

Programa Gás para Crescer

Contribuições da Petrobras sobre as proposições

Este documento apresenta um resumo das contribuições da Petrobras no âmbito do Gás para Crescer, tendo com base o Relatório Técnico referente às “Diretrizes Estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil”, disponibilizado para consulta pública em 03/10/2016 pelo MME.

As contribuições mais detalhadas da Petrobras sobre as propostas de cada frente de trabalho encontram-se em anexo a este documento.

Cabe frisar que, dado o nível de maturidade do tema diante da complexidade de cada uma das frentes de trabalho, seria necessário um debate mais extenso para possibilitar a operacionalização da proposta apresentada, existindo ainda vários pontos de indefinição. Assim, a Petrobras interpreta o documento do Gás para Crescer como uma base geral de formulação de diretrizes para um novo mercado de gás natural.

De forma resumida, o posicionamento da Petrobras sobre as proposições de cada uma das frentes de trabalho está descrito a seguir:

1. Comercialização de gás natural, com ênfase na competição na oferta e no incentivo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)

“Proposições: Adoção de medidas que possibilitem: (i) implementação de medidas de estímulo à competição: implementação de medidas que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural, entre elas programas de gas release e limitação ao self-dealing, proporcionando a existência, em escala nacional, de múltiplos comercializadores, garantindo que os agentes de mercado efetivamente negociem contratos bilateralmente; (ii) estímulo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade): mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos.”

A Petrobras concorda com esta proposta com ressalvas. Os pontos destacados são relativos ao: (i) programa *gas release* nos termos propostos no Anexo 1, em que a Petrobras considera desnecessário um programa de venda obrigatória pelo incumbente, dado o atual posicionamento estratégico da Companhia de redução de *market share* e (ii) mecanismo de desverticalização completa proposto no Anexo 1 para limitação ao *self-dealing*, em que a Petrobras entende que o fortalecimento da fiscalização é suficiente para atingir tal objetivo.

2. Tarifação por entradas e saídas

“Proposição: Implantação de sistema tarifário de Entrada-Saída no transporte de gás natural: e sua relação com os incentivos à maximização do volume transportado pelos gasodutos, à luz da experiência internacional.”

A Petrobras concorda com esta proposição, entendendo ser um mecanismo eficiente de promoção de mercado já adotado em outras regiões no mundo, e reforça a importância desse sistema integrar toda a malha de transporte brasileira interligada num único Hub Virtual, de maneira a incentivar a entrada de novos agentes no mercado brasileiro e promover maior liquidez de transações comerciais.

3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais para a concorrência (aplicação da *essential facilities doctrine*)

“Proposição: Adoção de medidas que possibilitem: (i) regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação: aplicação da essential facilities doctrine. A negativa de acesso a esse tipo de instalação pode impactar na concorrência a montante da cadeia. Desta forma, a essential facilities doctrine impõe aos titulares de instalações essenciais o dever de negociar com seus competidores. Esta doutrina foi implantada pelos Estados Unidos da América. Sua origem é o caso Terminal Railroad Combination, de 1912. Seu princípio é de que a recusa de acesso pode constituir um abuso da posição dominante por parte do incumbente; (ii) regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado. Tal medida visa incentivar a oferta do serviço de movimentação por parte de terceiros, o que pode segregar o risco na cadeia de valor do gás natural, além de permitir o compartilhamento dos custos de escoamento do gás natural entre os agentes da exploração e produção, potencialmente reduzindo o custo unitário de disponibilização do gás natural no mercado.”

A Petrobras concorda com esta proposta com ressalvas, reforçando que, desde que sejam caracterizadas como essenciais, a regulação para compartilhamento dessas infraestruturas deve prever que esse acesso seja negociado e não discriminatório. A regulação deveria prever, ainda, que haja preferência de acesso pelo portfólio de E&P do investidor proprietário da infraestrutura e que se respeite a distinção entre a Planta de Processamento de Gás e a Instalação de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (LGN), uma vez que esta última não deve ser caracterizada como infraestrutura essencial, pois o fracionamento dos líquidos em etano, propano, GLP e C5+ é uma decisão individual de cada agente e deveria ser negociado livremente entre as partes, a exemplo do que ocorre nos EUA.

