

Brasília, DF, 07 de novembro de 2016.

Contribuição da Abraceel à iniciativa Gás para Crescer

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel) apresenta contribuição à Consulta Pública nº 020/2016, que visa obter subsídios sobre as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil (Gás para Crescer).

Introdução

Inicialmente, gostaríamos de parabenizar o Ministério de Minas e Energia pelo lançamento da iniciativa "Gás para Crescer", que traz propostas para o desenho do modelo de mercado para o setor de gás natural com o objetivo de ampliar a concorrência, atrair novos investimentos e diversificar a oferta, proporcionando condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado livre de gás.

As propostas apresentadas pelo MME, EPE e ANP trazem avanços fundamentais para o desenvolvimento do setor de gás natural, que é um importante insumo energético para o crescimento econômico do país e competitividade da economia.

Historicamente, o setor de gás brasileiro é caracterizado por uma forte concentração, tanto na produção e comercialização quanto em relação ao transporte. A expansão do setor de gás, ao longo dos últimos anos, tem sido baseada principalmente na estratégia empresarial da Petrobras, empresa dominante no setor e também responsável pela operação e balanceamento do sistema de transporte.

Ao longo do último ano, a Petrobras vem sinalizando ao mercado sua estratégia de desinvestimento para o setor de gás, com a venda de ativos e redução da participação da empresa em diversos segmentos da cadeia produtiva do gás natural, como gasodutos de transporte, terminais de regaseificação e usinas termelétricas.

Diante desse cenário, e considerando a necessidade de atrair novos investimentos e diversificar a oferta de gás para o desenvolvimento do setor, é fundamental discutir a organização setorial e definir previamente regras de mercado que proporcionem condições favoráveis para seu desenvolvimento e confirmam

segurança para novos investidores, maximizando também o valor dos ativos a serem privatizados.

Além disso, considerando a entrada de novos players nos diversos segmentos do setor, é fundamental definir o modelo de operação do sistema de transporte de gás natural, atividade atualmente exercida pela Petrobras, de modo a promover a eficiência da operação no cenário de múltiplos agentes e evitar possíveis conflitos de interesse em relação aos proprietários dos gasodutos de transporte.

Nesse sentido, apresentamos a seguir as propostas da Abraceel para o desenvolvimento do mercado de gás, com o objetivo de promover a livre negociação e atrair novos players para o setor de gás e diversificar a oferta interna de gás natural, estimulando a concorrência.

No **Anexo I** desta contribuição, apresentamos um quadro-resumo das propostas da Abraceel para o setor de gás natural.

Conteúdo

Introdução	1
1. Comercialização de Gás Natural	4
1.1. O acesso às infraestruturas essenciais	5
1.2. Compra de gás pelas distribuidoras.....	7
1.2.1. Leilões Regulados	8
1.3. Compra e venda de gás natural de curto prazo.....	9
2. Tarifação por entradas e saídas.....	11
2.1. Metodologia para alocação do custo do transporte	11
3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais	12
3.1. Arcabouço legal e regulatório.....	13
4. Estímulo ao desenvolvimento de mercado e harmonização entre as regulações estaduais e federal	15
4.1. Adequação do desenho de marco regulatório no âmbito do segmento de distribuição	17
4.2. Adequação e performance das distribuidoras no novo ambiente de mercado.....	18
4.3. Identificação de barreiras e melhoria dos incentivos econômicos e regulatórios para nichos de mercado.....	19
4.4. Questões a serem consideradas na consulta	19
5. Harmonização gás natural e energia elétrica	22
5.1. Alocação de riscos.....	22
5.2. Aperfeiçoamento do planejamento integrado gás-eletricidade	24
6. Gestão independente integrada do sistema de transporte de gás natural	27
6.1 Modelos de desverticalização da atividade de transporte	28
6.1.1. Gestor independente do sistema	29
7. Política de comercialização do gás da partilha.....	31
7.1 Política de transição	32
8. Desafios tributários	33
8.1. Desvinculação do fluxo físico (obrigações acessórias)	34
Conclusão.....	35

1. Comercialização de Gás Natural

O momento atual de mudanças no setor de gás natural requer a organização do setor e o aprimoramento do modelo. Conforme destaca a consulta pública do MME, é fundamental ampliar e diversificar a oferta de gás natural e atrair investimentos privados para o setor.

O modelo atual de transporte de gás natural, que vincula o mercado contratual ao mundo físico, associado à concentração da oferta e verticalização de atividades, é um dos principais fatores que impede o desenvolvimento do mercado livre (primário e secundário). Embora a Lei do Gás seja de 2009, não há registro de negociações no ambiente livre desde a sua edição.

Nesse sentido, a adoção do modelo de entradas e saídas para o segmento de transporte, conforme proposto pelo MME na consulta pública, é um importante aprimoramento para incentivar as negociações bilaterais e dar liquidez ao mercado, além de incentivar a entrada de novos produtores no mercado.

Independentemente do modelo de transporte adotado, é fundamental definir o modelo de operação do sistema, atividade hoje exercida pela Petrobras, considerando a possível e almejada multiplicidade de agentes na produção e no transporte de gás natural, de modo a promover a eficiência e evitar possíveis conflitos de interesse na operação do sistema.

Além da organização setorial, é importante adequar e harmonizar as regras para o mercado livre nas diversas unidades da federação de modo a permitir as transações interestaduais e com a definição de cronogramas para a abertura do mercado e o estabelecimento do livre acesso para produtores, consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, além da adoção de melhores práticas de regulação.

Nesse sentido, a Abraceel apresenta ao MME, em complemento à presente consulta pública, sua visão jurídica em relação à interpretação do artigo 25 da Constituição Federal que estabelece a competência estadual sobre os "serviços locais de gás canalizado", mas não em relação à atividade de comercialização (compra e venda) do produto gás natural.

Na visão da Abraceel, conforme o **Anexo III** da presente contribuição, compete à União legislar sobre a atividade de comercialização de gás natural, o que possibilita a definição de regras harmônicas para o mercado livre nas unidades da federação e a realização de transações interestaduais.

Por fim, é importante que o modelo a ser definido para o setor de gás construa as bases que o mercado livre se desenvolva de forma eficiente e transparente, sem a criação de subsídios ou reservas de mercado, favorecendo a competição entre os agentes.

1.1. O acesso às infraestruturas essenciais

Atualmente, os proprietários de infraestruturas essenciais para a comercialização do gás, como os gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e terminais de GNL não têm qualquer motivação para compartilhá-las, o que cria barreiras de entrada a novos produtores no mercado e prejudica a diversificação da oferta.

Além de dificultar a entrada de novos produtores, a falta de incentivos ao compartilhamento das infraestruturas essenciais obriga diversos produtores, que não possuem escala para a construção de suas próprias *essential facilities*, a vender o gás antes mesmo de acessar um gasoduto de transporte.

Diante desse cenário e da necessidade de ampliar e diversificar a oferta interna de gás natural, é fundamental aprimorar a legislação sobre os gasodutos de escoamento de modo a incentivar o compartilhamento dos dutos com outros produtores, que muitas vezes não possuem escala de produção suficiente para viabilizar os investimentos necessários. Nesse sentido, também é preciso criar incentivos ao acesso compartilhado a UPGNs e terminais de liquefação e regaseificação/liquefação de GNL, de modo a incentivar novos entrantes (produtores e importadores) e impedir o uso de poder de mercado pelos detentores das infraestruturas essenciais.

Pelo atual marco regulatório do gás natural, o acesso indiscriminado de terceiros é obrigatório somente em relação aos gasodutos de transporte, após o período de exclusividade, portanto não se aplica aos gasodutos de escoamento,

UPGNs e terminais de regaseificação, sendo apenas permitido o seu compartilhamento pela legislação em vigor.

Entretanto, considerando sua natureza de *essential facility* e em muitos casos de monopólio natural, devido à escala do projeto, o uso compartilhado da infraestrutura é aquele que atribui maior eficiência ao mercado e evita a adoção de práticas anticoncorrenciais.

A medida, que passaria por uma alteração na Lei do Gás em relação a novas instalações, deve ser efetiva para viabilizar o compartilhamento dessas infraestruturas e, ao mesmo tempo, ser capaz de atrair novos investimentos e permitir a ampliação da oferta.

Em relação as *essential facilities* existentes, é importante incentivar o acesso de terceiros através da definição de boas práticas de compartilhamento da infraestrutura que preservem o investimento realizado e, ao mesmo tempo, incentivem a maximização da capacidade de tais gasodutos, impedindo o uso do poder de mercado local da empresa dominante e permitindo o acesso de demais produtores, caso exista capacidade disponível.

