market conditions, political or economic events.

Total does not assume any obligation to update publicly any forward-looking statement, whether as a result of new information, future events or otherwise. Further information on factors which could affect the company's financial results is provided in documents filed by the Group with the French *Autorité des Marchés Financiers* and the US Securities and Exchange Commission.

Accordingly, no reliance may be placed on the accuracy or correctness of any such statements.

Copyright

All rights are reserved and all material in this presentation may not be reproduced without the express written permission of the Total Group.

COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

- Na Europa, a liberalização do mercado de gás veio progressivamente: primeiro grande consumidor, depois o industrial e comercial de médio porte, depois toda a Indústria e Comércio e atualmente o residencial.
- O Na Europa, a liberalização não implicou necessariamente o fim dos preços regulados, mas a possibilidade de novos operadores concorrerem com os preços regulamentados. Uma vez que um cliente escolhe uma oferta de mercado livre, ele não teve a possibilidade de voltar a um contrato de preço regulamentado. Esta é uma boa maneira de abrir progressivamente o mercado, uma vez que o mercado livre só pode aumentar
- Para permitir uma concorrência leal aos novos operadores, é necessário dispor de capacidades de entrada. Somente se toda a cadeia de valor for liberalizada, os novos concorrentes podem ser competitivos.
- O Gas release foi realizado na Europa. Os volumes de curto / médio prazo foram leiloados para permitir a comercialização downstream. A experiência mostra, porém, que este mecanismo sozinho, não permitiu consolidar as quotas de mercado dos novos operadores.
- No caso do Brasil, a possibilidade de os produtores acessarem o mercado com seu gás a montante e encontrarem uma maneira de comercializar o gás da União de maneira justa, ao mesmo tempo em que asseguram a competitividade do gás natural, já criarão alguma liquidez no mercado

TARIFAS DE ENTRADA E SAÍDA

- Concordamos em geral com todos os pontos
- Sistema de entrada / saída permite o desenvolvimento de centros de negociação e simplifica as regras de acesso para os novos operadores.
- Porém, torna o trabalho do operador do sistema (necessário nesta situação) mais difícil de equilibrar a rede. Geralmente, uma contribuição especial do incumbente é necessária para garantir que o sistema esteja sempre equilibrado. Se a rede é sólida o suficiente, este é um bom sistema.
- Em caso de gargalo na rede, o sistema pode ser dividido em várias zonas de equilíbrio para refletir esse gargalo. Cada zona de equilíbrio tem então uma capacidade de entrada / saída com um preço que pode reflectir o investimento para reforçar a ligação. A capacidade entre as zonas de equilíbrio é comercializada durante a chamada de capacidade, com direitos de prioridade para o fornecimento de compromissos físicos
- Este sistema exige um sistema de supervisão e aprovação de reforço de rede e programas de investimento em desenvolvimento. Geralmente, os investimentos na rede de transporte e distribuição de gás são então regulados para garantir um mínimo de retorno para os investidores e para garantir que o preço global de transporte que será refletido no preço ao consumidor final está sob controle

USO DE COMPARTILHAMENTO / FACILIDADES ESSENCIAIS

- O acesso livre às instalações essenciais (pontos de entrada: terminais de GNL e gasodutos / instalações de processamento) é obrigatório para permitir que os novos operadores enviem seus volumes ao mercado, independentemente do incumbente/ agente histórico
- Na Europa, para terminais de GNL:
 - Terminais existentes, o operador histórico foi forçado a liberar capacidades (negociadas ou chamada de capacidade) a um preço regulado
 - Novos terminais foram concedidos isenções ao acesso de terceiros (mas necessários para cumprir com o mecanismo de *use it or lose it*). Este sistema permite aos novos operadores aceder à infraestrutura histórica do operador monopolista, mas mantém a atratividade para os novos investidores no novo terminal GNL
- As capacidades negociadas entre os operadores históricos e os novos operadores nos terminais GNL existentes devem ser respeitadas
- Para a capacidade de entrada, os operadores históricos foram obrigados a liberar capacidade (comercializados durante open season). Novas capacidades foram leiloadas.
- O Direitos prioritários:
 - Os compromissos de longo prazo foram priorizados (para garantir a segurança do aprovisionamento e permitir o financiamento das instalações).
 - Em particular, os intervenientes a montante devem ter acesso prioritário às capacidades para chegar ao mercado final com a sua parte do gás produzido e justificar os investimentos a montante maximizando o valor
 - A reserva de capacidade a longo prazo existente para os novos operadores tem de ser preservada
 - As capacidades de médio prazo tinham menos prioridade
 - Pequena parte das capacidade dos terminais / ou aquela parcela não vendidas foram reservadas para mercado spot
 - Os mecanismos de uso ou perda (use it or lose it) são essenciais para evitar o bloqueio de capacidade
 - A desverticalização entre o shipper e o operador do terminal é obrigatória (em qualquer das suas formas)

HARMONIZAÇÃO SETORES DE GAS NATURAL E ELÉTRICO

• A fim de fomentar os investimentos nos sectores da energia e assegurar a estabilidade da rede e a segurança do aprovisionamento, é necessário desenvolver um sistema que assegure os investidores:

- Garantia de envio mínimo (ToP no PPA) para permitir mais ofertas de GNL a preços competitivos
- A parcela fixa que remunera os custos fixos deve ser, pelo menos, o índice do dólar para atrair investidores estrangeiros e minimizar a exposição do FSRU TCP
- O sistema precisa limitar a possibilidade de os licitantes transferirem valor da receita fixa para o CVU, a fim de ter ofertas e projetos consistentes que possam ser desenvolvidos
- Aviso de despacho antecipado de 60 dias não deve penalizar a oferta no leilão.
- Aviso de 60 dias deve garantir um tempo mínimo de despacho superior a uma semana para evitar o risco de inventário não utilizado
- CVU sazonal e inflexibilidade faz sentido como mecanismo para negociação e planejamento de GNL.
- Porém, as propostas de eficiência e de compra conjunta de GNL não fazem sentido, uma vez que reduzirão a competitividade das ofertas finais.
- Reconhecendo que as usinas são catalizadores para o desenvolvimento de infra-estrutura básica de gás / GNL e futuros desenvolvimentos no mercado de gás. Portanto, é necessário haver um alinhamento entre os sistemas fiscais locais / regionais que incentivem projetos de energia, as tarifas de transporte de gás e a necessidade de desenvolver infra-estrutura em algumas regiões. O objetivo é ter um sistema que não incentive, por exemplo o desenvolvimento de terminais de GNL em regiões com infra-estrutura já existente a fim de não resultar em infraestrutura sub-utilizada
- A geração de energia precisa incluir um fator de carga de base para permitir a geração de gás de fontes com flexibilidade negativa (gás associado). Uma maneira de introduzir isso, além do elemento de preço, não é penalizar as ofertas não flexíveis nos leilões quando a inflexibilidade é devido ao gás doméstico, considerando que a geração de energia a partir do gás associado é tão inflexível quanto a energia renovável do ponto de vista do despacho, pois isto garante que o gás seja maejado de maneira eficiente e a produção de petróleo maximizada.