

**IBP-GÁS 006/2016**

Rio de Janeiro, 07 de novembro de 2016.

**Ministério de Minas e Energia**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"

CEP: 70.065-900 Brasília – DF

**At.: Marcio Felix**

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

**Ref.: Consulta Pública MME nº 20 de 03/10/2016 - Gás para Crescer -  
Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural  
no Brasil**

Excelentíssimo Senhor Secretário,

O IBP, em representação à indústria de Petróleo e Gás, vem respeitosamente apresentar em anexo seus comentários à Consulta Pública em referência.

Essa consulta é de grande importância considerando que um arcabouço regulatório adequado é fundamental para que a abertura da indústria de gás que se desenha torne esse segmento mais transparente, competitivo e eficiente.

Cientes do desafio que teremos na continuidade desta primeira etapa de discussões, nos colocamos a disposição para quaisquer esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,



**Antonio Guimarães**

Secretário Executivo

## ANEXO 1 – Comercialização de Gás Natural

Entendemos que as Diretrizes Estratégicas, ora objeto desta consulta pública, indicam uma direção positiva a ser tomada pelo Governo Federal no intuito de tornar o gás natural uma fonte mais participativa no cenário energético brasileiro. Nesta linha, o Anexo 1 – Comercialização de Gás Natural corretamente sugere a adoção de medidas para a ampliação da concorrência no mercado de gás natural, tanto observando a questão da oferta como possíveis obstáculos na demanda.

Portanto, para que a visão de um mercado competitivo para o gás natural possa efetivamente ser concretizada no Brasil, será necessária uma discussão ampla e com a participação dos *players* desta indústria, estabelecendo-se prazos e prioridades para as medidas a serem adotadas.

No que tange especificamente os programas sugeridos para o fomento da competição na comercialização de gás natural, será fundamental o detalhamento de seu funcionamento – como é o caso previsto para o “*Gas Release*” e *self dealing* – e eventualmente os prazos de aplicação para os mesmos. Existem outros mecanismos além dos citados no texto para solucionar as questões indicadas, que devem ser considerados ao se propor uma solução.

Algumas das questões a serem enfrentadas para o devido desbloqueio do mercado, por exemplo, residem na dificuldade na harmonização das regulações em nível estadual. Como bem delineado no documento, a existência de barreiras para que o consumidor livre procure os fornecedores de gás diretamente acaba levando à restrição da competição, desincentivando desta forma o ingresso de novos fornecedores no mercado. Ademais, é importante discutir como se dará a harmonização da legislação de energia elétrica com a do setor de gás natural, tendo em vista as novas oportunidades que podem ser desenvolvidas.

Há que se ponderar, também, a possibilidade de determinadas medidas tornarem inviáveis alguns projetos de gás natural, tanto não-associados quanto associados. Os impactos das mesmas devem ser analisados, evitando-se a criação de novos gargalos com a edição de regras proibitivas. Durante o processo de amadurecimento do mercado ainda é importante a existência de contratos de longo prazo como mecanismo de compartilhamento de risco entre os agentes e viabilizar o desenvolvimento de projetos de gás não-associado com volumes relevantes. A medida que haja maior liquidez deve-se pensar medidas para reduzir os prazos contratuais.

Por fim, em relação às questões de acesso de terceiros tratadas neste Anexo, entendemos que elas serão melhor endereçadas no âmbito do Anexo 3 – Compartilhamentos de Infraestruturas Essenciais e do Anexo 6 – Gestão Independente do Sistema de Transporte de Gás Natural, sendo necessário um maior detalhamento sobre como estas propostas serão implementadas e como se dará o acesso à infraestrutura mencionada nos itens 5, 6, 7 e 8 do Anexo 1.

## **ANEXO 2 – Tarifação por Entradas e Saídas**

### **ANEXO 6 – Gestão Independente Integrada do Sistema de Transporte e Instalações de Estocagem**

Os comentários relativos aos anexos 2 e 6 estão consolidados na nota técnica “Proposta para um novo desenho de mercado para o setor de gás natural” encaminhada em anexo ao presente documento.

De certa maneira, a nota técnica possui interface com os Anexos 1 e 3 quando propõe que uma determinada capacidade de regas fique alocada para uso do ACT, com o intuito de garantir flexibilidade e confiabilidade ao sistema.

## **Proposta para um novo desenho de mercado para o setor de gás natural**

### Introdução

Mediante a sinalização do reposicionamento da Petrobras no mercado de gás natural, o IBP criou um grupo interno de estudo para avaliar modelos de transporte internacionais que poderiam servir de base para um modelo nacional. De acordo com as opções analisadas (Mercado Europeu, Mercado Americano), o grupo avaliou que o modelo que mais se adequaria à realidade brasileira é o aplicado no Mercado Interno Europeu, implementado em algumas das reformas de setores de gás ocorridos a partir do final da década de 90.

O novo desenho de mercado para o setor de gás natural no Brasil deve se basear num modelo institucional que tenha como princípio o incentivo à eficiência econômica, à transparência e à promoção da monetização de gás, criando mecanismos que favoreçam a entrada de novos agentes num ambiente de livre negociação para a commodity, bem como promovendo a realização dos investimentos necessários. Neste contexto, propomos a concepção de um desenho de mercado baseado num sistema de entrada-saída no transporte e na criação de um Hub Virtual.

### Modelo de Entrada e Saída

Em um sistema de entrada-saída, os usuários da rede que desejam injetar gás na rede reservam capacidade nos pontos de entrada ao sistema. Comprando essa capacidade, eles obtêm o direito de vender gás em qualquer ponto do sistema, independentemente da distância. Analogamente, os usuários da rede que desejam retirar gás do sistema compram capacidade dos pontos de saída, o que lhes dá o direito de retirar gás nesse ponto independentemente da origem do gás. Na maior parte dos modelos entrada-saída, em cada sistema existe um único ponto de troca, o qual se identifica com um centro de troca virtual: o hub virtual.

A organização de hubs virtuais tem vantagens significativas, sendo a principal o grande aumento da liquidez associado com a simplificação das características físicas do fluxo de gás e o descasamento entre o fluxo físico e o contratual. Um dos elementos mais importantes para que o sistema de entrada-saída funcione com liquidez é a existência de mecanismos que facilitem o acesso aos pontos de entrada e saída. Isto é, que seja factível que um agente que queira entrar no hub virtual (para comprar ou para vender) seja capaz de fazê-lo. Caso contrário, os donos das capacidades de entrada e saída se tornam efetivamente os agentes com poder de mercado. Assim, todo benefício da liquidez deste modelo se perde.

## O papel do gestor independente

A contrapartida desse processo de simplificação das características físicas é a necessidade de um gestor independente do sistema de transporte, para garantir que as transações comerciais no Hub Virtual possam ser concretizadas na operação real do sistema de maneira confiável, transparente e neutra. Assim sendo, entendemos ser importante a criação de um novo agente à semelhança do modelo europeu, aqui denominado de Agente Central do Transporte (ACT), que seria responsável por coordenar a operação de forma a compatibilizar as transações comerciais com o fluxo físico, através de um conjunto de regras coerentes que permitam o funcionamento eficaz deste novo desenho de mercado.

Em relação ao transporte, esse conjunto de regras deve permear quatro aspectos principais, a saber: alocação da capacidade de transporte, sistemas de balanceamento, tarifas e planejamento da expansão. Para coordenação de tais aspectos, entendemos que as principais atribuições do ACT seriam:

- i) gestão e publicação da informação de forma transparente e neutra;
- ii) estruturação de mecanismos de contratação de capacidades no sistema integrado de transporte a partir de um modelo de entrada e saída, com os produtores contratando a entrada e os consumidores contratando a saída de forma independente;
- iii) balanceamento do sistema, garantindo sua integridade;
- iv) viabilização de uma plataforma eletrônica de trocas, de maneira a promover a livre negociação da commodity entre os agentes no curto prazo;
- v) proposição de adequações e expansões necessárias na rede.

As atividades de balanceamento do sistema implicam que o operador da rede deve ter controle sobre parte dos serviços de flexibilidade, em especial empacotamento dos gasodutos, capacidade de estocagem e acesso a terminais de regaseificação de GNL. Sendo assim, o ACT deve poder acioná-las de forma eficaz e eficiente com mecanismos de compartilhamento dos custos bem definidos que proporcionem os incentivos adequados para assegurar a atratividade em investimento na infraestrutura necessária. Importante destacar que o controle da operação desses ativos não necessariamente implica a propriedade dos mesmos, sendo em todo o caso necessária a independência na gestão.

Não serão atribuições do ACT:

- i) Definir a oferta e a demanda de gás no sistema;
- ii) Atuar como comercializador de gás;
- iii) Ser operador dos dutos.

A governança do ACT deve incorporar mecanismos de participação dos agentes de mercado, que devem ter seus posicionamentos fortemente refletidos nas decisões. Se considera que o ACT não terá fins lucrativos.

### Estruturação do modelo

Para a implantação do ACT, o grupo de trabalho propõe estabelecer um período de transição, em que os incentivos econômicos passem a ter um papel gradativamente mais relevante, na medida em que o próprio mercado se desenvolve. Essa transição proposta é ilustrada de forma resumida conforme abaixo:

	Estágio Inicial	Transição	Estágio Futuro
Alocação da capacidade de transporte	Pro-rata: dividida proporcionalmente à demanda <sup>(1)</sup>	Pro-rata: dividida proporcionalmente à demanda <sup>(1)</sup>	Leilão: alocada para os agentes via oferta de preços
Sistemas de balanceamento	Mercado independente com <i>gate closure</i> <sup>(2)</sup>	Mercado independente com <i>gate closure</i> <sup>(2)</sup>	Mercado com negociação contínua
Tarifas de Entrada e Saída	Postal	Zonal/Locacional	Baseadas no resultado do leilão, tarifa de commodity para ajuste
Planejamento da Expansão	Centralizado, com participação efetiva do ACT, MME e EPE	Processo administrado com participação de vários agentes	Open Seasons como método prioritário <sup>(3)</sup>

- (1) Devem ser mapeados mecanismos de proteção aos produtores, uma vez que este sistema pode gerar incentivos perversos em que os agentes demandam mais capacidade do que realmente necessitam.
- (2) Relacionada à interação entre o balanceamento e o mercado de gás, a alternativa de *gate closure* limita o período de trocas de agentes com antecedência (normalmente no mercado do dia anterior – *day ahead market*). A partir do momento de início do período de balanceamento (*gate closure*), os agentes não podem mais trocar entre eles, facilitando o trabalho de coordenação da operação do sistema pelo ACT.
- (3) *Open Seasons* são licitações da futura capacidade de transporte para obter compromissos de uso antes da decisão de construção de novos gasodutos. Outros métodos de expansão englobam decisões centralizadas, como por exemplo via planos de expansão.