Nesse sentido, propomos a adoção das melhores práticas internacionais sobre o compartilhamento de UPGNs e de gasodutos de escoamento, bem como o incentivo a acordos operacionais necessários para tal compartilhamento, com diretrizes definidas pelo Poder Concedente, com o livre acesso e a isonomia no tratamento de produtores interessados, e mediação de eventuais conflitos pela ANP.

Em relação aos terminais de liquefação e regaseificação, poderiam ser incluídos na Lei do Gás e outorgados sob os regimes de concessão e/ou autorização, mediante a realização de leilões.

Propostas

- i. **Escoamento e UPGNs:** definição de princípios para incentivar o compartilhamento dos gasodutos de escoamento, UPGNs com o acesso não discriminatório e a isonomia, com a mediação de eventuais conflitos pela ANP.

- ii. Terminais de GNL: Alteração da Lei do Gás para incluir os terminais de liquefação e regaseificação. Outorga mediante concessão e/ou autorização, via leilão, assegurando o livre acesso e a isonomia.

1.2. Compra de gás pelas distribuidoras

O anexo 1 da audiência pública destaca o oligopsônio na compra de gás natural no atacado, com ênfase na possibilidade da prática de *self-dealing* na compra de gás realizada por diversas distribuidoras, que possuem participação de produtores em sua composição acionária.

Atualmente, a compra de gás natural pelas concessionárias de distribuição para atendimento ao mercado regulado é realizada de forma bilateral, diretamente com o fornecedor da molécula. Contudo, as distribuidoras não têm plena liberdade na compra do gás, pois são fiscalizadas nesta atividade e devem buscar adquirir a molécula ao menor custo.

A título de exemplo, de acordo com os contratos de concessão das concessionárias de gás canalizado do estado de São Paulo, por exemplo, a CSPE poderá limitar os repasses dos preços de aquisição do gás e transporte aos usuários finais quando estes se verificarem excessivos, utilizando-se da análise dos elementos abaixo:

- a) Verificação do preço de aquisição do gás realizado pela concessionária;
- b) Custo e condições das alternativas viáveis de suprimento da concessionária;
ou
- c) Preços de aquisição do gás repassados a outros usuários finais por outras concessionárias.

Desta forma, para fazer com que a concessionária realize a compra de forma eficiente, uma vez que seus custos serão apenas repassados aos consumidores cativos, são verificados o preço de aquisição, alternativas viáveis de suprimento da concessionária ou preços de aquisição do gás repassados a usuários de outras concessionárias.

As distribuidoras, entretanto, não possuem qualquer incentivo regulatório para adquirir o gás ao menor preço possível, mas apenas ao preço que não seja excessivo,

de acordo com os critérios de regulação, o que dá espaço para práticas de *self-dealing* e exige um esforço adicional dos reguladores na fiscalização dos processos de contratação.

Além disso, cabe ressaltar que nem todos os estados possuem agências reguladoras estruturadas e, em muitos casos, os governos locais também são sócios das companhias de distribuição de gás, o que caracteriza conflitos de interesses na aquisição da molécula, cujos custos são repassados aos consumidores cativos.

Na visão da Abraceel, para que não ocorram práticas de *self-dealing* e conflito de interesses, é imprescindível que haja a desverticalização integral das atividades exercidas pelas distribuidoras e que seja alterada a forma de contratação de gás natural pelas distribuidoras com a introdução de mecanismo de leilão para a contratação do ambiente regulado, trazendo maior transparência e concorrência ao processo, em benefício dos consumidores.

1.2.1. Leilões Regulados

Uma forma simples de evitar possíveis práticas anticoncorrências de aquisição de gás pelas distribuidoras, tais como a prática de *self-dealing*, é a realização de leilões públicos e regulados para aquisição de gás natural destinado aos consumidores cativos, a exemplo do setor elétrico brasileiro.

Além disso, visando ampliar a competição nos certames, entendemos que seja benéfica a participação dos demais agentes interessados nestes leilões, tanto como vendedores quanto como compradores, inclusive comercializadores e consumidores livres.

Assim como ocorre no setor elétrico, entendemos que a compra de gás natural pelas distribuidoras deve ser realizada via licitações públicas, com a possibilidade de participação de todos os agentes vendedores como, pequenos e médios produtores *on shore e off shore*, importadores de gás natural canalizado (Bolívia e Argentina) e de GNL, e produtores de biometano. A participação desses novos agentes nos leilões de compra das distribuidoras é um incentivo ao investimento, pois minora o risco do fornecedor, promovendo, em consequência, o crescimento da indústria do gás natural no país. Ademais, irá garantir que o consumidor terá o gás com o menor preço possível.

Proposta

- i. Contratação do gás natural pelas distribuidoras via leilões regulados, de modo a promover a concorrência e assegurar a transparência do processo.

1.3. Compra e venda de gás natural de curto prazo

Com a diversificação de agentes na comercialização de gás natural diretamente às distribuidoras e consumidores livres, haverá a necessidade de compra e venda de gás natural de curto prazo para equalização de desequilíbrios nas redes de transporte e para *backup* do fornecimento e acreditamos que seja necessária a criação de um mercado spot, além de um operador independente para exercer as atividades de otimização e de balanceamento da rede, que atualmente são exercidas pela Petrobras, por ser a proprietária dos gasodutos de transporte.

Para o bom funcionamento e eficiência do mercado de gás é essencial que este mercado spot tenha alta liquidez e sinais de preços corretos, induzindo os agentes a um comportamento eficiente e dando segurança aos players de que haverá "gás", caso precise contratá-lo para equilibrar sua posição (compra/venda).

Conforme sugere a Consulta Pública, uma forma de aumentar tal liquidez é a criação de um balcão de negociação online para as negociações do mercado spot, onde os agentes tenham agilidade de realizar a contratação e o cruzamento das curvas de oferta e demanda, e isso resulte no sinal de preço de curto prazo para a operação do sistema em tempo real e a liquidação de diferenças.

Entendemos que os leilões de curto prazo podem ser realizados inicialmente pelo operador/gestor independente, com o objetivo de operar o sistema em tempo real e liquidar as diferenças contratuais com base em um preço spot formado pelo mercado e aderente às expectativas dos agentes.

A Abraceel é totalmente favorável ao desenvolvimento do mercado de gás e ao advento de importantes instituições como uma bolsa de energia e uma *clearing house*. Em nosso entendimento, a coexistência de um mercado organizado com as negociações de balcão é benéfica para os consumidores e agentes, permitindo a

diversificação de riscos e proporcionando maior segurança para as negociações, ampliando a liquidez do mercado.

Entretanto, acreditamos que tais aprimoramentos devam ser incorporados ao mercado de energia exclusivamente pela iniciativa privada, uma vez que as atividades de bolsa e *clearing house* envolvem riscos financeiros e, portanto, não devem ter órgãos públicos em sua composição societária.

Além disso, uma eventual participação do poder público em sociedades de bolsa tende a inibir o desenvolvimento de estruturas alternativas, com o indesejável comprometimento da flexibilidade, heterogeneidade e multiplicidade concorrencial. Esses deveriam ser os instrumentos fundamentais para a realização dos objetivos de inovação institucional, eficiência, ganhos de produtividade, desenvolvimento de produtos e pulverização de riscos associados ao mercado livre.

Propostas

- i. Apoiamos a realização de leilões de curto prazo, podem ser realizados inicialmente pelo operador/gestor independente, com o objetivo de operar o sistema em tempo real e liquidar as diferenças contratuais com base em um preço spot formado pelo mercado e aderente às expectativas dos agentes.
- ii. Bolsas de energia e *clearing house* são importantes aprimoramentos, que devem vir com o amadurecimento do mercado e através da iniciativa privada, devendo ser regulados pela ANP e CVM.

1.4. Gas Release

O *Gas Release* indicado pelo MME pode ser um importante mecanismo para diversificar a oferta para o mercado, contudo, em respeito aos contratos em vigor e à estabilidade regulatória, deve ser executado de forma negociada com a empresa dominante.

É importante que o acesso a este gás descontratado seja realizado de forma isonômica aos agentes do mercado. Desta forma, entendemos que o gás deve ser fornecido via leilões regulados, com participação de todos os agentes interessados em adquirir o gás proveniente da venda obrigatória.

2. Tarifação por entradas e saídas

O modelo de tarifação por entradas e saídas deve trazer uma série de aprimoramentos necessários para o desenvolvimento do mercado, sendo um modelo já aplicado em diversos países.