Vale destacar que as proposições dos Anexos 1 e 3 possuem direcionamentos distintos com relação ao compartilhamento de infraestruturas essenciais. A Petrobras concorda com o

posicionamento do Anexo 3, onde é proposto que o acesso a terceiros às infraestruturas de escoamento e transferência, tratamento e processamento e terminais de GNL seja negociado e com previsão de atuação de árbitro independente em casos de conflito. Conforme melhor detalhado nas contribuições da Petrobras acerca do Anexo 3 do programa Gás para Crescer (Anexo IV), a função do árbitro independente é garantir que o processo seja não discriminatório, com objetividade e transparência. No entanto, ressalta-se que, primeiramente, é necessário analisar a real essencialidade destas infraestruturas para acesso ao mercado e, a partir daí, buscar uma regulação que interaja de forma apropriada com o modelo regulatório de transporte e que se adeque às especificidades dos ativos e à realidade brasileira, sendo o acesso via negociação a melhor opção neste caso.

4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal

“Proposição: Adoção de medidas que visem o aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados por meio da adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade participação, transparência, accountability, autonomia, previsibilidade.”

A Petrobras concorda com esta proposição reforçando a importância e urgência da incorporação pela regulação estadual dos princípios que norteiam o Consumidor Livre (CL), Autoprodutor (AP) e Autoimportador (AI). Também vale ressaltar que alguns estados não reconhecem o Art. 56 da Lei do Gás que preservou o regime de consumo (transferência interna do gás, sem a participação da distribuidora) das refinarias e fábricas de fertilizantes que consumiam gás na data de publicação da Lei (março/2009). Tais distorções promovidas pelos Estados imprimem insegurança regulatória no mercado de gás natural, visto que os agentes desse setor têm a competitividade no negócio diretamente afetada por custos adicionais aos previstos na Lei do Gás.

Um ponto que deveria ser perseguido pelo MME é a correta definição do que é o “serviço local” de gás canalizado presente no §2º do Art. 25 da Constituição Federal (reproduzido abaixo).

“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.”

Pela redação do §2º do Art. 25 da Constituição Federal, deveria haver uma Lei Federal para promover essa definição, situação que não ocorreu até hoje. Na inexistência de uma diretriz de nível federal, vários Estados editaram Leis com o objetivo de fechar o mercado de gás exclusivamente para atuação da distribuidora, criando empecilhos para entrada e atuação de novos agentes (autoprodutores, autoimportadores, comercializadores e consumidores livres) em sentido radicalmente oposto aos princípios de abertura e diversificação do mercado de gás propostos pelo Programa Gás para Crescer.

A solução ideal para contornar esse problema e garantir a abertura do mercado para atuação de vários agentes seria a de que o setor de gás natural passasse a ser regulado no âmbito federal, mantendo-se o monopólio para a exploração do serviço de distribuição nos Estados.

5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural

“Proposição: Estímulo à competitividade do gás natural frente a outros energéticos por meio da efetivação de mecanismos que fomentem o fornecimento de gás natural por novos ofertantes; bem como a transparência na formação dos preços e a coordenação do planejamento e da regulação em todas as etapas da cadeia de suprimento.”

A Petrobras concorda com esta proposição, entendendo que tal frente representa o objetivo maior do Programa Gás para Crescer e que as medidas propostas por todas as frentes de trabalho do Programa devem convergir para atingimento desse propósito de promoção da competição no mercado de gás natural.

6. Harmonização entre os setores elétrico e de gás natural

“Proposição: Revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico: rediscussão sobre as penalidades do setor elétrico transferidas ao carregador em caso de falha no fornecimento de gás; revisão da exigência de demonstração imediata de lastro de gás para todo o período contratual no setor elétrico, que impõe barreira à entrada de projetos de térmicas a gás; possibilidade de que as usinas térmicas operem na base do sistema de geração elétrica, funcionando como âncora para os investimentos no setor.”