Uma vez entendido e discutido este modelo com o Mercado e os Agentes, faz necessário avançar na discussão e definição dos conceitos abaixo listados. Cabe ressaltar que o detalhamento destes elementos envolve decisões de *trade-off* que, na prática, definem as condições de contorno do modelo a ser adotado no Brasil. Alguns pontos merecem atenção especial:

- (1) Alocação da capacidade e mecanismos de gerenciamento de congestões
  - a. Definição da capacidade no que se refere a diferentes variáveis tais como quando haverá capacidade disponível, duração, firmeza, localização, direitos de comercialização (da capacidade), direitos de nomeação e obrigações.
  - b. Particularmente em relação à duração, a flexibilidade de opções de contratação para os usuários é importante para o atendimento de interesses de agentes com diferentes perfis.
  - c. Definição dos critérios de alocação da capacidade e da transição de um modelo baseado em pró-rata, num primeiro momento, para leilões em momento futuro.
  - d. É importante que sejam estabelecidos mecanismos de gerenciamento de congestões, como por exemplo, *overbooking e buy back, use-it-or-lose-it*, leilões implícitos de capacidade. Dadas as características da produção nacional, preponderantemente de gás associado, tais mecanismos devem ser estruturados com muito cuidado de maneira a evitar riscos adicionais à produção de gás.
- (2) Sistemas de balanceamento
  - a. Os usuários da rede devem fazer o balanço dos seus portfólios trocando no mercado. As regras de incentivo ao balanceamento devem ser estabelecidas a priori, como por exemplo, o estabelecimento de penalidades por desequilíbrio que gradativamente serão substituídas por sistemas de mercado.
  - b. Definição das zonas e do período de balanceamento.
  - c. Definição dos serviços de balanceamento e, em especial, dos recursos sob controle do ACT que demandam custos adicionais: estocagem e terminais de regaseificação de GNL.
- (3) Tarifas de Entrada e Saída
  - a. Definição da metodologia de cálculo das tarifas.
  - b. Definição da periodicidade de recálculo das mesmas.

A receita do transportador e as tarifas de entrada e saída devem ser reguladas pela ANP.

### Novos Investimentos / Expansão da Capacidade

Um dos pontos mais importantes do desenho de regimes entrada-saída é a definição da metodologia de expansão da malha, em particular considerando que no Brasil a oferta doméstica é predominantemente de gás associado.

Outro aspecto a ser considerado é a necessidade de se ter ou não toda a infraestrutura fazendo parte do modelo de entrada e saída. Poderia haver algum tipo de isenção para lidar com casos especiais em que a viabilidade econômica depende de condições especiais, tal como praticado pelo sistema Europeu.

Dessa forma, o grupo de trabalho entende que é primordial que além da proposta da criação do ACT, este tema seja discutido e analisado pelos agentes para termos um modelo de mercado de gás mais abrangente e robusto.

## Outros elementos para impulsionar o mercado

Embora o modelo de acesso ao transporte seja primordial na concepção do novo desenho de mercado de gás natural, existem outros elementos igualmente relevantes que devem ser considerados. Entre esses elementos, pode-se destacar a necessidade de harmonização das regras para o consumidor livre, a adoção de mecanismos de promoção de liquidez, como por exemplo o *Gas Release*<sup>(1)</sup>, o papel da defesa da concorrência e o compartilhamento de outras infraestruturas, tais como terminais de regaseificação de GNL, gasodutos de escoamento, unidades de tratamento e processamento de gás natural e estocagens (em potencial).

- (1) *Gas Release*: programa transitório com o propósito de gerar liquidez no sistema através da obrigação de certos agentes em oferecer gás no sistema virtual por certo período (gás da PPSA poderia ter esse propósito, por exemplo).

### ANEXO 3 – Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais

INTRODUÇÃO	COMENTÁRIOS
<p>1. A indústria de gás natural é caracterizada por requerer uma rede física para interconectar seus elos da cadeia produtiva, configurando-se como uma indústria de rede. Ademais, a conformação de tal cadeia implica investimentos elevados em ativos fixos e específicos, os quais são sujeitos a significativas economias de escala e escopo. Dessa forma, diversos elos da cadeia industrial do gás natural constituem-se em estruturas características de monopólio natural, restringindo a competição.</p>	<p>O IBP entende que o uso eficiente das UPGNs e da infraestrutura de escoamento seria necessário para fomentar o mercado de gás, principalmente através de princípios que assegurem o acesso através da livre negociação entre os agentes, bem como novos investimentos na expansão. Entendemos que essas infraestruturas são distintas das infraestruturas de transporte e, portanto, as particularidades destas devem ser levadas em conta sem aumentar os riscos dos investidores no E&amp;P.</p>
<p>2. Por essa razão, a experiência internacional registra esforços regulatórios no sentido de incrementar a competição e a abertura do mercado de gás natural. Parte importante desses esforços provém da definição legal e regulatória de dispositivos que promovam e assegurem, através de arranjos competitivos, o compartilhamento das infraestruturas essenciais para o processo de concorrência (às quais se aplica a <i>essential facilities doctrine</i>) da indústria de gás natural. Estas são as infraestruturas que permitem o escoamento do gás natural desde sua produção até a rede principal de transporte e embora não sejam caracterizadas por serem monopólios naturais, como o transporte, são vitais para permitir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia de valor do gás natural. Os gasodutos de escoamento, as unidades de tratamento/processamento e os terminais de GNL (liquefação e regaseificação) são ativos aos quais devem se aplicar a <i>essential facilities doctrine</i>, caso a negativa de acesso a elas inviabilize o processo concorrencial a montante ou a jusante.</p>	<p>O perfil de produção de gás natural no Brasil, majoritariamente associada à produção de óleo, não pode deixar de ser considerado quando da definição do marco regulatório de acesso às infraestruturas essenciais (IEs), corretamente identificadas como as que permitem aos diferentes agentes (produtores e importadores) terem acesso à rede de transporte e, a partir desta, aos utilizadores finais.</p>
<p>3. A experiência internacional revela que o acesso de terceiros a gasodutos de transporte é condição necessária mas não suficiente para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado. Por conseguinte, o arcabouço legal e regulatório da indústria do gás natural em diversos países no mundo busca promover o acesso de terceiros ao conjunto de infraestruturas essenciais para a concorrência. Assim, além de aplicável a gasodutos de transporte, o acesso de terceiros passou a ser estendido também a gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL.</p>	<p>Numa primeira nota, e sem prejuízo da sua natureza diferente, o acesso aos gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGNs, ligadas a campos de produção), e Terminais de GNL (associados a importação), deverão obedecer a princípios semelhantes. Adicionalmente, as particularidades da natureza das infraestruturas devem ser levadas em consideração a fim de não aumentar os riscos dos investidores de E&amp;P e os conflitos relacionados ao acesso poderão ser mediados através de arbitragem independente.</p>
<p>4. Há, portanto, a possibilidade de estabelecimento de acesso regulado (<i>third part access</i> – TPA) a essas infraestruturas ou de acesso negociado com possibilidade de aplicação da <i>essential facilities doctrine</i> em caso de negativa de acesso em função de abuso de poder dominante do detentor da instalação.</p>	

<p>5. A iniciativa denominada Gás para Crescer, lançada pelo Ministério de Minas e Energia, objetiva estudar e propor o aprimoramento dos marcos legal e regulatório do gás natural, a fim de adequá-los à nova conjuntura do setor, tendo por base um amplo debate com todos os agentes que compõem o mercado de gás natural.</p>	<p>A proposta deve conter um cronograma bem definido. Também deveria ser criado um grupo de estudos entre MME, ANP, EPE e IBP sobre este tema.</p>
<p>6. A presente nota integra esta iniciativa trazendo para este debate alguns elementos básicos de análise em relação ao compartilhamento de infraestruturas essenciais da indústria de gás natural.</p>	
<p><b>EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL</b></p>	
<p>7. Diversos países no mundo têm estabelecido arcabouços legais e regulatórios que promovem e asseguram o compartilhamento de infraestruturas essenciais à concorrência da indústria do gás natural, visando à ampliação da competição e ao acesso a mercado. Nesse processo, a experiência europeia se destaca por estabelecer um arcabouço geral ou de princípios que define um guia para a formulação de dispositivos específicos de cada país no que tange a acessos de terceiros a gasodutos de escoamento, a unidades de tratamento/processamento e a terminais de GNL.</p>	<p>Inicialmente, é importante pontuar que a diversificação de fornecedores é fundamental para a abertura do mercado. Porém, antes da discussão da forma dessa diversificação, outros pontos práticos devem ser revolidos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de condições fiscais, regulatórias e operacionais em observância às sinergias com o setor elétrico, para abertura dos terminais de regaseificação, considerando o compartilhamento de carga e a nacionalização do gás.</li> </ul> <p>Uma vez criadas as regras, para gasodutos existentes não expropriados, cada player poderia optar por dar acesso a preços e condições negociadas bilateralmente, tendo o árbitro independente o papel de mediação em caso de discordância entre as partes</p>
<p>8. As regulações e diretivas que tratam do acesso de terceiros à infraestrutura da cadeia do gás natural na União Europeia foram objeto de estudo da Iniciativa Gás para Crescer no sentido de se buscar uma compreensão dos assuntos abordados no arcabouço regulatório europeu. Ademais, aspectos regulatórios relevantes do Reino Unido e da Noruega foram analisados a fim de verificar quais práticas e políticas poderiam ser sugeridas para o aprimoramento das diretrizes do setor de gás natural no Brasil.</p>	
<p>9. A Tabela 1 sumariza aspectos importantes da regulação de acesso a terceiros para os dutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e terminais de GNL nos casos estudados.</p>	<p>A realidade brasileira de produção de gás natural difere da Noruega e de outros países europeus, uma vez que estes possuem significativa parcela de produção de gás não associado em relação ao gás associado. Portanto, uma eventual restrição ao escoamento de gás no Brasil traz risco imediato à produção de óleo, o que não necessariamente ocorre naqueles países. Por outro lado, a experiência internacional mostra que o estabelecimento de regras para o acesso às infraestruturas essenciais promove a competição através da redução das incertezas e do aumento da transparência em relação às capacidades disponíveis.</p>
<p>10. Cabe destacar que, para promover um mercado aberto e competitivo, a experiência europeia estabelece que deve haver acesso não discriminatório a infraestruturas essenciais observadas as condições de elegibilidade (especificidades técnicas e</p>	