Para intensificar a concorrência em mercados atacadistas, afirma o Regulamento (CE) Nº 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, é imprescindível que haja flexibilidade para que o gás seja comercializado independentemente de sua localização na rede.

A única forma para que se alcance este objetivo, ainda de acordo com o Regulamento, é conceder a liberdade de reserva de capacidades de entrada e saída independentemente. Deste modo, o transporte de gás será realizado por zonas e não por vias contratuais.

Diante o exposto, concordamos no entendimento de que o método de tarifação por entradas e saídas aparenta ser o mais apropriado para o mercado brasileiro, uma vez que tal método possibilita a comercialização da molécula independentemente de sua localização.

Com essa separação, o gás natural torna-se um produto fungível dentro de cada zona, que inclui em seus custos a tarifa de entrada paga pelo produtor, podendo ser livremente negociado, permitindo o desenvolvimento do mercado secundário e a liquidez das transações.

2.1. Metodologia para alocação do custo do transporte

Após definido o modelo de tarifação como o de entradas e saídas, é importante que se defina a metodologia para alocação do custo do transporte neste modelo de tarifação.

Entendemos que o cálculo tarifário por entradas e saídas pela abordagem matricial, como propõe a ANP, por meio da Audiência Pública 14/2016, deve trazer sinais locais adequados, estimulando maior eficiência da utilização da rede de transporte.

A adoção do sinal locacional será um aprimoramento positivo para o setor, porém, buscando boas práticas e previsibilidade aos agentes, é importante que seja definido um cronograma de transição e conferida antecedência na aplicação das alterações.

Uma alteração abrupta dos valores atuais pode trazer percepção de fragilidade do marco regulatório e insegurança ao mercado, não pela oposição ao modelo de entradas e saídas, mas pelo impacto tarifário do sinal locacional.

Propostas

Para trazer maiores benefícios ao mercado, assegurando a previsibilidade e segurança regulatória aos agentes, a Abraceel propõe a alteração imediata do modelo de tarifação do transporte para entradas e saídas, porém com o seguinte cronograma de implementação do sinal locacional:

- Para os três primeiros anos (2017, 2018, 2019): Metodologia de alocação dos custos de transporte: cálculo tarifário por Entrada/Saída pela abordagem Postal;
- A partir do quarto ano (2020): Implementação gradual do sinal locacional: cálculo tarifário por Entrada/Saída pela abordagem Matricial elaborado pela ANP, considerando o fluxo predominante (cenário de máxima utilização da rede de transporte) e a capacidade reservada de transporte nos pontos (zonas) de recebimento e de entrega.

A Abraceel entende que o sinal locacional das tarifas de transporte de gás natural deve trazer diversos benefícios ao mercado, se implementado de forma que garanta previsibilidade e segurança regulatória. Além disso, é necessária a clara separação entre os custos de transporte e os custos da molécula de gás natural e possibilidade de se comercializar o gás natural de forma independente de sua origem.

3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais

Os gasodutos de escoamento, as unidades de tratamento/processamento e os terminais de GNL, de acordo com o anexo 3 desta consulta pública, são ativos os quais

se devem aplicar a *essential facilities doctrine*, caso a negativa de acesso a elas inviabilize o processo concorrencial a montante ou a jusante.

Entre o estabelecimento de acesso regulado (*Third Party Access* – TPA) ou acesso negociado com possibilidade de aplicação da *essential facilities doctrine* em caso de negativa de acesso em função de abuso de poder dominante do detentor de instalação, a Nota Técnica da Consulta Pública cita que o estabelecimento de acesso regulado pode enfrentar diversas dificuldades técnicas, devido a singularidade dos projetos e do gás que será movimentando neles.

Nesses casos, o arcabouço a ser proposto, baseado na doutrina de infraestruturas essenciais, deve incentivar o compartilhamento e trazer segurança aos investidores, proporcionando maior eficiência e competitividade da indústria de gás natural.

3.1. Arcabouço legal e regulatório

Nesta seção, serão respondidas as questões colocadas pelo MME a respeito da discussão para elaboração do novo arcabouço legal e regulatório.

- *Quais as condições legais e infralegais mínimas de compartilhamento para garantir o acesso a terceiros (elegíveis) negociado e não discriminatório?*

Para os **gasodutos de escoamento e UPGNs**, é importante que as condições legais e infralegais prevejam, minimamente, os seguintes aspectos:

- Obrigação no compartilhamento em caso de ociosidade da infraestrutura;
- Isonomia nos custos de acesso; e
- Mediação de conflitos pela ANP.

Para os **terminais de GNL**, as condições legais e infralegais devem prever, minimamente:

- Alteração na Lei do Gás para incluir os terminais de liquefação e regaseificação com livre acesso regulamentado;

- Tarifas de uso calculadas e homologadas pela ANP, com base em metodologia preestabelecida.
- *Transparência e publicidade de informações (inclusive sistema eletrônico de oferta e alocação de capacidade), padronização de contratos, negativa justa e motivada, arbitragem (ANP e/ou independente)?*

Um mercado transparente com vasta publicidade de informações deve facilitar a aplicação isonômica nos custos de acesso e a mediação de conflitos pela ANP em caso de negativa, uma vez que cabe à ANP regular e fiscalizar o setor de gás natural.

Um sistema eletrônico de oferta e alocação pode simplificar a contratação de capacidade e proporcionar maior transparência de informações. Contudo, em alguns casos pode ser necessária a negociação bilateral entre os agentes, devido às especificidades técnicas do compartilhamento.

Da mesma forma, a padronização de contratos de compartilhamento também pode facilitar a contratação, trazendo benefícios ao setor. Os contratos padronizados devem ser elaborados pela ANP com participação dos agentes envolvidos, de modo a serem de fato utilizados e assim, trazer os benefícios almejados ao mercado.

- *Definição de princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes?*

Sempre que aplicável, a ANP deve calcular e homologar a tarifa máxima de acesso (ou sua metodologia de cálculo) e esta seria paga pelo acessante, garantindo a remuneração pelo investimento da infraestrutura a ser compartilhada:

Escoamento e UPGNs: definição de princípios para incentivar o compartilhamento dos gasodutos de escoamento, UPGNs como o acesso não discriminatório e a isonomia, com a mediação de eventuais conflitos pela ANP.

Terminais de GNL: Alteração da Lei do Gás para incluir os terminais de liquefação e regaseificação. Outorga mediante concessão e/ou autorização, via leilão, assegurando o livre acesso e a isonomia.

- *Contratos de E&P e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em gasoduto de escoamento da produção? Precisa de regra de transição?*

O Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, em seu Art. 62º, estabelece que os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Entendemos que este artigo deve ser modificado, obrigando que novas infraestruturas permitam acesso de terceiros. Não há necessidade, neste caso, de transição.

Para os gasodutos existentes, entendemos que o dispositivo não impede o compartilhamento, embora a legislação vigente não o incentive. Nesse sentido, como a proposta prevê o acesso de terceiros mediante uma negociação entre as partes, não há restrição legal.

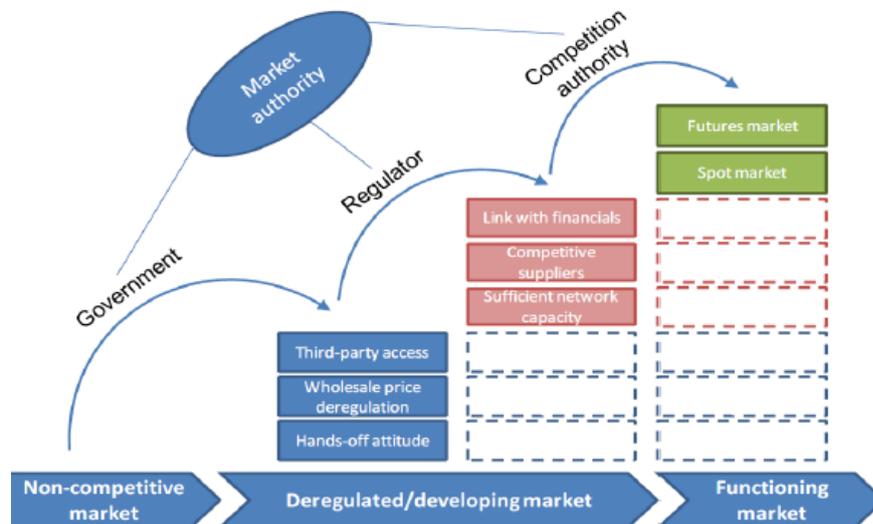
Contudo, visando o respeito aos contratos vigentes e a estabilidade regulatória, é importante que a legislação crie incentivos ao compartilhamento das *essential facilities* existentes, preservando os investimentos realizados.