Inicialmente, cumpre esclarecer que a Petrobras compartilha do entendimento da Nota elaborada pela equipe técnica da EPE de que há necessidade de uma maior harmonização entre os setores de gás natural e de energia elétrica em uma visão de futuro na qual o gás natural será necessário e a matriz elétrica será distinta da atual. Para melhor harmonização dos setores de gás natural e energia elétrica, três barreiras são abordadas e que devem ser superadas:

- Busca por uma alocação equilibrada de risco entre os setores elétrico e de gás natural;
- Busca por um modelo de suprimento de gás natural que melhor atenda às necessidades de ambos os setores;
- Busca por um planejamento integrado gás-eletricidade, no intuito de aproveitar a expansão termelétrica para propiciar o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural.

A discussão para uma melhor harmonização dos setores de gás e energia elétrica passa por propostas que afetarão o setor elétrico e os agentes desta cadeia. A Petrobras, nesta contribuição, abordará itens em busca de melhorias para ambos os setores, sabendo que no setor elétrico existe uma ampla discussão para mudanças e aprimoramentos, por meio de Projetos de Lei e de uma Chamada de P&D da ANEEL cujo tema é “Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro”. Observa-se que instituições que atuam nesta iniciativa (MME, EPE e ANP) deverão integrar suas propostas com as mudanças que irão ocorrer no setor elétrico.

A Petrobras, por meio desta Consulta Pública, entende que os aprimoramentos dos setores de gás natural e de energia elétrica passam por quatro abordagens principais, que podem ajudar a dar encaminhamento para alguns dos questionamentos acima citados, garantindo uma maior harmonização entre as indústrias de gás natural e energia elétrica e pavimentando um caminho importante de regras mais racionais do ponto de vista econômico, de forma a fortalecer a credibilidade destes importantes segmentos junto ao mercado financeiro, quais sejam:

- **Unificação dos Leilões de Energia Nova e Energia Existente para o produto termelétrico**, promovendo maior competição entre os agentes e evitando as frequentes distorções de preços entre os leilões. Tais distorções vêm penalizando fortemente os empreendimentos existentes, dificultando sua viabilidade econômica. Este ponto é bastante relevante, sobretudo, pelo fato dos custos associados à infraestrutura de gás não fazerem distinção entre energia nova e velha. O modelo atual, ao mesmo tempo em que cria condições para a expansão do sistema com usinas novas, tende a inviabilizar a continuidade das usinas existentes;
- **Separação de Lastro e Energia**, com a contratação do lastro termelétrico sendo realizada por meio dos leilões, de maneira semelhante ao que ocorre atualmente, porém com a possibilidade de indexação do CVU das usinas a gás ao preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro. A contratação da energia poderá ocorrer a partir de contratações bilaterais ou leilões de curto, médio ou longo prazo, com preço estabelecido a partir da competição entre os ofertantes. Esta alternativa permite a harmonização entre os interesses dos investidores em infraestrutura, os quais tendem a preferir contratos de longo prazo para amortizar seus investimentos, e os dos fornecedores de combustível, que geralmente veem em contratos flexíveis de longo prazo excessivo risco;
- **Mitigação do risco do suprimento de gás**, principalmente aqueles relacionados aos problemas logísticos do GNL (detalhados no Anexo VI), por meio da existência de uma função de coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico. Esta função pode ser desempenhada pelo Agente Central de Transporte (conforme detalhado no Anexo III) em articulação com o Operador Nacional do Sistema, definindo as melhores soluções de atendimento para o nível de segurança

estabelecido para o Setor Elétrico. O maior desafio para o modelo proposto é estabelecer mecanismos de governança que regulem adequadamente esta atividade, evitando situações que prejudiquem a competição no mercado de gás. Uma alternativa para mitigação do risco de suprimento seria a criação de um mercado de energia elétrica via oferta de preços, em que cada agente termelétrico tem autonomia na sua decisão de despacho e se remunera a partir dos preços de curto prazo da energia. A adoção deste modelo dependeria, entre outras coisas, da existência de sistemas físicos de estocagem (de gás ou GNL) que pudessem ser usados pelos agentes de forma individual, não sendo possível sua implementação no curto e médio prazos;