<p>econômicas) que assegurem as boas práticas da indústria.</p>	
<p>11. Embora pelas diretivas da Comunidade Europeia cada país-membro defina se tal acesso é negociado ou regulado, nota-se que há maior tendência ao acesso negociado nos casos de gasodutos de escoamento e de unidades de tratamento/processamento. Isto porque o conjunto de condicionantes técnicos e situações complexas a ser prevista na regulação seria muito amplo, tornando-a exaustiva e potencialmente omissa em casos específicos.</p>	
<p>12. No caso de terminais de GNL, o acesso é regulado em suas condições gerais para a negociação.</p>	
<p>13. Embora o acesso livre e não discriminatório à infraestrutura seja importante para criar um ambiente competitivo, é necessário observar critérios técnicos sobre o efeito deste acesso.</p>	
<p>14. Para a construção de gasodutos e unidades de processamento de gás natural, um projeto é realizado levando-se em consideração a expectativa de composição do gás a ser transportado e/ou processado. Caso o gás natural do terceiro seja significativamente diferente do utilizado no projeto, desafios técnicos devem ser superados para viabilizar a operação. A Tabela 2 ilustra um resumo destes desafios.</p>	<p>Nos casos em que o gás do terceiro é diferente do utilizado no projeto, a adequação da infraestrutura e a superação dos desafios para viabilizar a operação são, a priori, de responsabilidade do terceiro. Não excluindo, entretanto, a possibilidade de negociação entre as partes para que estas, em comum acordo e interesse, realizem os investimentos necessários à operação.</p>
<p>15. Em relação a gasodutos de escoamento ou transferência, deve ser analisada a questão do direito de preferência do acesso às instalações, principalmente em casos nos quais sejam necessárias ampliações ou adequações na infraestrutura existente. A Figura 1 apresenta exemplos destes casos.</p>	<p>No que se refere à reserva de capacidade de escoamento e processamento de gás, deve-se considerar as particularidades da natureza destas infraestruturas. Muitas vezes, estas são escopo de projetos de desenvolvimento da produção e atendem às expectativas e incertezas de produção da bacia sedimentar, bem como possíveis otimizações futuras de operação e portfólio. Neste contexto, o acesso negociado, com a figura de um árbitro independente, a essas infraestruturas permitiria a redução de riscos ao investidor originário e às atividades de exploração e produção.</p>
<p>16. Nos exemplos, um agente A possui duas plataformas interconectadas A1 e A2, localizadas em campos de mesmos nomes, que por sua vez se conectam a instalações de tratamento e processamento em terra (A1-2) por meio de um sistema de escoamento. Este agente possui um campo A3 que irá entrar em operação após 5 anos, e há outro agente B que possui um campo B1 previsto para entrar em operação após dois anos.</p>	
<p>17. Caso o agente B solicite o acesso à infraestrutura de escoamento do agente A, este acesso seria permitido por apenas 3 anos, pois após este prazo o agente A teria direito de preferência de usar sua infraestrutura para escoar o gás natural do campo A3?</p>	<p>Cabe aqui um comentário específico sobre as UPGN's e gasodutos de escoamento, umbilicalmente ligadas a campos de produção, e cuja disponibilidade para o apoio a estes é condição <i>sine qua non</i> para a sua</p>

<p>E em casos mais complexos, nos quais as especificações dos gases do campo B1 e do campo A3 fossem diferentes e necessitassem de adequações na infraestrutura, como se daria o compartilhamento de utilização dos sistemas?</p>	<p>operacionalidade (por ex. em situações de gás associado). O investidor originário poderá reservar a capacidade total da planta para uso próprio visando atender às expectativas de produção da bacia sedimentar e comportar incertezas, sem infringir o regime abertura negociada de acesso de terceiros. A questão a garantir é a da previsibilidade e estabilidade de decisões tomadas <i>ex-ante</i> que permitam aos agentes a tomada de decisões de investimento em E&amp;P por natureza pesadas e de longo prazo.</p> <p>A exemplo do escoamento, eventuais recusas de acesso ao processamento também poderiam ser justificadas pela reserva de capacidade a projetos potenciais e incertezas do portfólio em implantação e operação.</p>
<p>18. Os principais desafios identificados são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• aspectos do desembarço aduaneiro e de tributação das cargas;</li> <li>• limite de recebimento do terminal em relação aos tamanhos dos navios metaneiros;</li> <li>• limite de capacidade de estocagem do terminal para receber várias cargas de GNL e efeitos da programação logística sobre a movimentação da carga regaseificada; novas cargas podem ser impossibilitadas de realizar o descarregamento no terminal caso a estocagem do mesmo esteja cheia ou o metaneiro anterior ainda não tenha terminado sua operação no terminal (Figura 2). Neste caso, a operação do primeiro navio vai incorrer em custos não planejados (sobrestadia em zonas portuárias, afretamento do navio metaneiro, multas, penalidades de não atendimento a consumidores, etc.).</li> </ul>	<p>O acesso aos terminais de regaseificação é visto também como importante fator para criação de um mercado competitivo. Para tanto, é preciso observar o perfil majoritariamente imprevisível e flexível da demanda termelétrica, principal mercado atendido por GNL, e a carência de estocagem de gás natural e/ou GNL no Brasil. Desta forma, para que o acesso aos terminais de regaseificação ocorra de forma efetiva, é imprescindível desenvolver um ambiente que possibilite alto grau de interação e negociação, de forma a mitigar os riscos para os agentes. É importante também um alto nível de coordenação na programação de entrega de cargas de GNL, dada a elevada incerteza na demanda mencionada anteriormente.</p> <p>As notas apresentadas sobre as questões técnicas limitativas do acesso – seja pela qualidade do gás natural, ou pela necessidade de apoio pelas UPGN’s aos campos de produção, com variações importantes de disponibilidade - não deverão ser consideradas como representando um obstáculo ao TPA ou à liberalização.</p>
<p>19. No caso de falha na operação ou necessidade de investimentos adicionais no terminal de regaseificação de GNL, deve-se definir o responsável por arcar com os custos.</p>	<p>Estes constrangimentos devem antes ser considerados como inputs à determinação das capacidades disponíveis – firmes ou interruptivos – e, novamente, apenas pela criação de uma entidade independente, de competência técnica reconhecida, que possa assim definir os limites de operação e qualidade do gás aceitável nas instalações, determinar custos de tratamento do gás, avaliar a capacidade a ser reservada para a produção, determinar as necessidades de investimento em novas unidades ou expansão das existentes, etc., será criado um ambiente favorável à liberalização. Ou seja, utilizações contratadas em condições idênticas de prazo e capacidade, devem ser identicamente</p>

	precificadas, independentemente da origem do gás e da natureza do contrato.
<b>CONSIDERAÇÕES E PRÓXIMOS PASSOS</b>	
20. A proposta da Iniciativa Gás para Crescer é estabelecer um arcabouço legal e regulatório que defina o acesso negociado e não discriminatório de terceiros elegíveis às infraestruturas de escoamento/transferência, tratamento/processamento e terminais de GNL.	
21. As condições de elegibilidade do acesso devem ser detalhadas em dispositivos infralegais e regulatórios, considerando as boas práticas da indústria (inclusive aspectos relacionados à composição do gás natural), a preferência de acesso pelo portfólio de E&P do investidor originário (para não inibir investimentos) e a demarcação da responsabilidade ( <i>liability</i> ) entre as partes.	As particularidades da natureza das infraestruturas devem ser levadas em conta para possibilitar o acesso de terceiros de forma negociada e com a presença de árbitro independente, a fim de não inibir os investimentos em E&P, mas também otimizar uso de infraestrutura existente.
22. Deve ser previsto no arcabouço a ser proposto: as condições de acesso à infraestrutura (existência de capacidade disponível, especificações técnicas, condicionantes financeiros, etc.); transparência e publicidade das principais informações requeridas para o acesso de terceiros (inclusive definição de sistema eletrônico de oferta e alocação de capacidade); padronização de contratos; e, princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes.	O acesso às IEs deve ser negociado e, em caso de não entendimento entre as partes, deve ser mediado por árbitro independente, sob os princípios de objetividade, transparência e não discriminação
23. Eventuais negativas de acesso devem ser justas e motivadas, devidamente fundamentadas de maneira pública e objetiva, baseada em aspectos técnicos e/ou econômicos relevantes de boas práticas da indústria. Ademais, a regulação deve prever solução de controvérsias e conflitos mediados pela ANP e/ou arbitragem independente.	O acesso às infraestruturas de escoamento, processamento e terminais de GNL é necessário para o desenvolvimento de um ambiente competitivo. Neste contexto, o acesso negociado pode ser uma alternativa para a abertura de mercado, podendo as partes negociar as condições de contratação com mecanismos de mediação e resolução de conflitos.
24. Ademais, o arcabouço legal e regulatório deve prever a forma de transição para uma legislação/regulação mais aberta e competitiva, garantindo a funcionalidade da indústria do gás natural ao longo da transição.	
25. A fim de ratificar e aprofundar a discussão para a elaboração do novo arcabouço, os seguintes pontos são colocados junto a especialistas e ao mercado: <ul style="list-style-type: none"> <li>• quais as condições legais e infralegais mínimas de compartilhamento para garantir o acesso a terceiros (elegíveis) negociado e não discriminatório?           <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 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)?</li> <li>○ definição de princípios de cálculo de</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Condições legais de compartilhamento: estabelecimento de condições contratuais de acesso às IEs com princípios semelhantes (nota item 3), transparência na informação das capacidades disponíveis e recusa de acesso e mediação, em caso de divergências, por árbitro independente. O acesso a terceiros às infraestruturas de escoamento e transferência, tratamento e processamento de gás e terminais de GNL no Brasil deve ser negociado, não discriminatório e as particularidades da natureza das infraestruturas devem ser levadas em conta a fim de não aumentar os riscos dos investidores no E&amp;P.</li> </ul>

<p>tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Deve haver preferência de acesso para portfólio de E&amp;P de agente outorgado (campos adjacentes)?</li> <li>• Quem é responsável por danos técnicos, ambientais e econômicos (<i>liability</i>) decorrentes de acesso a terceiros? O outorgado original ou o terceiro que acarretou o dano? Limites de responsabilidade?</li> <li>• Contratos de E&amp;P e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em gasoduto de escoamento da produção? Precisa de regra de transição?</li> <li>• Autorizações e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em instalações de processamento e de GNL? Precisa de regra de transição?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sim. As condições preferenciais de acesso para gás de campos adjacentes terão de ser estabelecidas ex-ante e devem ser válidas para os projetos em produção e os projetos potenciais.</li> <li>• Danos técnicos, ambientais, econômicos: as próprias condições gerais de acesso previamente aprovadas deverão estabelecer a metodologia de alocação de responsabilidades e limites das mesmas. Não se considera possível neste momento, até pelas particularidades de cada instalação, discutir estas questões com precisão. Em princípio, o dano é de responsabilidade da parte que o acarretou, seja o "proprietário originário" da infraestrutura ou o terceiro que teve acesso.</li> <li>• Contratos vigentes: o princípio da santidade dos contratos deve ser sempre considerado como basilar. Uma eventual alteração dos mesmos deverá ser demonstrada e as condições que lhe serão aplicáveis terão de ser estabelecidas em negociação que, nomeadamente, deverá estabelecer o (eventual) período de transição. O direito de preferência do investidor originário e dos projetos produtores e potenciais que utilizam a infraestrutura deve ser respeitado.</li> <li>• Acesso a UPGNs e Terminais de GNL: a menos da existência de contratos em que se deverá considerar o discutido no ponto anterior, a negociação poderá limitar a necessidade de um período de transição excessivamente longo. Deve ser mantido o direito de preferência do investidor originário e dos projetos produtores e potenciais que utilizam a infraestrutura. Há, também, a necessidade de revisão na Resolução ANP 17/2010 para retirar as restrições para contratação dos serviços de processamento pelos diversos agentes da indústria do gás natural, incluindo os produtores de gás natural.</li> </ul>
--	--

## **ANEXO 4 – Estímulo ao Desenvolvimento de Mercado e à harmonização entre as regulações estaduais e federal**

O Anexo 4 do Programa Gás para Crescer identifica corretamente a necessidade do processo de liberalização do mercado não se limitar ao segmento a montante (produção, importação e transporte), mas que, para finalmente permitir que o cliente final beneficie do processo, será necessário alargá-lo até ao nível da Distribuição, implicando alterações que, na realidade do Brasil, obrigam a alterações estruturais na regulação estadual, desde logo buscando uma necessária harmonização regulatória.