Cabe ressaltar que a criação de incentivos ao compartilhamento das infraestruturas existentes é fundamental para ampliar e diversificar a oferta e atrair novos investidores para o setor.

4. Estímulo ao desenvolvimento de mercado e harmonização entre as regulações estaduais e federal

O anexo 4 da consulta pública traz uma figura que ilustra as principais etapas de desenvolvimento da indústria de gás, passos que podem ser seguidos no Brasil.

Figura 1 – Etapas de desenvolvimento



A Abraceel entende que esses passos devem ser seguidos pelo Brasil, e caberá ao Estado e reguladores a função de coibir práticas anticompetitivas e criar as bases para o desenvolvimento do mercado.

Mercados de gás já desenvolvidos, como os países da União Europeia, já realizaram mudanças estruturais para seguir tal caminho, obtendo benefícios aos consumidores finais, como a pluralidade na escolha de fornecedores.

Nesse sentido, alguns princípios devem ser observados para o desenvolvimento sadio do mercado, dentre os quais destacamos:

- Livre acesso
- Estímulo à competição
- Sinais de preços corretos e aderentes às expectativas dos agentes
- Transparência
- Isonomia
- Estabilidade regulatória

4.1. Adequação do desenho de marco regulatório no âmbito do segmento de distribuição

Como aborda o anexo 4 da consulta, os estados apresentam diferentes estruturas e normas para regular o setor de distribuição de gás natural. A falta de maior uniformidade gera controvérsias e indefinições para os próprios agentes do setor, o que eleva a percepção de risco, reduz a atratividade e a competitividade da cadeia como um todo. Ademais, entende a Abraceel, que a falta de uniformidade também pode ser um impeditivo para a comercialização de gás entre os estados, diminuindo a eficiência do setor.

Uma clara falta de isonomia na regulação estadual é percebida na regulamentação das figuras de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

Alguns importantes estados ainda não regulamentaram o mercado livre de gás, como o 4º estado em consumo industrial, a Bahia, e todos os estados da região Sul, segunda maior região em número de consumidores industriais e terceira em volume de consumo industrial.

Nos estados onde a figura do consumidor livre já foi regulamentada, como, por exemplo, o estado do Rio de Janeiro, que possui o segundo maior consumo industrial de gás e também o segundo maior número de unidades consumidoras da molécula, é exigido um limite mínimo três vezes superior à média do consumo por indústria.

As agências reguladoras precisam estar presentes em todos os estados e ter força e independência, conferindo princípios básicos como legitimidade, transparência, autonomia, previsibilidade, segurança, confiabilidade, eficiência, transparência e acesso não discriminatório.

Com agências independentes e fortes, serão ajustadas as distorções como a falta de transparência em alguns estados nos processos tarifários e a inexistência de audiência pública para realização das revisões tarifárias das distribuidoras, com garantia de participação dos agentes e transparência das decisões tomadas.

Propostas

- i. Separação das competências de âmbito: (i) Federal, em relação à comercialização de gás natural; e (ii) Estadual, em relação ao serviço local de distribuição de gás natural.
- ii. Presença de agências reguladoras fortes e independentes em todos os estados, ou convênios federal/estados que outorguem a competência da regulação estadual à ANP;
- iii. Regulação de consumidores livres, autoimportadores e autoprodutores em todos os estados.
- iv. Volume mínimo inicial para migração de consumidores para o mercado livre seja coerente com o consumo médio das indústrias do estado, sem restrição de volume para o segmento termelétrico.
- v. Definição de um cronograma de abertura gradual do mercado livre para todo o segmento industrial, de modo a estimular o desenvolvimento do mercado e permitir maior competitividade à indústria nacional.

4.2. Adequação e performance das distribuidoras no novo ambiente de mercado

Em um novo ambiente de mercado, na visão da Abraceel, ao contrário do que aborda o anexo 4, acreditamos que não devem ser necessárias as atividades de negociação e gerenciamento de riscos na compra de gás pelas distribuidoras.

As distribuidoras não são remuneradas pela comercialização da molécula, sendo parte interessada a elas apenas o serviço de distribuição. Não sendo remuneradas pela comercialização, não faz sentido que as distribuidoras corram altos riscos nesta atividade.

Neste sentido, além de buscar maior transparência e garantia pela busca ao menor preço de mercado, entendemos que a compra da molécula de gás natural pelas distribuidoras, para atendimento de seu mercado cativo, deve ser realizada por meio de leilões regulados, limitando o risco de comercialização.

As distribuidoras, deste modo, repassariam os valores contratados nos leilões via tarifa aos consumidores cativos.

Propostas

- i. Que as distribuidoras de gás natural, adquiram gás natural via leilões regulados.

4.3. Identificação de barreiras e melhoria dos incentivos econômicos e regulatórios para nichos de mercado

Os segmentos apontados pelo MME são importantes para a economia do país. Contudo, entendemos que o gás natural deve sempre ser ofertado ao mercado de forma competitiva, sem a criação de subsídios ou de resevas de mercado, de modo que a competição se dê com base no preço, o que naturalmente destinará o gás para o uso de maior valor agregado.

O incentivo ao consumo de gás natural pela indústria e demais segmentos deve se dar pelo desenvolvimento do setor de gás de forma eficiente e competitiva, resultando na competitividade do energético para a indústria nacional.

4.4. Questões a serem consideradas na consulta

Esta seção trará o posicionamento da Abraceel em relação às questões levantadas pela EPE.

- *No sentido da harmonização das regulações estaduais e federal, quais os mecanismos que poderiam ser implementados? Quais os incentivos ou condicionantes que poderiam ser propostos aos Estados para que façam os devidos aperfeiçoamentos no marco regulatório? Qual(is) seria(m) o(s) caminho(s) possível(is) para uma uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e Consumidores Livres entre estados?*

Conforme a manifestação jurídica apresentada pela Abraceel no **Anexo III**, entendemos que a Constituição Federal já estabelece a separação das competências de âmbito: (i) Federal, em relação à política energética para a comercialização de gás natural; e (ii) Estadual, em relação aos serviços locais de gás canalizado.

Nesse sentido, entendemos que compete ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a elaboração de uma resolução com diretrizes para política de comercialização de gás natural nos estados e as diretrizes para o mercado livre de gás.

Alternativamente, a harmonização pode ser realizada por incentivo, através de negociação com os estados, condicionada a uma regulação estadual eficiente. Adicionalmente, o MME, em parceria com a ANP, EPE e associações setoriais, poderia realizar “roadshows”, mostrando aos estados os benefícios de uma regulação que leve em consideração as boas práticas regulatórias para a abertura de mercado.

Um caminho para uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres entre estados deve ser trilhado por meio das alternativas acima. Um ponto importante é que exista um critério harmônico para o consumo mínimo de consumidores livres em todos os estados com a definição de um cronograma de abertura do mercado, além da adoção de boas práticas de regulação.

Apresentamos no **Anexo I** um conjunto de boas práticas regulatórias para a regulamentação do mercado livre de gás nos estados, além de uma proposta para a definição dos volumes mínimos de migração.

- *Diante dos desinvestimentos e do reposicionamento da Petrobras no mercado de gás natural, e da urgência de adequação, quais os ajustes de gestão e as novas competências a serem desempenhadas pelas distribuidoras? Quais serão os novos desafios para as distribuidoras na interação com uma eventual multiplicidade de agentes? Potenciais e pontos de atenção?*

Assim como no setor elétrico, no setor de gás natural é necessário separar integralmente as atividades de distribuição de gás natural e de comercialização da molécula, com tarifas segregadas para uso dos gasodutos e consumo de gás, devendo o segmento de distribuição obter integralmente sua remuneração nas tarifas de uso dos gasodutos, que devem ser idênticas entre consumidores cativos e livres.

Além disso, com a ampliação e diversificação da oferta de gás natural, que se almeja com o desenvolvimento do mercado, é fundamental a introdução de mecanismos de leilões de compra de gás pelas distribuidoras para o atendimento ao mercado regulado, inclusive com a participação dos comercializadores como vendedores nos certames, de modo a ampliar a oferta e promover a concorrência.

A aquisição por meio de leilões para atendimento do mercado regulado é fundamental para estimular a concorrência e proporcionar transparência ao processo de contratação, reduzindo o custo final do gás para os consumidores regulados.