- **Leilão de energia considerando os atributos das usinas**, de forma a dar sinais econômicos corretos, que garantam remuneração adequada para os ativos termelétricos. O aperfeiçoamento dos leilões deve considerar atributos como: segurança elétrica, despachabilidade e segurança energética. No entendimento da Petrobras, a adequada valoração desses atributos levará a uma maior participação de geração termelétrica a gás natural na base, conciliando a necessidade de segurança energética requerida pelo Setor Elétrico, com as características de produção de gás associado.

7. Gestão independente integrada, planejamento e outorga do sistema de transporte e instalações de estocagem

“Proposição: Adoção de medidas que possibilitem: (i) promoção da independência comercial e operacional dos transportadores: não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assuma a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade. Inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural; (ii) instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, instalações de armazenamento e estocagem de gás natural; (iii) implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema; (iv) implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte: esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta; (v) aumento da transparência, com a disponibilização de informações atuais, fidedignas e de fácil acesso, especialmente em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros; (vi) busca pela redução de custos de transação da cadeia de gás natural, por meio da

disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor; (vii) formação de pontos virtuais ou físicos de negociação (hubs) de gás natural: desenvolvimento de hubs de negociação, de modo a facilitar a comercialização do gás natural; (viii) criação de mercado secundário de gás natural: mecanismo de mitigação do risco da entrega física do gás natural, ao qual possam recorrer tanto produtores quanto consumidores de gás natural para assegurar o cumprimento dos contratos; (ix) revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que deverá considerar as instalações de armazenamento e estocagem; (x) revisar o modelo de planejamento e outorga para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural; (xi) estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de supridores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.”

A Petrobras concorda com esta proposição e ressalta que um aspecto relevante a ser discutido é a governança desta gestão independente, de maneira a garantir a imparcialidade e independência técnica da mesma, a representatividade dos agentes de mercado e sem implicar riscos adicionais, perda de autonomia em decisões individuais ou qualquer outro tipo de evento que possa acarretar falhas de mercado. Também vale reforçar a importância de o sistema contemplado nesta gestão independente integrar toda a malha de transporte brasileira interligada num único Hub Virtual, de maneira a incentivar a entrada de novos agentes no mercado brasileiro e promover maior liquidez de transações comerciais.

8. Política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha

“Proposição: Elaboração de resoluções do CNPE para a política de transição e a política de longo prazo. No caso da política de transição deverão ser consideradas as seguintes diretrizes: i) prioridade de abastecimento do mercado nacional; ii) adoção de referências paramétricas típicas de mercado; iii) minimização dos riscos da União associados à atividade de comercialização; e iv) autonomia do agente comercializador.”

A Petrobras concorda parcialmente com tal proposição, ressaltando que a parcela de gás da Partilha pertencente à União deve ter as mesmas condições de acesso ao mercado que os outros agentes com base em critérios técnico-econômicos, sob pena de sinalizar equivocadamente a criação e/ou manutenção de um mercado com base em incentivos artificiais, causando perturbações ao funcionamento do mercado competitivo.

Adicionalmente, a destinação do gás da partilha deve ter como objetivo a maximização de seu resultado econômico e, para tanto, diversos fatores devem ser avaliados, tais como a

necessidade de reinjeção de gás para manutenção de pressão de reservatório, a impossibilidade de exportação de gás ocasionada pelo alto teor de contaminantes, a utilização de gás para consumo próprio das unidades estacionárias de produção, entre outros.