Por outro lado, o potencial conflito de interesses entre a função Estado enquanto proprietário da Distribuição e seu gestor, não sendo uma novidade no contexto internacional, deverá ser resolvido com uma regulação forte e com papel fundamental de orientação do MME. Em qualquer caso, na lógica da promoção da concorrência, as condições futuras de acesso às redes de distribuição deverão seguir os princípios discutidos para o Transporte, sendo crítica a aplicação dos princípios de objetividade, transparência e não discriminação na sua definição.

Adicionalmente, o MME deverá ser firme na defesa da Lei do Gás e na cobrança para que os Estados, de fato, implementem as figuras do Autoprodutor/Autoimportador e Consumidor Livre de gás natural.

Feitas essas considerações, aprestaremos as contribuições do IBP contidas neste documento, que visa mostrar o estágio da regulação nos Estados e apresentar as propostas do IBP para os questionamentos do item 4.1 do Anexo 04 da Consulta do MME no âmbito do programa Gás para Crescer.

Inicialmente, serão mostrados os Estados que possuem algum tipo de regulação estadual do mercado de gás natural, depois mostraremos as restrições impostas por alguns Estados para enquadramento de agentes como Autoprodutor (AP), Autoimportador (AI) e Consumidor Livre (CL) de gás natural e, em seguida, apresentaremos as restrições para definição, pelos Estados, de tarifas específicas para o AP/AI e CL.

### **1 - Regulações Estaduais para o Mercado de Gás Natural**

Apenas 11 Estados brasileiros possuem regulação do mercado de gás natural, sendo que apenas no Estado de São Paulo há uma Agência Reguladora independente, com uma regulação que visa mais abertura e dinamização do mercado. Mesmo assim, no Estado de São Paulo há apenas 02 agentes registrados como AP/AI gozando de tarifas específicas e não há nenhum agente atuando como CL.

No Estado de Pernambuco, há um agente registrado como AP/AI, entretanto, as tarifas praticadas não obedecem integralmente às especificidades trazidas pelo Artigo 46 da Lei do Gás (Lei 11.909/2009).

Nos Estados do Rio de Janeiro e do Mato Grosso do Sul apenas uma usina termelétrica possui enquadramento como AP/AI, entretanto, a tarifa paga às concessionárias equivale à margem integral do segmento termelétrico, sem qualquer especificidade, mesmo as usinas sendo atendidas por redes específicas.

A tabela 01 mostra quais os Estados possuem regulação do mercado de gás natural, bem como qual é essa regulação.

Tabela 01: Regulações de AP/AI nos Estados

Estado	Tipo de Instrumento
São Paulo	Deliberação da Agência Reguladora (ARSESP nº 231/2011)
Rio de Janeiro	Deliberação da Agência Reguladora (AGENERSA nº 1250/2012 e 2850/2016)
Mato Grosso do Sul	Portaria da Agência Reguladora (AGEPAN nº 103/2013)
Espírito Santo	Resolução da Agência Reguladora (ASPE nº 04/2011)
Pernambuco	Resolução da Agência Reguladora (ARPE nº 96/2014) e, Lei nº 15.900/2016
Minas Gerais	Resolução da Secretaria de Estado (SEDE nº 17/2013)
Sergipe	Decreto nº 30.352/2016
Pará	Lei nº 7.719/2013
Amazonas	Decreto nº 31.398/2011 e Lei nº 3.939/2013
Maranhão	Lei nº 9.102/2009 e Decreto nº 27.021/2010
Mato Grosso	Lei nº 7.939/2003 e Decreto nº 308/2015

## **2 - Restrições para o enquadramento do Autoprodutor e Autoimportador**

O enquadramento de uma unidade como Autoprodutora e Autoimportadora é competência da ANP, que segue os critérios do Art. 64 do Decreto 7382/2010 e da Resolução ANP 51/2011.

No entanto, alguns Estados estabeleceram critérios adicionais que se configuram na realidade como restrições ao enquadramento do Autoprodutor e Autoimportador. A tabela 02 mostra as restrições colocadas pelos Estados para enquadramento como AP/AI

Tabela 02: Estados que apresentam restrições ao enquadramento como AP/AI

Estado	Principais Restrições
Amazonas	- Ser consumidor cativo por 5 anos - Ter consumo mínimo de 500 de mil m <sup>3</sup> /dia - Vedado ao segmento de geração de energia, entre outros, se

	enquadrar como Autoprodutor e Autoimportador - Celebrar contrato de prestação de serviço com a concessionária por prazo de no mínimo 10 anos.
Maranhão	- Ser consumidor cativo por 10 anos - Ter consumo mínimo de 500 mil m <sup>3</sup> /dia
Pará	- Ter consumo mínimo de 500 mil m <sup>3</sup> /dia
Mato Grosso	- Não regula propriamente o Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre, mas criou a figura do Usuário Livre que é reconhecido caso a caso e nominalmente por Decreto.

Um exemplo concreto dessas restrições é registrado no Estado do Amazonas, onde a refinaria REMAN (Petrobras) por não atingir o volume mínimo exigido fica impedida de exercer o regime de Autoprodução já reconhecido pela ANP, em virtude dos empecilhos oriundos da Lei Estadual.

Importa salientar que o duto de aproximadamente 1 km que conecta a refinaria ao Gasoduto Coari-Manaus pertence à REMAN e não é prestado nenhum serviço pela distribuidora.

Essa restrição existente no Estado do Amazonas também faz com que centrais termelétricas implantadas em áreas adjacentes ao campo de produção de gás (termelétrica “na boca do poço”) também tenham que ser consumidoras cativas da concessionária de distribuição gás, implicando na necessidade de uma operação de compra e venda de gás, além do pagamento de margem cheia de distribuição.

Da mesma forma que no Estado do Amazonas, o Estado do Maranhão possui vedação para que os agentes geradores de energia sejam enquadrados como AP/AI, o que fez com que as centrais termelétricas a gás natural da ENEVA do Complexo do Parnaíba tivessem que pagar margem cheia de distribuição para a GASMAR, mesmo essa empresa não tendo sequer rede de distribuição no local.

### **3 - Restrições para o enquadramento do Consumidor Livre**

A Lei do Gás criou figura do consumidor livre de gás natural, definido como o “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”.

Apesar de constar da lei federal, o enquadramento legal da figura do consumidor livre, e o pleno exercício de suas prerrogativas, dependem de regulamentação dos Estados. Atualmente, somente 11 dos 27 estados brasileiros regulamentaram as atividades do consumidor livre de gás natural.

A Tabela 03 mostra as restrições para enquadramento do CL em cada um dos Estados que já regulou este tipo de consumo.

Tabela 03: Restrições para enquadramento como CL nos Estados.

Estado	Condições
São Paulo	300.000 m3/mês.
Rio de Janeiro	25.000 m3/dia para os consumidores industriais, 100.000 m3/dia para os demais agentes.
Mato Grosso do Sul	150.000 m3/dia (segmento industrial) 500.000 m3/dia (termelétricas) 1 milhão m3/dia (matéria prima ou petroquímico)
Espírito Santo	35.000 m3/dia
Pernambuco	500.000m3/dia (início do mercado livre) Caindo para 50.000m3/dia quando houver mais que 07 supridores de GN em PE
Minas Gerais	10.000 m3/dia
Sergipe	80.000m3/dia
Pará	500.000m3/dia
Amazonas	500.000m3/dia
Maranhão	500.000m3/dia
Mato Grosso	1.000.000 m3/dia

Nota-se da tabela 03, a diversidade de critérios para possibilitar o enquadramento como Consumidor Livre, o que evidencia as dificuldades dos Agentes junto aos Estados, que raramente tem interesse em abrir o mercado das Concessionárias Distribuidoras de Gás Natural e raramente tem disposição em regular as tarifas específicas nos termos do Artigo 46 da Lei do Gás.

Por isso, não há no Brasil hoje um único consumidor livre operando e com tarifa específica, situação que torna latente a necessidade de uma intervenção do MME, pois senão o mercado de gás natural nunca será desenvolvido.

#### **4 - Restrições para se ter acesso à especificidade tarifária**

Neste caso, não há restrições para o enquadramento do agente na categoria de Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador, mas são impostas condições que devem ser satisfeitas para que tenham o direito à aplicação de algum grau de especificidade tarifária.

No caso concreto, trata-se de uma barreira mais sutil que a restrição direta ao enquadramento, mas que também inviabiliza o Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador, pois são equiparados aos consumidores cativos. O caso do Estado do Rio de Janeiro demonstra a situação onde há uma barreira sutil à adoção de tarifas específicas para AP/AI, conforme resumo a seguir.

Tabela 04: Restrição de aplicação da tarifa específica para AP/AI.

Estado	Restrição
Rio de Janeiro	Item 17.1.2. do Anexo – A tarifa específica (ou diferenciada) só é

(Deliberação AGENERSA 1250/2012)	aplicável quando o Autoprodutor e Autoimportador for atendido por ramal construído por ele mesmo.
----------------------------------	---

Uma vez que a distribuidora possui a prerrogativa de construção dos ramais, dificilmente haverá situação onde o ramal será construído pelo Autoprodutor e Autoimportador, tornando a aplicação da tarifa diferenciada inexecutável nos casos concretos.

Em 2012, a Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET) ingressou com ação judicial ordinária contra a Deliberação 1250/2012 (Processo nº 0311097-62.2013.8.19.0001).

### **5 - Não reconhecimento do princípio de especificidade tarifária**

A Lei do Gás estabelece que a tarifa aplicável ao Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador deverá ser estabelecida pelo órgão regulador estadual observando-se os princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e especificidade de cada instalação.

A questão principal tem sido o estabelecimento de uma tarifa no âmbito estadual que adote o princípio da especificidade, visto que este é um princípio tarifário que tradicionalmente não é utilizado nos modelos tarifários vigentes na distribuição de gás canalizado, sendo comumente adotada no serviço de distribuição a solidariedade no rateio dos custos. Tal solidariedade resulta numa tarifa que não reflete necessariamente a uma exata correlação entre o valor pago pelo usuário e a contraprestação do serviço, gerando subsídios entre as diversas classes de consumo.