Nesse sentido, respeitados os atuais contratos de compra de gás celebrados pelas distribuidoras, entendemos que as novas contratações do mercado regulado devam ser obrigatoriamente realizadas por meio de leilões.

Além disso, com a separação das atividades de rede e comercialização da molécula, é importante criar mecanismos que permitam a neutralidade da aquisição de gás para as distribuidoras, cuja atividade fim é a operação e expansão da malha de gasodutos de distribuição.

Propostas:

- i. Tarifas segregadas para uso dos gasodutos e consumo de gás;
 - ii. Remuneração das distribuidoras incluída integralmente nas tarifas de uso dos gasodutos, exceto a margem de comercialização, a exemplo da regulamentação do estado de SP; e
 - iii. Mecanismos de leilões de compra de gás pelas distribuidoras para o atendimento ao mercado regulado, com neutralidade para a distribuidora no repasse tarifário.
- *Quais medidas práticas de curto, médio e longo prazo poderiam ser implementadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural?*

Medidas de curto prazo (2016-2017):

- Determinação de realização de leilões para aquisição de gás pelas distribuidoras
- Harmonização das regras do mercado livre nos estados, através de diretrizes estabelecidas pelo CNPE
- Regulamentação do compartilhamento das *essential facilities*
- Apoio à negociação de importação de gás junto à Bolívia
- Fortalecimento das agências reguladoras estaduais com atuação da ANP

Medidas de médio prazo (2017-2018):

- Adoção do modelo de entradas e saídas para o transporte
- Criação do Operador/Gestor Independente
- Acordo tributário Confaz

Medidas de longo prazo:

- Adoção do sinal locacional para o transporte

5. Harmonização gás natural e energia elétrica

5.1. Alocação de riscos

Nesta seção será apresentado o posicionamento da Abraceel quanto aos questionamentos da EPE sobre alocação de riscos na harmonização de gás natural e energia elétrica.

- *Em relação a esse aspecto, é recomendável flexibilizar a exigência de longos prazos para comprovação de gás para as usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás?*

Sim. Entendemos que é recomendável a flexibilização da exigência de longos prazos para comprovação de gás para usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás. Esta iniciativa deve trazer diversos benefícios ao mercado, como diminuição de percepção de risco pelos investidores em termelétricas, maior competição no fornecimento de gás natural às termelétricas e também maior liquidez ao mercado de gás, uma vez que os contratos não estariam comprometidos por um longuíssimo período de tempo.

- *Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a supridores alternativos de gás natural?*

Não. A flexibilização deveria ser aplicada à todas as termelétricas e não só as que tenham acesso a supridores alternativos de gás natural, uma vez que os

problemas advindos da exigência de contratos de suprimento de longo prazo afeta a todas as termelétricas a gás.

- *E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte “rolante” de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas?*

Considerando que o sistema de transporte de gás será operado de forma interligada e com desvinculação entre físico e contratual, não haverá falta de gás, uma vez que a usina será um consumidor (livre) sob a ótica do setor de gás. Exceto se houver um problema sistêmico no atendimento ao mercado de gás, o que foge à responsabilidade da usina. Nesse sentido, deve haver coordenação entre os operadores do sistema elétrico e do sistema de gás, de modo a assegurar a continuidade do fornecimento de gás para geração termelétrica. Caso haja falha no fornecimento gás por motivo imputável à usina (por exemplo, falha de conexão à rede de gás ou inadimplência/corte do setor de gás), esta deve ser penalizada, com base em regras previamente definidas.

- *Como conciliar GSAs de curto ou médio prazo com PPAs de longo prazo?*

Inicialmente, cabe destacar que os PPAs de longo prazo são prejudiciais aos consumidores por indexar a compra de energia por longos períodos, criando realimentação inflacionária. Um vez que o setor de gás caminha para a operação independente e a desvinculação entre o físico e o contratual, os GSAs passam a ter uma característica de proteção do gerador termelétrico a variações no preço do mercado de gás, e não de garantia física de disponibilidade de gás. Nesse sentido, entendemos que um mecanismo de GSAs rolantes pode conciliar esta questão, dando segurança de preços ao gerador nos GSAs, dentro de um esquema de horizontes rolantes.

- *A redução dos prazos dos PPAs poderia atenuar os riscos descritos, sem a necessidade de elevado esforço regulatório?*

Sim, os PPAs do setor elétrico devem ser suficientes para cobrir o pagamento da dívida (ICSD) durante o período de financiamento, sendo desnecessária a indexação de contratos por todo o período de concessão da usina ou em prazo superior ao financiamento, o que ajudaria a reduzir a pressão inflacionária sobre as tarifas reguladas.

- *De que forma é possível compatibilizar o financiamento de longo prazo com prazos mais curtos de PPA e GSA?*

Além da adoção de mecanismos de garantias (PPAs) rolantes, o fundamental para a expansão da oferta via mercado é a existência de sinas críveis de preços de curto prazo, aderentes às expectativas do mercado e formados de modo transparente, além de estabilidade regulatória que proporcione segurança ao investidor. A partir dessa base, é possível adotar premissas realistas para a energia descontratada, como ocorre com os demais produtos na economia e no setor energético em diversos países.

A Abraceel já vem desenvolvendo em conjunto com o BNDES, ao longo dos últimos dois anos, um esquema de garantias rolantes para o financiamento de projetos para o mercado livre. Tal modelo pode ser apresentado ao MME e servir como base para o desenvolvimento de um modelo de financiamento baseado em contratos de menor duração.

- *Que arranjo de prazos e modalidades contratuais do setor elétrico com o setor de gás promoveriam a diversificação de agentes, o aumento da competitividade e o desenvolvimento dos mercados?*

Acreditamos que a diminuição dos prazos de GSAs pode aumentar a liquidez do mercado de gás e a concorrência nos leilões de usinas termelétricas, inclusive incentivando um mercado secundário de gás natural. Isto deverá atrair novos entrantes e aumentar a competitividade do setor.

5.2. Aperfeiçoamento do planejamento integrado gás-eletricidade

- *Uma das alternativas para promover a expansão integrada de gasodutos e termelétricas a gás seria por meio de leilões coordenados, com formato ainda em aberto. O conceito fundamental passa por identificar regiões não supridas ou deficitárias de gás natural por restrição de transporte e fomentar a contratação coordenada de gasodutos e termelétricas. Essa alternativa é compatível com a busca por fornecer os sinais econômicos corretos?*

Sim, desde que o planejamento seja integrado, considerando os custos/benefícios para o setor elétrico e de gás, e sem a criação de subsídios cruzados entre os dois setores.

- *Quais fatores seriam determinantes para que esses leilões de fato contribuíssem para o desenvolvimento da indústria do gás, mantendo a competitividade da geração termelétrica?*

A necessidade de expansão deve avaliar fatores como o potencial de consumo nas regiões e benefícios para aumento da capilaridade da rede de transporte de gás como um todo. Contudo, devem ser evitados subsídios cruzados entre os setores de gás e energia elétrica, de modo a não distorcer o custo efetivo do gás natural como fonte de geração de energia elétrica na competição com as demais fontes.

- *Ainda nesse sentido, a formulação e incorporação de sinais locais que melhor reflitam a otimização dos investimentos em transmissão de energia é necessária. Na busca por maior transparência e efetividade desses sinais, quais as vantagens e desvantagens de se promover uma mudança na forma de cálculo da TUST?*

O principal benefício da implementação de tarifas com sinais locais é o aumento da eficiência no uso das redes e, nesse sentido, deve ser adotada. Um ponto de atenção para este tema é sobre a transição entre o modelo atual (postal, sem sinal local) para um modelo com sinal local. A alteração entre os modelos pode alterar significativamente as tarifas dos agentes, mesmo que seja para um aprimoramento, é importante que os agentes tenham previsibilidade sob tais alterações. Nesse sentido, apesar da sua importância, é proposta uma transição para a adoção do sinal local no modelo de entradas e saídas, conforme proposto na seção 2.1 desta contribuição.

- *E quanto à iniciativa de promover leilões regionais?*

Como regra geral, deve ser evitada, de modo a favorecer a competição nos leilões. Pode ser aplicada em casos específicos, onde a expansão da oferta em determinada região possa evitar investimentos em ampliação do sistema de transmissão, considerando o planejamento integrado do setor energético nacional.