9. Desafios tributários

“Proposição: Adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural, ao compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL e às operações interestaduais e de importação.”

A Petrobras concorda com esta proposição, ressaltando que é importante conciliar o conteúdo do Protocolo que está sendo discutido no âmbito do CONFAZ com o modelo de transporte por entrada e saída, uma vez que não se devem desnaturar o conceito de “serviço de transporte” e seus reflexos sobre a tributação do ICMS.

10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas

“Proposição: Coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas. O tema está sendo tratado no âmbito do Comitê Técnico Bilateral Brasil-Bolívia, ou em outros fóruns conforme o caso.”

A Petrobras concorda com esse posicionamento. No entanto, cabe ressaltar a importância de a ação do MME junto ao Governo Boliviano culminar em um acordo entre ambos os países com as bases, regras gerais e padronização de contratos que viabilize que os diferentes agentes brasileiros interessados possam negociar diretamente com a YPF contrato de suprimento do gás boliviano.

O maior detalhamento das contribuições da Petrobras sobre o conteúdo dos Anexos de cada frente de trabalho do Programa Gás para Crescer segue em anexo a este documento, conforme listado a seguir:

Anexo I: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 1 (Comercialização de Gás Natural)

Anexo II: Contribuições da Petrobras sobre Transporte: ANEXO 2 (Tarifação por entrada e saída) e ANEXO 6 (Gestão independente integrada do sistema de transporte de gás natural)

Anexo III: Proposta para um novo desenho de mercado para o setor de gás natural - IBP

Anexo IV: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 3 (Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais)

Anexo V: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 4 (Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural)

Anexo VI: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 5 (Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica)

Anexo VII: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 7 (Política de Comercialização do Gás de partilha)

Anexo VIII: Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 8 (Desafios Tributários)

Anexo I

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 1 (Comercialização de Gás Natural)

Este documento foi dividido na análise dos 5 pontos relevantes registrados no Anexo 1 do Programa Gás para Crescer.

A) Acesso a dutos de escoamento de produção, unidades de processamento de gás natural e terminais de regaseificação de gás natural liquefeito/aplicação da *essential facilities doctrine*

O Anexo 1 destaca que a atual ausência de obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento de produção, às unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e aos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (terminais de GNL) constitui-se barreira de entrada de novos agentes ao mercado brasileiro, tornando-se necessária a adoção do acesso obrigatório para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil.

A Petrobras entende que é necessário, primeiramente, analisar a real essencialidade destas infraestruturas para acesso ao mercado e, posteriormente, construir um modelo regulatório que permita harmonização com a legislação para o transporte de gás natural e que seja adequado às especificidades dos ativos e à realidade do mercado brasileiro. Sendo caracterizadas como infraestruturas essenciais, a regulação de acesso ao escoamento e processamento e aos terminais de GNL não deve ser promovida via acesso obrigatório, permitindo-se às partes negociar as condições de contratação, com previsão de atuação de árbitro independente com a função específica de garantir que o processo seja não discriminatório, com objetividade e transparência, conforme melhor detalhado nas contribuições da Petrobras acerca do Anexo 3 do Gás para Crescer (Anexo IV).

Dutos de escoamento e UPGNs são, em grande parte, função dos projetos de E&P das empresas produtoras, dimensionados para atender a uma expectativa de produção com características específicas e volume variável no tempo. As flexibilidades e garantias de rotas de escoamento desenvolvidas por uma empresa ou consórcio de empresas no âmbito de um projeto são essenciais para viabilizar a mitigação de riscos inerentes à atividade, bem como possíveis otimizações futuras de operação e portfólio, o que inclui também a negociação de acesso de terceiros a essas infraestruturas, com o intuito de reduzir custos e/ou compartilhar riscos. O acesso regulado obrigatório traria potencial para a criação de obstáculos e a elevação do risco de retorno dos investimentos. Adicionalmente, há que se considerar que atualmente a produção de gás natural no Brasil é majoritariamente associada à produção de óleo e, portanto, uma eventual restrição ao escoamento de gás traria risco imediato à produção de petróleo do país.