Tabela 05: Metodologias tarifárias por Estado

Estado	Tarifa
Ceará	- Único estado que estabeleceu uma tarifa específica para Operação e Manutenção do ramal dedicado (Parecer ARCE CET nº 39/2014)
São Paulo	-Estabeleceu uma tarifa com especificidade na parcela de investimento, mas não na parcela de operação e manutenção (Deliberação ARSESP nº 432/2013).
Rio de Janeiro	- Na regulação mais recente prevê apenas o desconto da taxa de comercialização (1,9%) e não considera especificidades das instalações (Deliberação AGENERSA 2.850/2016).
Espírito Santo	- Usuários oriundos do mercado regulado: tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás. - Novos usuários: tarifa estabelecida em resolução específica.
Minas Gerais	- Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás - Investimentos custeados pelo usuário deverão ser expurgados do cálculo da tarifa
Mato Grosso do	- Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás,

Sul	podendo ser adotadas tarifas diferenciadas por volume, perfil de consumo, investimentos realizados, entre outros.
Sergipe	- Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás - Investimentos custeados pelo usuário deverão ser expurgados do cálculo da tarifa - Podem ser adotadas tarifas diferenciadas por volume, perfil de consumo, investimentos realizados, entre outros. - UTEs ligadas à terminais de GNL são isentas da pagamento de tarifa de distribuição
Pernambuco	- Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás - Investimentos custeados pelo usuário deverão ser expurgados do cálculo da tarifa - Podem ser adotadas tarifas diferenciadas por volume, perfil de consumo, investimentos realizados, <u>extensão da rede de distribuição</u> , entre outros.
Amazonas	- Prevê que pode haver diferenciação de tarifa para o autoprodutor, autoimportador e consumidor livre.
Pará	- Tarifa deve seguir os princípios do contrato de concessão
Maranhão	- Tarifa deve seguir os princípios do contrato de concessão

## **6 - Medida Provisória nº 735/2016 (Projeto de Lei de Conversão nº 29/2016)**

O relatório final da MPV quando publicado trouxe adicionalmente um artigo que altera três dispositivos da Lei do Gás (Lei 11.909/2009), alteração esta que não se encontrava na MPV antes da publicação do relatório. São elas:

*Art. 15. A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:*

*"Art. 46....*

*§ 4º O autoprodutor e o autoimportador, até a fixação da tarifa a que se refere o § 1º, devem pagar à concessionária estadual, desde o início da utilização do gás, o valor correspondente à mesma remuneração da tarifa de distribuição."(NR)*

*"Art. 47...*

*§ 3º O gás natural produzido e não entregue às concessionárias estaduais para a prestação do serviço público a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal, desde o início da sua utilização, deve ter seu volume medido antes ou após a unidade de processamento, de forma que o agente que retire qualquer quantidade do gás de circulação pague a remuneração à concessionária de serviço*

*de gás canalizado, podendo o Estado atuar conforme disposto no art. 2º e na alínea h do art. 5º do Decreto-Lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941.”(NR)*

Na prática, tais alterações terão as seguintes consequências:

Quanto ao §4º, inserido no Art. 46, como não é de interesse dos estados fixar a tarifa específica de valor menor que a tarifa convencional, o dispositivo confere um conforto para que a fixação da tarifa específica seja postergada indefinidamente, ou seja, o Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre ficarão obrigados a pagar a tarifa cheia indefinidamente enquanto o Estado não se motivar a definir a tarifa específica.

Quanto ao §3º, inserido no Art. 47, o efeito é praticamente anular o Art. 56 da Lei do Gás, que preservou o regime de consumo das refinarias e Fafens. Esta alteração permite alguns absurdos, tais como:

- i) cobrança de tarifa de distribuição pelo gás não entregue à distribuidora, ou seja, pelo gás entregue diretamente às refinarias e Fafens (amparado no Art. 56), gás entregue para *gas lift*, reinjeção em poços e talvez até o consumo próprio das UPGNs;
- ii) cobrança sem nenhuma contraprestação de serviço;
- iii) cobrança desde o início do consumo, o que pode gerar um passivo bilionário;
- iv) possibilidade de desapropriação de dutos de interesse restrito em nome do interesse público.

## **7 – Questões colocadas no Programa Gás para Crescer:**

- a. No sentido da harmonização das regulações estaduais e federal, quais os mecanismos que poderiam ser implementados?

Deveria haver uma tratativa entre o ente federativo e os entes estaduais no sentido de harmonizar o conceito estabelecido na constituição federal sobre a prestação de serviços locais de gás canalizado, uma vez que a falta dessa harmonização cria barreiras para o desenvolvimento da indústria. As diferentes regras estabelecidas por cada estado claramente demonstram diferentes interesses, criando uma instabilidade político-regulatória que inibe os investimentos na cadeia *upstream*, o que em última análise prejudica os interesses do próprio estado.

Como pode ser visto ao longo deste documento, o tratamento conferido pelos Estados à regulação dos serviços locais de gás canalizado, envolvendo inclusive, os aspectos relacionados aos AP, AI e CL é bastante diverso, havendo Estados que sequer possibilitam o exercício das prerrogativas previstas na Lei do Gás.

Assim, observa-se uma grande resistência para a implantação das referidas figuras, principalmente no tocante à fixação de uma tarifa que leve em consideração o princípio da especificidade.

Nesse sentido, o MME poderia buscar junto à Procuradoria Federal e à sua Consultoria Jurídica a forma correta de se interpretar o § 2º do Artigo 25 da Constituição Federal:

*"Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.*

*§ 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. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995)"*

No §2º do Artigo 25 está claro que o Estado pode explorar, diretamente ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, entretanto, não há nenhum texto que possa dar margem para interpretar que além de explorar o serviço o Estado deve também regulá-lo.

Dessa forma, em resposta à questão colocada no âmbito do Gás para Crescer, podemos dizer que o mecanismo que poderia ser implementado para harmonização das regulações estaduais e federal é um Decreto disciplinando o que é serviço local de gás canalizado e estabelecendo a competência do MME para regular esse serviço de maneira uniforme para todo o Brasil.

- b. Quais os incentivos ou condicionantes que poderiam ser propostos aos Estados para que façam os devidos aperfeiçoamentos no marco regulatório?

Priorização através da inclusão de áreas para licitação de blocos localizados em Estados onde a regulamentação é mais aderente à Lei do Gás no que diz respeito ao enquadramento do AP/AI e CLs, além da criação de estímulos de investimento nessas regiões, tais como linhas de crédito em condições mais vantajosas.

- c. 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?

Ver resposta ao item "a".

- d. 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?

Será mais relevante que o segmento de distribuição se repositone das seguintes formas: se preparando para realizar a gestão de suprimento por múltiplos fornecedores e como gestora de sua infraestrutura, antecipando a necessidade de desenvolvimento de múltiplos acessos à rede quer por parte de novos agentes (comercializadores e novos produtores), quer de clientes finais (ligação física).

- e. Quais serão os novos desafios para as distribuidoras na interação com uma eventual multiplicidade de agentes? Potenciais e pontos de atenção?

A abertura do mercado da Distribuição será por natureza disruptiva. O status quo atual, que se caracteriza por um monopólio de fato da Distribuidora, terá de ser alterado, sob pena do cliente final não sentir os efeitos positivos da liberalização. Deste modo, como primeiro passo, recomendar-se-ia a reorganização interna das distribuidoras, com separação funcional e contábilística das atividades de: (i) "Rede" (construção e exploração da rede de distribuição) que terá de se estabelecer para contratação dos acessos à rede pelos comercializadores novos entrantes; (ii) "Comercialização" (venda de gás a clientes finais), num pressuposto que será permitido à Distribuidora existente manter esta atividade.

- f. Quais medidas práticas de curto, médio e longo prazo poderiam ser implementadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural?

- (i) Curto Prazo => MME deveria fazer uma análise nas regulações estaduais e propor uma uniformização de acordo com a Lei do Gás, reconhecendo os AP/AI e CL (sem restrições de volume mínimo de consumo e prazo de carência), bem como as especificidades tarifárias. A implementação dessas medidas de uniformização estaria associada a incentivos para atrair os investimentos nos Estados, com o objetivo de se atingir competitividade internacional.
- (ii) Em até 24 meses => Da mesma forma que ocorre com o setor elétrico, seria necessário que a legislação fosse consolidada e assim a União tivesse plena competência sobre as diretrizes para o desenvolvimento do mercado competitivo de gás natural.

## ANEXO 5 – Harmonização entre o Setor Elétrico e o de Gás Natural

ITEM	COMENTÁRIOS
	<p>Como base para um modelo integrado entre o setor de energia e o de gás, a qualificação das partes envolvidas se mostra essencial. Empreendedores devem ter capacidade financeira e técnica para cumprir com seus contratos e também maturidade para exigir condições de contrato bem avaliadas e equilibradas entre as partes, como alocação de risco, valoração de penalidades e garantias e condições de contrato viáveis.</p>
<p>15. Com o aumento da liquidez do mercado global de GNL e perspectiva de diversificação de agentes e fontes de suprimento de gás natural nos próximos anos no Brasil, a lógica de comprometimento dos supridores de gás com a geração termelétrica merece ser revisitada.</p>	<p>Sim, pois no longo prazo o preço do GNL voltará a ser alto, dessa forma, haveria que avaliar o custo da produção local com um sistema de estoque versus o modelo de Terminais de Regás pontuais.</p>
<p>17. Se por um lado a falta prolongada de suprimento de gás natural em momentos de escassez hidrológica (e alto preço da energia elétrica no mercado spot) pode ser suficiente para inviabilizar financeiramente o negócio de geração termelétrica, por outro essa cláusula de penalidade transfere riscos de natureza estranha à indústria do gás, provocando grande resistência dos potenciais supridores.</p> <p><i>(I-a) Nesse sentido, qual seria a forma mais adequada de comprometer o supridor de gás natural ou GNL com a geração termelétrica? (I-b) Em caso de eliminação da cláusula de penalidade, deixando a cargo dos agentes a livre negociação das penalidades por falta de suprimento: (i) que tipo de penalidade podemos esperar que seja praticada? (ii) seria efetiva na atração de novos entrantes e na diversificação dos supridores? (iii) de que forma seriam ajustadas as estratégias de comprometimento de longo prazo com o suprimento, por exemplo em situações de escassez do insumo e/ou grandes mudanças nos preços internacionais de gás? (I-c) No caso de falha de fornecimento de GNL, a multa paga pelo supridor ao comprador praticada pelo mercado equivale ao valor da carga. É possível compatibilizar essa precificação da indisponibilidade do insumo, usual no mercado de GNL, com as penalidades relativas à indisponibilidade da usina termelétrica? Como? (I-d) Como distribuir as responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento (terminais de regaseificação, gasodutos de transporte, etc.)</i></p>	<p>A penalidade do setor elétrico por falta de fornecimento de energia deveria ser calculada de forma proporcional ao serviço prestado para não inviabilizar novos empreendimentos.</p> <p>As penalidades entre as partes (supridor de gás e agente gerador do setor elétrico) devem ser negociadas bilateralmente, inclusive entre o gerador termelétrico e o supridor de gás. Por mais que as penalidades possam ter algum descasamento de valor, este é um risco atrelado a venda de energia elétrica com fonte em gás e, assim, deve ser compartilhado entre as partes. Para isso, as partes devem ser qualificadas de forma adequada e firme para garantir que as negociações sejam apropriadas e equilibradas. O repasse integral de penalidades atreladas ao PLD poderiam não ser aceito pelos supridores de GNL, assim como a produção nacional teria dificuldade em absorver tal penalidade, já que existe um limite de responsabilidade em função do valor do seu contrato. De qualquer maneira, penalidades são necessárias.</p>
<p>18. Outro elemento são os prazos dos contratos de</p>	<p>Uma proposta para viabilizar a contratação direta</p>