- *Qual o ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica, para uma matriz elétrica que necessita, e continuará necessitando, de despacho? E nesse sentido, como revelar a justa precificação da flexibilidade do suprimento de gás natural?*

As usinas termelétricas, em geral aquelas em ciclo aberto, possuem grande vantagem na previsibilidade de suprimento e na flexibilidade de geração. Estas usinas podem ser acionadas rapidamente, corrigindo distorções de suprimento ocasionadas, por exemplo, pela intermitência de outras fontes. O deplecionamento de reservatórios pode ter papel semelhante, entretanto, a capacidade de regularização do país vem diminuindo cada vez mais, dificultando tal papel. Uma solução para isso seria a utilização de térmicas com CVU mais baixo gerando a plena carga (base), possibilitando maior tempo de regularização dos reservatórios, sendo eles utilizados para ajustes de variação de suprimento. Entendemos que o ponto de equilíbrio está entre a utilização de térmicas com CVU baixo na base (energia) e a utilização dos reservatórios hidrelétricos e de usinas termelétricas de ciclo aberto para distorções elétricas (potência), sendo remuneradas por serviços ancilares.

- *Em que dimensão a estocagem de gás natural será necessária? Quais sinais econômicos e regulatórios seriam fundamentais para viabilizar esses investimentos no médio e longo prazo?*

Entendemos que a estocagem de gás natural é essencial para garantir o suprimento de gás para os agentes. Ademais, é uma forma de dar flexibilidade e liquidez ao mercado. A estocagem deve diminuir possíveis flutuações de preço devido à disponibilidade de gás, tornando o mercado mais estável. Nesse sentido, é importante incentivar o desenvolvimento da estocagem de gás pela iniciativa privada, através de sinais de preços eficientes e remuneração adequada pelos serviços de balanceamento prestados.

Até que o segmento de estocagem se desenvolva, é importante definir o supridor de última instância, que poderá ser acionado para fazer o balanceamento em tempo real do sistema, devendo a atividade ser remunerada como serviços ancilares.

Outro aspecto a ser considerado, é a competitividade do gás natural para a geração termelétrica. Nesse sentido, o governo federal deverá evitar que as usinas termelétricas localizadas próximas ao ponto de produção e/ou suprimento de gás natural (terminais de regaseificação e extremos de gasodutos de transporte autorizado para importação), onde o investimento total seja do gerador da energia elétrica, tenham sua operação onerada pelo custo da margem de distribuição estadual. O elo físico exclusivo entre os pontos de fornecimento e consumo, que não envolvem

investimento das distribuidoras, não devem ser considerados como pertencentes à rede de distribuição e de competência estadual. A geração termelétrica englobará não apenas a usina e suas máquinas, mas também a conexão entre o ponto de entrega do gás termelétrico para a usina, sem qualquer interferência com a rede de distribuição de gás natural. Portanto ao não se caracterizar um serviço local de gás canalizado, a exemplo dos gases como oxigênio e GLP, em alguns casos também canalizados, esse fornecimento não se caracterizará de competência estadual.

6. Gestão independente integrada do sistema de transporte de gás natural

Tomando como base o cenário almejado de pluralidade de agentes na produção e transporte de gás, fica evidente a necessidade de coordenação do transporte de gás natural e otimização da malha.

A desvinculação dos contratos de compra e venda de gás natural e o fluxo físico que este irá realizar nos dutos de transporte, propiciada pela adoção de um sistema de entrada e saída, irá exigir uma coordenação centralizada da malha e uma contabilização e liquidação entre o “mundo físico” e o “mundo contratual”.

Dessa forma, considerando a entrada de novos players nos diversos segmentos do setor, é fundamental definir o modelo de operação do sistema de transporte de gás natural, atividade atualmente exercida pela Petrobras, de modo a promover a eficiência da operação no cenário de múltiplos agentes e evitar possíveis conflitos de interesse em relação aos proprietários dos gasodutos de transporte.

É importante ressaltar que a criação de um operador/independente não significa a criação de um custo adicional ao setor de gás, uma vez que as atividades de operação da malha e balanceamento da rede já são exercidos pela Petrobras, porém não há clareza em relação aos custos envolvidos e a forma de remuneração.

Nesse sentido, não se trata da criação de um custo adicional ao sistema, mas sim de uma gestão independente do sistema, de forma transparente e evitando eventuais conflitos de interesse e uso de poder de mercado.

Além disso, o operador independente trará ganhos de eficiência para o setor, o que significa a redução do custo total setorial e, conseqüentemente, do preço final ao consumidor.

A criação de um operador independente é um pleito antigo do setor de gás, e vem sendo discutida em diversos projetos de lei que tramitam há anos no congresso nacional. Naturalmente, o operador/gestor deve ser dimensionado de forma adequada ao tamanho e necessidades do mercado.

6.1 Modelos de desverticalização da atividade de transporte

A **separação completa de propriedade**, que consiste na limitação à participação cruzada entre as empresas responsáveis pelas atividades de produção/comercialização e de transporte, foi apontada pelo MME como a mais eficaz para a separação de interesses e garantia de independência da operação, mas pode trazer complicações pelo nível de intervenção necessário para sua aplicação.

Como aponta a nota técnica, a exceção da GasOcidente do Mato Grosso Ltda, a Petrobras tem participação igual ou maior que 25% do capital social em todas as transportadoras do Brasil. Obrigar que estes ativos sejam vendidos, por meio de uma intervenção do estado, deve trazer um grande esforço regulatório e um desgaste entre as partes envolvidas. Deste modo, entendemos que este não seja um modelo adequado para desverticalização de transporte no Brasil.

Sobre a possibilidade de implementação de um **operador de transporte independente**, a Abraceel entende, pelos mesmos motivos apontados pelo MME, que não seria adequado ao mercado brasileiro. A aplicação deste modelo deve acarretar em um grande esforço regulatório para inibir atuações indevidas dos agentes envolvidos, onerando todo o sistema.

O **operador do sistema independente** (Independent System Operator – ISO), na visão da Abraceel, é o modelo mais adequado para a desverticalização da atividade de transporte no Brasil.

Com a permanência dos proprietários dos ativos e a independência da operação do sistema, haverá uma transição mais suave entre os modelos e o

impedimento de possíveis ações anticoncorrenciais pelos proprietários dos ativos, que também poderão praticar atividades de comercialização e produção.

6.1.1. Gestor independente do sistema

Entendemos que o gestor, à semelhança do setor elétrico, deva ser uma entidade civil sem fins lucrativos, criada por lei, sujeita à regulamentação e fiscalização da ANP, conforme diretrizes a serem estabelecidas pelo governo a través de Decreto.

Em relação à gestão comercial, o gestor deverá assumir a coordenação de ajuste de curto prazo entre oferta e demanda (produção/compra *versus* consumo/venda). Atualmente, a própria Petrobras tem assumido esse papel, de forma indireta, uma vez que a empresa controla a quase totalidade da comercialização de gás no país e os gasodutos de transporte.

O gestor também seria responsável por contabilizar as diferenças contratuais e liquidá-las ao preço de curto prazo ou preço spot, que seria definido pelos agentes através das curvas agregadas de oferta e demanda dos leilões.

Proposta:

- i. Criação de um gestor independente, através de lei, com diretrizes definidas por Decreto e regulação e fiscalização da ANP, conforme disposto a seguir:

As atividades de coordenação e controle da operação da movimentação de gás natural em gasodutos de transporte e em unidades de estocagem de gás natural serão executadas pelo Gestor do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANP, a ser integrado por titulares de concessão ou autorização de transporte, carregamento, estocagem e demais agentes e consumidores livres diretamente conectados aos gasodutos de transporte.

Apresentamos a seguir uma proposta para as principais atividades do Gestor Independente em relação à operação do sistema e gestão comercial:

Operação/Planejamento

- I. O planejamento e programação da operação da movimentação do Sistema de Transporte, Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de Liquefação e Regaseificação ¹e Estocagem de Gás Natural, com vistas ao uso eficiente das malhas de transporte, a continuidade e a qualidade do fornecimento.
- II. Supervisionar e coordenar as operações de movimentação de gás natural realizadas no Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural.
- III. Coordenar e adequar os planos de manutenção dos gasodutos de transporte e unidades de estocagem de gás natural.
- IV. Propor e adotar, conforme regulamentação da ANP, as ações necessárias para restaurar a movimentação de gás natural em caso de falhas no seu suprimento.
- V. Auxiliar o Poder Executivo e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na formulação de planos de expansão e reforços no sistema de transporte e estocagem de gás natural.
- VI. Elaborar e divulgar indicadores de desempenho do sistema de transporte e estocagem de gás natural.
- VII. Interagir com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e monitorar a disponibilidade de gás natural, de forma a viabilizar o atendimento do despacho das instalações de geração termelétrica para o atendimento energético.
- VIII. Consolidar e disponibilizar aos agentes as informações relevantes à movimentação de gás natural através Sistema de Transporte e Estocagem de Gás Natural.
- IX. A contratação e administração de serviços de transporte de gás natural e respectivas condições de acesso, conforme regulamentação a ANP.