O Anexo 1 afirma que a grande maioria de produtores privados tem que vender seu gás para a Petrobras antes da etapa de transporte dada a impossibilidade de acesso à infraestrutura de escoamento e processamento. Neste contexto, há que se considerar que tal decisão dos demais produtores deve-se a um conjunto de motivos além da não-obrigatoriedade de acesso. A venda do gás muitas vezes ocorre no limite da infraestrutura de escoamento dos produtores, visto que, de acordo com a Resolução ANP nº 17/2010, há uma vedação na prestação de Serviços de Processamento de Gás Natural a produtores de gás natural, questão melhor detalhada no documento com as contribuições da Petrobras ao Anexo 3 do Gás para Crescer (Anexo IV). Além disso, a venda do gás para a Petrobras na “cabeça de poço” apresenta ao produtor privado a vantagem de não se expor a riscos de mercado (principalmente de volume, dada as variabilidades da produção de gás *vis-à-vis* os compromissos firmes dos contratos de venda de gás) que, nas condições atuais, precisam ser inteiramente absorvidos pelo incumbente. Vale ressaltar também a isenção de responsabilidade pelos investimentos necessários na infraestrutura.

O Anexo 1 também destaca que o acesso obrigatório aos terminais de GNL é tão importante quanto ao escoamento e processamento, de forma a proporcionar alternativas de fontes de suprimento e maior diversidade de agentes atuantes no mercado. Cabe aqui apontar que a Petrobras vem trabalhando há mais de 3 anos na busca de compartilhar sua infraestrutura de GNL e os principais empecilhos encontrados estão relacionados sobretudo às dificuldades de compatibilizar a logística de GNL com a alta volatilidade da demanda termelétrica, dada a estocagem limitada (apenas operacional) que os navios de regaseificação possuem. Também vale destacar que, mesmo equacionadas essas dificuldades, ainda são necessárias regras bem estabelecidas sobre o acesso à infraestrutura de transporte e alterações nas regras tributárias para recolhimento de ICMS, desvinculando fluxos físico e fiscal. Essas dificuldades também estão melhor detalhadas nas contribuições da Petrobras ao Anexo 3 do Gás para Crescer (Anexo IV).

Por esses pontos, a proposta da Petrobras de solução para o acesso a dutos de escoamento de produção, UPGNs e terminais de GNL é por meio de negociação.

B) Desverticalização completa como medida estrutural para evitar a prática de *self-dealing*

O Anexo 1 enfatiza que a Petrobras, por possuir participação em vinte Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) via Gaspetro e BR Distribuidora, e outros agentes também integrados nessa cadeia, influenciariam as decisões de aquisição de gás natural, podendo priorizar a compra de gás próprio em detrimento de outros fornecedores e praticar *self-dealing*, gerando conflito de interesses. Para evitar essa prática, é apontada a necessidade de desverticalização completa, em que o produtor não possuiria participação nas CDLs.

Entretanto, no caso específico da Petrobras, é preciso observar que a gestão das CDLs com participação da Gaspetro é colegiada, sendo necessária anuência dos demais sócios sobre qualquer decisão de aquisição de suprimento; além disso, a recente venda de 49% da participação da empresa contribuiu para uma diminuição no poder de decisão da Petrobras. Ao mesmo tempo, a Petrobras não possui participação nas duas maiores CDLs do país.

Entende-se que, em primeiro lugar, é fundamental o fortalecimento das instituições reguladoras (federal e estaduais) para a implementação de todas as propostas de alteração do arcabouço legal e regulatório do mercado de gás natural no país, conforme propostos neste documento.

Neste contexto, a Petrobras não vislumbra a necessidade de limitação de participação de agentes integrados na cadeia produtiva do gás natural, uma vez que práticas anticoncorrenciais (*self-dealing*) deveriam ser combatidas com a fiscalização do serviço de distribuição, possível com a existência de agências reguladoras independentes, transparentes, fortes e atuantes, proporcionando o acesso não discriminatório dos comercializadores a essas infraestruturas essenciais.