<p>compra de energia elétrica (PPA) e de suprimento de gás natural (GSA), que são muito relevantes na financiabilidade dos projetos e na aderência entre os preços de energia elétrica e de gás natural.</p> <p><i>(II-a) 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? (II-b) Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a suprimentos alternativos de gás natural? (II-c) E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte "rolante" de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas? (II-d) Como adequar os prazos contratuais dos PPA (em geral mais longos) com a comprovação das reservas de gás natural praticadas na indústria de petróleo e gás natural?</i></p>	<p>de uma termoeletrica a um campo de gás seria através de contratos de suprimento com horizonte rolante, em que o prazo inicial do contrato de suprimento de gás seja calculado de acordo com as reservas disponíveis, com base no prazo de disponibilidade de gás caso a usina fosse despachada 100% do tempo (um mínimo poderia ser definido pelo agente regulador - ex. 10 anos). Conforme a geração efetiva da usina e conhecimento do potencial de gás, o contrato pode ser estendido anualmente para os próximos cinco anos, até o prazo máximo do PPA. 5 anos antes do fim do prazo fixo, o gerador teria a opção de solicitar a rescisão do PPA sem penalidade caso identifique que não possui reserva disponível para estender o prazo de suprimento e, conseqüentemente, honrar o PPA. Anualmente, ele poderia indicar continuidade do PPA pelos próximos 5 anos até o fim do prazo máximo do PPA. Isso permitiria a ANEEL organizar leilões de energia nova com antecedência para responder a demanda não suprida pelo PPA no caso de término antes do prazo máximo do PPA.</p>
<p>19. No caso de horizontes rolantes para comprovação do gás, o descasamento dos prazos do GSA e do PPA pode acarretar uma ampliação dos riscos relacionados à renegociação das condições de suprimento e dos preços, além do risco moral.</p> <p><i>(III-a) Como conciliar GSAs de curto ou médio prazo com PPAs de longo prazo? (III-b) A redução dos prazos dos PPAs poderia atenuar os riscos descritos, sem a necessidade de elevado esforço regulatório? (III-c) De que forma é possível compatibilizar o financiamento de longo prazo com prazos mais curtos de PPA e GSA? (III-d) Estariam os bancos dispostos a aceitarem um requisito de GSA com duração inferior ao PPA? (III-e) 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?</i></p>	<p>A solução de horizontes rolantes com critérios de prazo mínimo e aviso prévio de rescisão de contrato viável para organização de novos leilões mitiga estes riscos. É importante que haja prazo necessário para a amortização de investimento em infraestrutura.</p>
<p>20. Por fim, as cláusulas de indexação de contratos são igualmente importantes.</p> <p><i>(IV-a) O atual regramento de reajuste dos preços dos combustíveis nas parcelas fixa e variável das termelétricas (Portaria MME nº 42/2007) pode ser aperfeiçoado? De que forma? (IV-b) Quanto aos fatores que determinam os reajustes, permitir referências distintas para a parcela flexível e a inflexível contribuiria na negociação das condições de suprimento de gás?</i></p>	<p>Seria recomendável indexar em dólares reajustado mensalmente no mínimo a parcela correspondente ao aluguel da FSRU na parcela fixa. Contratos atrelados ao dólar podem favorecer financiamentos e reduzir preços, favorecendo a modicidade tarifária. Há um custo fixo referente a reserva de capacidade de regaseificação que é indexado a moeda e inflação americana, portanto é recomendável que este custo seja representado separadamente na</p>

	<p>parcela da receita fixa do CCEAR. No caso da fórmula atual de indexação do CVU, seria necessário incluir índice relativo a inflação americana.</p>
<p>21. O modelo de suprimento de gás natural é essencial para garantir a competição entre fornecedores e maior eficiência econômica na compra do recurso. Atualmente, nos leilões, os projetos de usinas termelétricas já participam “casados” com seu supridor de gás natural e ofertam um custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade fixos (pré-determinados). Nesse sentido, cabe esclarecer os seguintes pontos junto ao mercado:</p> <p><i>(V) Haveria benefícios em flexibilizar as declarações de CVU e de inflexibilidade nos leilões, permitindo distinção sazonal (e mesmo com maior granularidade) dos valores? Essa flexibilidade seria útil no processo de negociação do suprimento do gás natural?</i></p> <p><i>(VII-a) Quais as vantagens e desvantagens de um modelo que promova a realização de leilões de energia apenas por eficiência termelétrica, com a compra do gás sendo gerida por um comprador único e seu custo repassado aos consumidores? Seria esta (e suas variantes) uma alternativa eficiente? (VII-b) Como equacionar a adequada remuneração dos investimentos num modelo como esse? (VII-c) Como a forma de operação da usina pode impactar na remuneração dos custos operacionais (ex.: número de partidas, rampas, tempos de resposta, etc.)?</i></p>	<p>Há benefícios em flexibilizar as declarações de CVU e de inflexibilidade nos leilões, visto que, no processo de negociação do suprimento de gás, contratos de suprimento poderiam ser firmados.</p> <p>No âmbito do planejamento, entende-se que seria um benefício relevante para os agentes a possibilidade de declarações sazonais de CVU e de inflexibilidade nos leilões. Adicionalmente, entendemos que poderiam ser concedidas pelo ONS programação anuais de inflexibilidade por usina, desde que atendidas as condições de equilíbrio econômico contratuais vigentes. Tais arranjos facilitaram negociações de suprimento de gás, como também a viabilização de hedges, para mitigação da exposição ao preço spot internacional do GNL.</p> <p>No âmbito da operação, uma possibilidade seria estabelecer com antecedência prévia de, por exemplo, um ano, a redeclaração de um valor de inflexibilidade acima da originalmente contratada. Neste caso a redeclaração deve ser acordada bilateralmente entre o agente gerador e o ONS. Entre os benefícios deste arranjo podemos destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilidade para viabilizar de contratos de suprimento de gás;</li> <li>• Mitigando da exposição ao preço Spot do gás;</li> <li>• Facilita a logística de entrega.</li> </ul>
<p>22. Uma discussão fundamental no âmbito de um planejamento integrado é como fornecer sinais econômicos que fomentem investimentos com o melhor custo-benefício global, levando em conta a necessidade combinada de expansão da geração termelétrica, de transmissão de energia e da infraestrutura logística do gás natural, bem como os elevados investimentos envolvidos e as possibilidades e limitações inerentes a cada setor.</p> <p><i>(VIII-a) 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? (VIII-b) Quais fatores seriam determinantes para que esses leilões de fato</i></p>	<p>A proximidade com centro de carga ou região com restrição energética deve ser considerada nos leilões.</p> <p>Porém, leilões estruturantes com o foco em planejamento de infraestrutura regional de gás natural podem ser considerados. Seriam leilões de térmicas a gás atrelados a um leilão subsequente de gasoduto com o objetivo de desenvolver e viabilizar a expansão do mercado de gás regional. Este tipo de leilão seria organizado pela EPE com base nos estudos de mercado realizados pelo PEMAT, com definição prévia de região de interesse que possibilitasse que diferentes players do setor elétrico participassem.</p>

<p><i>contribuíssem para o desenvolvimento da indústria do gás, mantendo a competitividade da geração termelétrica? (VIII-c) Que outros modelos poderiam ser mais eficazes na coordenação da expansão da infraestrutura de gás e energia elétrica? (IX-a) Ainda nesse sentido, a formulação e incorporação de sinais locacionais que melhor reflitam a otimização os 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? (IX-b) E quanto à iniciativa de promover leilões regionais? (IX-c) Como relacionar os sinais locacionais aplicados nos leilões de energia elétrica aos sinais resultantes da tarifação de transporte de gás natural?</i></p>	
<p>26. Adicionalmente, o desenvolvimento de recursos de gás natural não associado podem agregar flexibilidade na logística de suprimento e viabilizar novas formas de contratação, podendo se constituir como instrumentos de redução dos custos de gás e geração termelétrica. <i>(X-a) Qual o ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica, para uma matriz elétrica que necessita, e continuará necessitando, de despachabilidade? (X-b) E nesse sentido, como revelar a justa precificação da flexibilidade do suprimento de gás natural?</i></p>	<p>O ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica depende do nível de diversificação e de interdependência entre as fontes para garantir a segurança energética do sistema. A flexibilidade pode ser calculada por meio de uma expectativa de custo operativo evitado.</p>
<p>27. Investimentos em estruturas de estocagem de gás natural podem ser muito úteis na otimização do uso dos recursos energéticos e para atenuar os efeitos da variabilidade da demanda, especialmente em um cenário de desverticalização da indústria do gás. <i>(XI-a) 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? (XI-b) Como compatibilizar o despacho termelétrico (flexível ou inflexível) com a entrega de cargas de GNL (discretas)?</i></p>	<p>(XI-a) Estocagem é fundamental como mecanismo de flexibilidade para o bom funcionamento do mercado competitivo de gás. Primeiro é importante mencionar que existem diferentes tecnologias de estocagem subterrânea que oferecem diferentes benefícios e a localização e dimensão dessas infraestruturas dependem das condições geológicas e proximidade com a rede de transporte de gás. Assim, para propor a melhor solução, o investidor de estocagem deve conhecer as necessidades dos clientes em termos de volume e taxa de injeção e retirada. Um ponto importante é que essa infraestrutura exige investimento significativo com necessidade de operação de longo prazo para garantir o retorno adequado dos investimentos. Por ser uma infraestrutura nova no Brasil, incentivos devem ser garantidos de modo que garanta a contratação de longo prazo garantindo a oferta dos benefícios ao setor de gás e a correta remuneração dos investidores em estocagem. (XI-b) A ESGN poderia ser utilizada para ajustar o gás inflexível a uma demanda flexível do setor elétrico sendo assim uma ferramenta adicional a</p>