¹ Dada a particularidade das UPGNs, Terminais de Liquefação e Regaseificação, entendemos que deve haver uma avaliação da possibilidade de centralização da operação destes ativos.

- X. Propor regras para a operação das instalações de transporte e estocagem de gás natural, a serem aprovadas pela ANP.

Gestão Comercial

- I. Promover leilões periódicos de compra e venda de gás natural para o atendimento de curto prazo, com a participação de produtores, comercializadores, distribuidoras e consumidores livres, de modo a promover a competição, conforme diretrizes do MME e regulamentação da ANP.
- II. Apurar os preços de curto prazo do gás por hub virtual (zona), conforme as curvas de oferta e demanda agregadas dos leilões de que trata o inciso I.
- III. Efetuar a contabilização dos montantes de gás comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de gás realizadas no mercado de curto prazo.
- IV. Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, conforme regulamentação da ANP.

7. Política de comercialização do gás da partilha

O desenvolvimento e amadurecimento do mercado de gás natural dependem da diversificação da oferta e de mecanismos que permitam liquidez e gerenciamento de riscos entre os agentes, com o desenvolvimento do mercado livre e a ampliação da liquidez.

Neste sentido, a União poderia direcionar seu gás a ser produzido sob o regime de Partilha de Produção para o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural.

Para proporcionar a concorrência e diversificar o oferta, propomos que o gás seja ofertado através de leilões a serem realizados regularmente pelo agente comercializador, sob gestão da PPSA, com possibilidade de participação, como compradores, de todos os agentes de mercado.

7.1 Política de transição

A nota técnica propõe que a comercialização do gás da partilha seja realizada, preferencialmente, por leilões de curto prazo (contrato mensal, bimestral ou trimestral) durante um período de transição de 30 meses.

Entendemos a importância da utilização do gás para propiciar o aumento da liquidez de curto prazo, mas o gás também pode ser benéfico para dar previsibilidade em contratações de longo prazo, aumentando a atratividade do setor.

Os leilões poderiam prever diversos produtos, com distinção de prazos, a depender da disponibilidade do gás de partilha.

Contudo, a Abraceel entende não ser necessário um período de transição para disposição do gás natural da partilha, desde que os mecanismos de oferta tragam sinais competitivos ao setor.

Proposta:

Para proporcionar a concorrência e diversificar a oferta, propomos que o gás seja ofertado através de leilões a serem realizados regularmente pelo agente comercializador, sob gestão da PPSA, conforme os critérios a seguir:

- **Compradores:** todos os agentes do mercado (comercializadores, distribuidores, consumidores livres, produtores, autoprodutores), com o objetivo de promover a competição e maximizar o resultado das negociações.
- **Vendedores:** além da União, que ofertaria gás através da PPSA, poderiam participar como vendedores todos os demais produtores de gás do pré-sal, considerando as regras a serem definidas para o compartilhamento de infraestruturas essenciais, de modo a ampliar a oferta de gás no certame.
- **Produtos:** definição de produtos padronizados pela PPSA, de acordo com o prazo para a contratação e o ponto de entrega, considerando a característica de produção do gás de partilha.

- **Formato do Leilão:** mecanismo de leilão ascendente, com diretrizes definidas pelo MME e operacionalização pela ANP (ou delegação).
- **Preço Final:** Resultado final do leilão definido de acordo com as curvas de oferta e demanda agregadas.
- **Garantias:** Pré-qualificação de participantes e constituição de garantias por lote ofertado definidas em edital, assim como demais cláusulas contratuais.
- **Transporte:** Previsão de capacidade nos gasodutos para transportar o gás leiloado, enquanto não se introduz o modelo de entrada e saída para o segmento de transporte.

Finalmente, é importante destacar que o gás de partilha deve ser oferecido ao mercado de forma competitiva, sem a criação de subsídios ou de reservas de mercado. O incentivo ao consumo de gás natural pela indústria deve se dar pelo desenvolvimento do mercado de gás de forma eficiente, resultando na competitividade do energético para a indústria nacional.

8. Desafios tributários

O atual regime tributário é apontado como um dos principais entraves para o desenvolvimento do mercado de gás, principalmente por sua incidência na origem (produção/importação) e sua forma de cobrança, que acompanha o fluxo físico do gás.

Em relação à incidência na origem, a eventual alteração do fato gerador da tributação do gás natural para o destino implicaria em alteração de receita (perdas ou ganhos) em relação aos estados produtores e consumidores, o que seria difícil de ser implementado. Nesse sentido, não se propõe a alteração da incidência da tributação do gás natural neste momento, mantendo-se o fato gerador na origem.

Contudo, é possível aprimorar a forma de cobrança do ICMS relacionado à movimentação interestadual de gás natural e ao GNL que atualmente é vinculada ao fluxo físico do gás natural.

8.1. Desvinculação do fluxo físico (obrigações acessórias)

A atual tributação, com base no fluxo físico do gás na malha de transporte, inviabiliza uma série de operações interestaduais e de importação, principalmente se considerarmos o cenário previsto para o setor de gás de diversificação do número de agentes, seja na produção, transporte ou comercialização do hidrocarboneto.

A solução para este entrave, como aborda a NT, já está em andamento no âmbito do GT 05 do Confaz, onde se propõe, em relação às obrigações acessórias, a adoção de critérios contratuais para a definição dos pontos de recebimento e de entrega em substituição ao critério vigente, que observa a movimentação física do gás natural, porém mantendo-se a obrigação principal do ICMS na origem física do gás e, conseqüentemente, a participação relativa dos Estados na arrecadação do tributo.

A Abraceel apoia a solução tributária em discussão, que está aderente ao modelo de transporte por entradas e saídas e operação independente do sistema propostos pelo MME, permitindo o desenvolvimento das negociações no mercado de gás.

Cabe ressaltar que a alteração do regime tributário visa impulsionar o desenvolvimento da cadeia de gás natural e, no longo prazo, beneficiará todos os Estados não só em termos de arrecadação direta, mas principalmente em termos de desenvolvimento e competitividade da economia.

Proposta:

- i. Continuidade das tratativas do MME junto ao Confaz visando a elaboração de um convênio Confaz que permita desvincular as obrigações acessórias do ICMS sobre o transporte de gás do fluxo físico, atrelando-a ao fluxo contratual, porém mantendo-se a incidência da cobrança do ICMS na origem física do gás e, conseqüentemente, a participação relativa dos Estados na arrecadação do tributo.

Conclusão

A Abraceel apoia a iniciativa “Gás para Crescer”, que traz propostas para o desenho do modelo de mercado para o setor de gás natural com o objetivo de ampliar a concorrência, atrair novos investimentos e diversificar a oferta, proporcionando condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado livre de gás.

As propostas apresentadas pelo MME, EPE e ANP estão em linha com as melhores práticas internacionais e trazem avanços fundamentais para o desenvolvimento do setor de gás natural, que é um importante energético para o crescimento econômico do país e competitividade da economia.

Apresentamos a seguir as principais diretrizes que, na visão da Abraceel, devem contar da resolução a ser editada pelo CNPE para a definição do modelo do setor de gás:

- Definição do modelo de tarifação do transporte de gás por entradas e saídas, com transição para a adoção do sinal locacional
- Criação de um operador/gestor para o sistema
- Regras de compartilhamento das *essential facilities*
- Diretrizes de política energética para a comercialização de gás e regas para o mercado livre
- Mecanismos de contratação de gás via leilão para o ambiente regulado
- Comercialização do gás de partilha via leilão, a todos os agentes.

Finalmente, parabenizamos novamente o MME, EPE e ANP pelas propostas apresentadas para o setor de gás, em linha com a visão da Abraceel para o desenvolvimento do setor. Acreditamos que o mercado de gás natural deve se desenvolver de forma competitiva, sem a criação de subsídios ou de reservas de mercado, através de uma regulação que estimule a eficiência e inovação e proporcione condições para a competitividade do energético na economia nacional.