	<p>oferecer flexibilidade aos operadores do setor elétrico. Colaboraria também com o dimensionamento adequado das infraestruturas de transporte que hoje são para o pico de consumo.</p>
<p>28. Ressalta-se que o despacho termelétrico “na base” também possui entraves devido à necessidade de manutenção da infraestrutura de E&amp;P, que resulta na sua indisponibilidade e penalidades, e da estratégia comercial de produção do petróleo. <i>(XII) Tendo isso em vista, seria necessária alguma regra especial de despacho para acomodar esta necessidade, ou a apuração usual de indisponibilidades é suficiente?</i></p>	<p>A apuração usual é suficiente. A compatibilização entre os planos de manutenção da infraestrutura de E&amp;P e da termelétrica podem ser coordenados com antecedência.</p>
<p>29. É reconhecido que as termelétricas fornecem serviços e produtos que poderiam ser tratados de forma separada, tais como segurança energética e elétrica, atendimento à ponta, acompanhamento da curva de carga. <i>(XIII-a) Como reconhecer os produtos e serviços oferecidos pelas usinas termelétricas, além do suprimento energético? (XIII-b) Como definir e precificar esses produtos e serviços de forma adequada? (XIII-c) De que forma seria possível incentivar a maximização dos benefícios intrínsecos a cada tipo de usina? (XIII-d) A expansão deve fomentar a especialização das usinas termelétricas, por serviço? (XIII-e) As ferramentas computacionais disponíveis necessitam de aperfeiçoamento para capturar estes serviços?</i></p>	<p>Os benefícios adicionais como serviços auxiliares, atendimento a ponta, etc. devem ser quantificados. Adequar a regulamentação para remuneração adequada destes serviços ajudaria a precificar corretamente os benefícios da termelétrica para o setor elétrico. Aprimoramentos de regras que estimulem eficiências e não apenas regras que penalizem ineficiências podem incentivar a maximização dos benefícios intrínsecos a cada tipo de usina. Além das ferramentas computacionais, as regras dos leilões devem contemplar tais benefícios.</p>
<p>30. Por fim, é evidente a importância de institucionalizar ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado de gás natural e energia elétrica, com o objetivo de demonstrar as sinergias e quantificar os benefícios dessa abordagem. <i>(XIV-a) Quais as principais características e aspectos de modelagem destas ferramentas? (XIV-b) Quais precisam ser adaptados ou desenvolvidos? (XIV-c) Quais as formas de incorporar essa abordagem na atual estrutura de ferramentas e planejamento dos setores?</i></p>	<p>A Integração entre suprimento energético (geração x transmissão), logística de transporte de gás são as principais necessidades e aspectos de modelagem destas ferramentas. Atualmente, não existem ferramentas de planejamento de domínio público que contemplem características peculiares do segmento de gás. O único modelo de domínio público é o modelo NEWAVE que representa as UTEs de forma simplificada. Seria interessante o mercado ter informações sobre a utilização das infraestruturas de gás, de forma a possibilitar a determinação de desenvolvimento potencial considerando restrições de infraestrutura. A transparência de informações é essencial para possibilitar a identificação de restrições de infraestrutura na cadeia do gás e possibilitar o planejamento de despacho.</p>

## **ANEXO 7 – Política de Comercialização do Gás de Partilha**

Classificamos como positiva a iniciativa de implementação de uma política de comercialização do gás da partilha, porém, cabe enfatizar que ela deve dar foco aos princípios e diretrizes que serão aplicados na sua implementação, independente de curvas de produção de gás, as quais comumente são suscetíveis às incertezas atinentes aos projetos de exploração e de desenvolvimento da produção de campos de petróleo.

Adicionalmente, a implementação de uma política de comercialização do gás da partilha deve priorizar a busca de um mercado competitivo, no qual todos os agentes concorrem em igualdade de condições de acesso ao mercado e percebem o preço formado livremente no ambiente competitivo.

É importante ressaltar que as projeções das Figuras 1 e 2 do Anexo VII – Política de Comercialização do Gás da Partilha – referem-se à produção prevista, segundo a PPSA, de gás natural associado para o polígono do pré-sal e a parcela de gás associado dos contratos de partilha, pertencentes à União, respectivamente. Desta forma, cabe destacar que os volumes apresentados não representam o volume potencial de gás a ser escoado pelos gasodutos e disponibilizado ao mercado, pois o gás associado produzido deve passar previamente por operações de tratamento para especificação de requisitos técnicos para transporte, como por exemplo desidratação, remoção de CO<sub>2</sub>, remoção de H<sub>2</sub>S e compressão, bem como atender à estratégia de desenvolvimento do campo, a qual deve estar focada na maximização do resultado econômico.

Assim, em alinhamento com o conteúdo apresentado no Relatório Técnico desta Consulta Pública, no item "O mercado de gás natural no Brasil", nas Figuras 1 e 2, entre as opções para destinação do gás a ser produzido nas áreas do Pré-Sal, destacamos:

- Rejeição no reservatório para manutenção da pressão (gerenciamento de reservatório) e para maximização da recuperação final de hidrocarbonetos do campo;
- Rejeição no reservatório da parcela rica em contaminantes do gás natural, majoritariamente CO<sub>2</sub>, evitando-se assim sua ventilação para atmosfera ou exportação para unidades de tratamento em terra;
- Utilização do gás como combustível para suprimento da demanda energética da plataforma;
- Exportação do excedente de gás produzido tratado para a costa brasileira, por meio de gasodutos, para comercialização.

Neste contexto, convém destacar o Decreto No 8.063, de 01/08/2013, o qual criou a empresa Pré -Sal Petróleo S.A. – PPSA e que define, no seu ANEXO, no Capítulo II Artigo 5º § 1º, que a sua finalidade é maximizar o resultado econômico dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União. É também fundamental que a política de comercialização de óleo e gás da PPSA seja

rápida e claramente estabelecida para viabilizar não somente os contratos de partilha como também em futuras rodadas de áreas unitizáveis que envolvam a PPSA.

Sendo assim, a decisão quanto a destinação do gás da Partilha deve seguir critérios técnico-econômicos que propiciem o melhor aproveitamento dos recursos energéticos da União. Em alguns cenários, a depender das características dos reservatórios e dos seus fluidos, exportar o gás pode não ser a opção mais vantajosa que maximiza o resultado econômico dos projetos.

Além dos aspectos supramencionados, e relação aos aspectos mercadológicos, ao ser aventado o uso do gás da União, com a intenção de “contribuir para a competitividade de segmentos industriais específicos” podemos ter os seguintes efeitos indesejados:

- Distorção do caráter liberalizante e competitivo da lógica do programa, gerando um ambiente de incerteza institucional e de conflito entre os agentes;
- Promoção de ineficiência econômica nas decisões de produção e consumo, com perda de renda para os agentes e para a economia como um todo;
- Perda de competitividade geral da indústria, ainda que beneficiando segmentos específicos. Vale registrar a perda de competitividade do Brasil no ranking das economias mundiais, caindo para a 81ª colocação em 2016. Uma queda de 33 posições nos últimos quatro anos (Fórum Econômico Mundial, 2016).
- Sinalização equivocada do desenvolvimento de um mercado secundário mediante incentivos artificiais;
- Redução da destinação de recursos para o Fundo Social (Art. 47º da Lei 12.351/2010) comprometendo a realização de políticas públicas envolvendo programas sociais (saúde, educação etc.).

Os efeitos supracitados podem comprometer alguns dos princípios e objetivos da política energética nacional, contidos na Lei No 9.478, de 6/08/1997, no Artigo 1º, entre eles: incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; promover a livre concorrência; atrair investimentos na produção de energia; e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Em qualquer circunstância, eventuais iniciativas que tenham como objetivo contribuir para dar mais competitividade a um segmento em particular, devem assegurar que benefícios específicos sejam atribuídos ao segmento beneficiado, e não ao gás em si, evitando que um mesmo produto (gás natural) seja ofertado em condições diferentes das estabelecidas pelo mercado. A experiência mostra que esta prática gera distorções difíceis de serem administradas.

## ANEXO 8 – Desafios Tributários

ITEM	COMENTÁRIOS
	<p>Sem prejuízo de se tratar de uma questão menos regulatório e mais fiscal, nota-se que a adoção de um Sistema de Entrada-Saída, com existência preferencial de uma zona única de balanço, facilitará a identificação dos volumes efetivamente associados a cada comercializador (de algum modo o discutido no ponto 19 do Anexo 8). Deixa-se o seguimento das soluções adotadas na Comunidade Europeia, em que com a recente implementação do Código de Rede de Balanceamento (Regulamento Europeu 312/2014), a separação da movimentação física face aos contratos de capacidade teve de ser atendida.</p>
<p>1. O Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) é um imposto de competência estadual, não-cumulativo, que incide sobre diversas operações, sendo que, na atividade de transporte de gás natural, incide sobre a operação relativa à circulação de mercadoria e sobre a prestação de serviço de transporte interestadual e intermunicipal.</p>	<p>Proposta de alteração no texto:</p> <p>1. O Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) é um imposto de competência estadual, não-cumulativo, que incide sobre diversas operações, sendo que, <del>na atividade de transporte</del> <b>no segmento</b> de gás natural, incide sobre a operação relativa à circulação de mercadoria e sobre a prestação de serviço de transporte interestadual e intermunicipal.</p>
<p>2. Mais especificamente, em uma operação comercial de gás natural com transporte físico, o ICMS incide sobre:</p> <p>i) as operações mercantis resultantes da circulação de gás natural entre produtor, refinador, transportador, carregador, distribuidor, revendedor e consumidores finais, podendo estar, inclusive, sujeito ao regime de substituição tributária; e</p> <p>ii) o transporte realizado pelo transportador ao carregador.</p>	<p>Proposta de isenção de ICMS para o gás natural vendido para as usinas termelétricas ou alternativa para a utilização dos créditos acumulados por estas empresas, tendo em vista as saídas de energia elétrica imunes de ICMS;</p>
<p>3. A cobrança do ICMS sobre a operação mercantil de comercialização de gás natural fundamenta-se no fato de que o conceito de mercadoria abrange o gás, já que é um bem móvel destinado à mercancia.</p>	<p>Encargos de Capacidade (capacity fee): Definição quanto à incidência, ou não, de ICMS sobre Take or Pay e Ship or Pay.</p> <p>Proposta: não tributação do ToP e SoP pelo ICMS porque não há ocorrência do fato gerador (circulação de mercadoria ou transporte interestadual).</p>
<p>7. Além disso, na legislação da indústria de gás natural, uma das modalidades previstas de acesso aos gasodutos de transporte denomina-se “troca operacional de gás natural”, também conhecida pela expressão em inglês swap. Em termos bem sintéticos, a troca operacional ocorre quando, considerando a existência de um contrato de movimentação de gás natural entre dois pontos na malha de transporte dutoviário,</p>	<p>SWAP Operacional: A tributação do ICMS do gás natural se dá na origem e é atrelada ao fluxo físico. Os carregadores e transportadores teriam dificuldades para emissão dos documentos fiscais, com risco de autuação por descumprimento da legislação.</p> <p><u>Proposta de alteração legislativa:</u> que o faturamento da venda do gás natural seja feito pelo fluxo contratual ao invés do fluxo físico. Com o intuito de possibilitar o acesso de novos agentes no mercado de gás natural,</p>

<p>há uma nova contratação para movimentação em sentido inverso ao fluxo físico existente, aproveitando, total ou parcialmente, o volume e/ou o percurso.</p>	<p>deve ser discutido com as Autoridades Governamentais e Fiscais a publicação de Protocolo ICMS que permita que a tributação do gás natural seja fundamentada: nos pontos de origem e destino previstos em contrato e/ou na programação de transporte realizada pelos carregadores;</p>
<p><b>Compartilhamento de Infraestrutura de Regaseificação e de cargas de GNL</b></p> <p>12. O tema ainda não foi devidamente aprofundado, haja vista que os esforços estão hoje concentrados no equacionamento das questões que envolvem as obrigações acessórias para as operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio do sistema dutoviário.</p>	<p>Definição do conceito da atividade de regaseificação por terceiros: Prestação de serviços (com incidência de ISS) ou Industrialização por encomenda (com incidência de ICMS).</p> <p>O conceito deve estar alinhado com o entendimento do STF e STJ sobre o assunto, ou seja:</p> <p>a) o ISS não incide nas operações de industrialização sob encomenda de bens e produtos que serão utilizados como insumos em processo de industrialização ou de circulação de mercadoria, pois incidirá o ICMS. Neste caso, deve ser avaliada a possibilidade de suspensão do ICMS e IPI.</p> <p>b) Por outro lado, quando o produto industrializado sob encomenda for destinado para uso da própria empresa encomendante na qualidade de consumidora final, incidirá o ISS.</p> <p>O compartilhamento da infraestrutura de regaseificação de GNL requer ajustes nas normas tributárias nos âmbitos federal e estadual. Tais ajustes devem levar em consideração o regramento aduaneiro a ser respeitado em qualquer operação de importação. No âmbito federal, o regramento atual reflete uma realidade onde a Petrobras é o único agente importador, que realiza a atividade de regaseificação em estabelecimentos de sua titularidade, considerados recintos alfandegados pela Receita Federal. Ao se discutir um modelo de compartilhamento dos terminais, é importante estabelecer quais serão as responsabilidades dos importadores e dos agentes regaseificadores ao longo da operação.</p> <p>Na medida em que o “Gás para Crescer” sinaliza para a possibilidade de que “cada agente é responsável pela nacionalização de sua carga”, é importante que sejam avaliados os critérios de despacho aduaneiro previstos na Instrução Normativa (IN) da Receita Federal 1.282/2012.</p> <p>No âmbito das normas estaduais, a princípio, seria desejável que todos os Estados que abrigam terminais de regaseificação adotassem procedimentos e interpretações semelhantes para a operação. Dentre os principais temas a serem uniformizados destacamos:</p> <p>i. a possibilidade de concessão, em todos os Estados, de diferimento do ICMS da Importação para o momento de saída do gás dos terminais;</p> <p>ii. necessidade de estabelecer regras específicas para o registro do estoque do GNL, inerentemente sujeitos a grandes variações;</p>

	<p>iii. necessidade de reconhecer o compartilhamento de cargas de GNL de diferentes agentes em um mesmo tanque a partir de controles de entradas e saídas, reconhecendo a fungibilidade do produto;</p> <p>Adicionalmente, é importante lembrar que, a depender do perfil de consumo de um agente importador, a carga importada em um navio pode ser consumida ao longo de dias, semanas ou meses. Na ausência de facilidades de estocagem GNL, é desejável que os agentes envolvidos realizem trocas constantes. Em outras palavras, como os terminais recebem apenas um navio metaneiro por vez, os diversos usuários podem ser obrigados a trocar as cargas de GNL ao longo dos dias de forma a assegurar o fornecimento constante. Portanto, para permitir que tais operações sejam realizadas, é necessário ainda que a legislação do ICMS comporte as seguintes peculiaridades:</p> <p>i. reconhecimento da realização de trocas simbólicas de estoque de GNL ao longo do mês, com recolhimento do tributo apenas sobre o saldo líquido mensal dos volumes “emprestados” entre os agentes;</p> <p>ii. reconhecimento de um descasamento entre o estoque disponível para determinado agente e o estoque físico efetivamente observado nos terminais.</p>
<p>13. No entanto, preliminarmente, já é possível identificar que os desafios tributários para o compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL envolvem obrigações acessórias nos âmbitos federal e estadual, e ainda obrigações principais no que se refere ao ICMS.</p>	<p>Regulamentação, via instrução normativa da Receita Federal, do desembarço aduaneiro do GNL, levando em conta as suas especificidades. Hoje o uso da mercadoria (regaseificação) ocorre antes do desembarço aduaneiro.</p>
<p><b>Tratamento para as operações interestaduais e para o gás natural importado</b></p> <p>15. Está em curso, sob a liderança do Fórum dos Secretários em Assuntos de Energia, com apoio técnico e jurídico da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), uma discussão que busca endereçar os desafios tributários relativos ao ICMS na importação de gás natural, nas operações interestaduais.</p>	<p>Proposta de alteração no texto:</p> <p><b>Tratamento para as operações de importação interestaduais e para o gás natural e GNL importado</b></p> <p>Importação de Gás: Definição do Estado para qual deve ser recolhido o ICMS da importação de gás: do estabelecimento onde se efetuou o despacho aduaneiro de importação ou do estabelecimento importador do produto.</p> <p>Recomendamos um posicionamento uniforme por parte dos Estados em relação a incidência de ICMS sobre a importação de gás natural e do GNL em relação ao estabelecimento que deverá recolher o presente tributo.</p>
<p>19. Ao permitir o descasamento entre o fluxo físico e o contratual, a proposta considera a implementação de um sistema de controle de movimentação que permitirá a auditoria fiscal dos volumes movimentados informados. Vale</p>	<p>Proposta de alteração no texto:</p> <p>19. Ao permitir o descasamento entre o fluxo físico e o contratual, a proposta considera a implementação de um sistema de controle de movimentação <del>que permitirá a auditoria fiscal dos volumes movimentados informados.</del> Vale ressaltar que esses volumes</p>

<p>ressaltar que esses volumes corresponderão àqueles efetivamente medidos nos pontos de recebimento e de entrega.</p>	<p>corresponderão àqueles efetivamente medidos nos pontos de recebimento e de entrega.</p>
<p>20. O conhecimento sobre o tema permitirá ainda a proposição de solução para o caso de eventual implementação do sistema de entrada e saída para o transporte de gás natural, em que uma das características é a independência da contratação da capacidade de entrada e de saída, de modo que o contrato não mais estabelece fluxo (origem e destino simultaneamente) para o gás natural na malha de transporte.</p>	<p>A solução parece contornar o problema verificado atualmente e atende aos pressupostos de multiplicidade de agentes e otimização da capacidade de transporte instalada.</p> <p>Todavia, é importante conciliar o conteúdo do Protocolo com as premissas do Programa "Gás Para Crescer" detalhadas no Anexo 2, que tratou de modelo de Tarifação por Entradas e Saídas. A princípio, ressaltamos que a tarifação do serviço de transporte de forma segregada entre entrada e saída não pode desnaturar o conceito de "serviço de transporte" e seus reflexos sobre a tributação do ICMS.</p> <p>Cabe mencionar o Artigo 730 do Código Civil (Lei 10.406/2002) que trata dos contratos de transporte (grifamos):</p> <p>"Art. 730. Pelo contrato de transporte alguém se obriga, mediante retribuição, a transportar, de um lugar para outro, pessoas ou coisas."</p> <p>Portanto, ainda que a tarifa de transporte seja definida por componentes de entrada e saída, é importante que o modelo proposto seja capaz de estabelecer critérios para que se identifique a origem e o destino do gás e que o contrato de transporte atenda aos requisitos legais e traga informações nesse sentido.</p> <p>Como desdobramento, a norma tributária define que o ICMS sobre o transporte deve ser recolhido para a unidade federada onde se inicia a operação (Lei Complementar 87/1996, Art. 11, II, a). Portanto, ainda que o valor da tarifa de transporte seja definido por componentes de entrada e saída, suportados por diferentes agentes, é importante lembrar que a legislação vigente prevê o recolhimento para o Estado onde se inicia a prestação.</p> <p>Adicionalmente, é oportuno lembrar que, pela norma vigente, para cada operação de transporte, o prestador de serviço emite um único Conhecimento de Transporte Eletrônico (CT-e). A menos que sejam promovidas alterações adicionais na legislação tributária, hoje não é possível a emissão de dois CT-e (um para a entrada e outro para a saída) para agentes distintos.</p> <p>Entendemos que as propostas dos Anexos 2 e 8 são conciliáveis. Contudo, chamamos a atenção para que as questões aqui levantadas sejam devidamente endereçadas de forma a se evitar possíveis contradições entre os diferentes regramentos.</p>
<p><b>Demais Desafios Tributários</b></p> <p>21. Conforme indicado acima, os desafios tributários para o compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL não foram ainda devidamente aprofundados,</p>	<p>Falta estabelecer prazo mais claro e informar proposta do Governo.</p>

<p>o que somente poderá ocorrer após a conclusão das tratativas para o equacionamento das questões que envolvem as obrigações acessórias para as operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio do sistema dutoviário</p>	
<p><b>Tratamento para as operações interestaduais e para o gás natural importado</b></p> <p>22. No que tange ao tratamento para as operações interestaduais e para o gás natural importado, há uma discussão em curso sob a liderança do Fórum dos Secretários em Assuntos de Energia, com apoio técnico e jurídico da Abegás.</p>	<p>As operações interestaduais também deveriam ter uma única alíquota para fins de maior previsibilidade e redução da complexidade.</p> <p>Ainda sobre as cargas de GNL, elas dependem de embarcações próprias para ingressarem no país e a legislação vigente (art. 376, II do Decreto 6.759/2009 e art. 56, II da IN 1600/15) não traz a clareza necessária para o ingresso delas sob a condição de suspensão de tributos para uso econômico. A legislação deve ser revista para que seja incluído expressamente o termo embarcação. Ademais, considerando a evolução do mercado, o prazo de 2020 deve ser revisto para frente.</p>
	<p>23. Muitos projetos possuem sua viabilidade comercial comprometida pelo alto custo tributário associado a estrutura de evacuação de gás (gasodutos, plantas de processamento e liquefação de gás). Faz-se necessário criar benefícios para possibilitar o desenvolvimento deste projeto. Enquanto o mercado nacional caminha para o crescimento da Indústria de Gás, o desenvolvimento de áreas com predominância deste hidrocarboneto não deveria ser prejudicado, ainda que o foco seja a exportação, tal qual ocorre com o petróleo. Desta forma, propõe-se que as análises de habilitação de enquadramento no REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – sejam mais ágeis, bem como os tributos não abarcados por este regime no âmbito federal (II e IPI) tenham suas alíquotas revistas. A negociação de um convênio para a indústria do gás igualmente faz-se necessária.</p>