Atenciosamente,



João Barreto
Assessor Técnico

Alexandre Lopes
Diretor Técnico

Reginaldo Medeiros
Presidente Executivo

ANEXO I

Quadro-resumo: organização do setor de gás natural

TEMA	SITUAÇÃO ATUAL	NOVO MODELO
PRODUÇÃO NACIONAL	Forte concentração da oferta (95%)	Diversificação, através da atração de investimentos, entrada de novos players e acesso à infra-estruturas essenciais.
IMPORTAÇÃO (GASBOL e GNL)	Contratação GASBOL até 2019 e GNL pela Petrobras.	Diversificação através da renovação parcial pela Petrobras do contrato com a Bolívia, já anunciada ao mercado, e acesso a terminais de GNL, incentivando novos entrantes.
ACESSO DE TERCEIROS ÀS ESSENCIAL FACILITIES (escoamento, UPGNs e REGÁS)	Permitido, mas não há incentivos.	Acesso negociado para escoamento e UPGNs e acesso regulado para terminais de GNL.
TRANSPORTE	Fluxo físico acompanha o contratual. Contratação conjunta da molécula e da capacidade.	Adoção do modelo de entradas e saídas, com transição para a adoção do sinal locacional. Desvinculação físico x contratual.
OPERAÇÃO DO SISTEMA	Realizada pela própria Petrobras (agente dominante), que é também proprietária da maioria dos gasodutos de transporte e da produção.	Criação de um Operador Independente do Sistema (operador/gestor), de modo a assegurar a otimização do sistema, considerando um cenário de diversidade de agentes na produção e no transporte de GN, além de dar transparência às informações.
IMBALANCES	Realizado pelos vendedores e distribuidoras, conforme os contratos em vigor.	Operador/gestor responsável pela liquidação de diferenças, com preço formado através da oferta e demanda do mercado (leilões de fechamento).
COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS (interpretação do § 2º do art. 25 da Constituição Federal)	Regulamentação por estado. Falta de harmonização de legislação e muitos estados sem regulamentação do livre acesso e mercado livre.	Comercialização está sob a competência da União, cabendo aos estados legislar sobre a distribuição (serviços locais de gás canalizado).
VENDA DE GÁS REGULADA	Negociação bilateral, sendo fiscalizada pelos estados. Praticamente um único fornecedor.	Via leilão, de forma a promover a concorrência e assegurar transparência ao processo, considerando a entrada de novos players no mercado.
GÁS DE PARTILHA	Sem política de comercialização.	Comercialização via leilão, com acesso de todos os agentes como compradores, de forma isonômica. Parte do gás pode ser destinada ao mercado spot.
LIVRE ACESSO	Diversos estados sem regulamentação do livre acesso à distribuição.	Livre acesso aos gasodutos de distribuição de gás por consumidores livres, produtores, autoprodutores e autoimportadores.
MERCADO LIVRE	Crerios distintos e diversos estados sem regulamentação do consumidor livre.	Unificação de critérios e cronograma para a abertura progressiva do mercado livre.
TRIBUTAÇÃO	Modelo atual prejudica a comercialização e inviabiliza o desenvolvimento do mercado.	Manutenção da incidência do ICMS sobre a produção (entrada) em relação às obrigações principais, de modo a preservar a arrecadação dos estados, com desvinculação das obrigações acessórias do ICMS sobre o transporte de gás do fluxo físico, atrelando-a ao fluxo contratual.

ANEXO II

Boas práticas regulatórias e proposta para a abertura do mercado livre

Livre acesso: deve ser assegurado o livre acesso a todos os agentes (consumidores livres, produtores, autoprodutores, autoimportadores, etc.) mediante o pagamento de Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição reguladas pela ANP (ou agências estaduais).

Consumidor Livre: Definição de um volume mínimo inicial para migração de consumidores para o mercado livre coerente com o consumo médio das indústrias do estado, sem restrição de volume para o segmento termelétrico. Estabelecimento de um cronograma de abertura gradual do mercado livre para todo o segmento industrial, de modo a estimular o desenvolvimento do mercado e permitir maior competitividade à indústria nacional.

Fontes de Oferta: O consumidor livre deve poder adquirir o gás diretamente de qualquer agente produtor ou comercializador, favorecendo a competição.

Excedentes do consumidor: Deve ser permitido ao consumidor livre comercializar seus excedentes de contratação, de modo a permitir a gestão de riscos e incentivar a contratação.

Margem de distribuição: Excluídos os custos com comercialização das distribuidoras (a exemplo da legislação de São Paulo) toda a remuneração das distribuidoras deve ser alocada nas tarifas de uso, que deve ser a mesma para consumidores cativos e livres, de modo que seja mantida a receita de uso da distribuidora com a migração para o mercado livre.

Isonomia: Eventual possibilidade de concessão de desconto, pela distribuidora, em sua margem de distribuição deve ser impedida, preservando o tratamento isonômico e não discriminatório entre consumidores cativos e livres.

Comercializador: Além da autorização pela ANP, os comercializadores de gás também estão sujeitos a regulamentações estaduais. Nesse sentido, deve haver a harmonização

de tais regulamentos com as regras definidas pela ANP para a autorização de comercializadores. Além disso, deve ser vedada a imposição, pelos estados, de Taxas de Fiscalização incidentes sobre a receita total dos comercializadores. Considerando a característica intermediária das transações de compra e venda de gás e as diversas cadeias de comercialização, a imposição de tributos sobre a receita, e não sobre a margem de comercialização, impede a realização de operações em cadeia ou entre comercializadores, comprometendo a liquidez e prejudicando o desenvolvimento do mercado como instrumento de gestão de riscos.

Consumidor Parcialmente Livre: Deve ser permitido ao consumidor a aquisição de gás no mercado livre para suprir suas necessidades total ou parcialmente, de acordo com sua estratégia de contratação. Além de favorecer a gestão de riscos pelo consumidor, a figura do consumidor parcialmente livre pode ser importante para o momento inicial de desenvolvimento do mercado livre, considerando a baixa diversidade a oferta de gás.

Prazos de contratação bilateral: Não deve haver imposição de limites em relação aos prazos de contratação dos consumidores no mercado livre, sendo essa uma questão exclusivamente empresarial dos consumidores, de acordo com a sua estratégia de contratação e gestão de riscos.

Prazos para migração e retorno: É importante uniformizar as exigências de prazos para a migração e retorno de consumidores. Em relação à migração, deve ser respeitado o prazo estabelecido no contrato de gás junto à distribuidora. Contudo, deve haver um prazo padrão para os contratos regulados de gás, para o qual sugerimos 12 meses, de modo que o consumidor não seja impossibilitado de migrar para o mercado livre devido à estipulação, pela distribuidora, de um prazo extenso no contrato de gás. Em relação ao retorno para o ambiente regulado, também propomos o prazo de 12 meses, de modo a evitar movimentos repetidos de migração e retorno de consumidores visando aproveitadas oportunidades conjunturais nos dois ambientes de contratação.

Anexo III

SERVIÇOS DE GÁS CANALIZADO

1. Na dicção do artigo 25, § 2º, da Constituição Federal, foi conferida aos Estados a competência para exploração, diretamente ou mediante concessão, dos serviços de gás canalizado:

“§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”

2. Esta atividade consiste na prestação de serviços locais de distribuição e comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, segundo definição do artigo 6º, inciso XXII, da Lei nº 9.478/97².

3. Colocados sob perspectiva mais ampla, os serviços locais de gás canalizado incluem-se na cadeia produtiva que compreende desde a produção até o fornecimento de gás natural.

² “Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições: [...]

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do [§ 2º do art. 25 da Constituição Federal](#); [...]

4. Assim, incide a competência privativa da União (art. 22, IV, CF/88) para legislar sobre energia:

“Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre: [...]”

IV - águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão; [...]”

5. A exploração dos serviços de gás canalizado pelos Estados deve, pois, estar em consonância com a legislação estabelecida pela União sobre gás natural.

6. Essa conclusão, além de decorrer de interpretação sistemática e conciliadora das disposições constitucionais pertinentes, tem também fundamento de ordem lógica e funcional, na medida em que se afigura necessário preservar coerência entre a exploração dos serviços de gás natural e a disciplina das etapas anteriores de exploração, importação e transporte³ do recurso energético, compatibilizando e uniformizando a estrutura normativa de toda a cadeia produtiva desse insumo.

7. Com efeito, os Estados exploram os serviços de gás canalizado, ao passo que a União é responsável pelo desenho legislativo do mercado de gás natural.



JULIÃO SILVEIRA COELHO

OAB/DF 17.202

³ Ressalte-se que a etapa de transporte é monopólio concedido à União pelo art. 177, IV, CF/88.