Uma vez que esta fiscalização esteja consolidada, entende-se que não deve haver reserva à participação ao longo de todos os elos da cadeia de forma homogênea, o que inclui todos os agentes: importadores (Bolívia ou GNL), produtores e comercializadores.

C) Programas de venda obrigatória (*Gas Release*)

O Anexo 1 afirma que, mesmo com a viabilização do acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento, UPGNs e transporte, a Petrobras poderá continuar a ofertar volumes de gás natural muito significativos em relação ao total do mercado, sendo necessária a adoção de programas de venda obrigatória (*Gas Release*) para “dinamizar o processo de introdução da concorrência na indústria do gás natural”.

Além disso, o conceito do programa de *Gas Release* proposto (venda obrigatória considerando volumes significativos, tomando como base “seu inteiro portfólio e não apenas campos ou contratos específicos”) não explicita os critérios a serem adotados na determinação dos volumes necessários para a sua implementação, nem a sua duração.

A Petrobras entende que algumas ações em curso e outras previstas para acontecer no médio prazo por si só já promoveriam a entrada de outros ofertantes no mercado brasileiro, a saber:

- O atual plano de desinvestimentos constante no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, que inclui a venda de ativos de E&P e G&E (notadamente os terminais de regaseificação de GNL);

- A decisão de não renovação integral do contrato de compra de gás boliviano após seu encerramento;
- O encerramento natural da grande maioria dos contratos de fornecimento de gás natural para o mercado não termelétrico até 2020.

Além disso, com a evolução da regulação do setor, uma quantidade maior de agentes produtores e/ou importadores irá acessar diretamente o mercado e não mais comercializar sua molécula com a Petrobras. Tais ações em conjunto reduzem o *Market Share* da Companhia no suprimento de gás natural, não sendo necessária a adoção imediata de mecanismos de *Gas Release*.

Destaca-se, entretanto, que qualquer programa como o proposto, não deveria interferir nas demais atividades produtivas da própria empresa (consumo em unidades próprias, produção de gás associado ao óleo, entre outros), limitando-se, desta forma, aos volumes comercializados com outras partes.

D) Estímulo aos mercados de curto prazo e secundário

O Anexo 1 sinaliza a necessidade do surgimento de um mercado *spot* de gás natural como mecanismo para assegurar a produtores e consumidores o cumprimento dos compromissos contratuais.

A Petrobras compartilha da visão de que o mercado deve contar com algum tipo de ambiente de facilitação de negociação, idealmente uma plataforma eletrônica, onde os agentes podem comprar e vender gás sem restrições, segundo regras bem definidas, garantindo dinamismo, liquidez e mitigação de riscos. Tal sistema deveria conter:

- ✓ Contratos simples e padronizados, com diversos vencimentos;
- ✓ Agente de compensação, liquidação e custódia, otimizando a operação do sistema, fluxo de informações e pagamentos;
- ✓ Mecanismos de mitigação de risco de crédito das transações.

Entretanto, entende-se que para esse tipo de ambiente de negócios ser capaz de promover a efetiva competição, seria necessário um número significativo de agentes atuando tanto na compra, como na venda de gás.

Nesse contexto, há de se considerar também que a implantação deste tipo de plataforma de negociação deve vislumbrar, por exemplo, a possibilidade de acesso direto de consumidores finais e agentes comercializadores, que seriam responsáveis pela efetiva dinamização desse mercado. Logo, a discussão acerca da criação de um ambiente de comercialização de curto prazo passa, necessariamente, pela homogeneização das regulações estaduais sobre consumidores livres, com destaque para as regras de acesso direto destes agentes a

produtores, importadores e comercializadores e de cálculo de tarifas de distribuição que permitam o acesso não discriminado.

Adicionalmente, a Petrobras acredita que tal tipo de ambiente de comercialização pode futuramente se tornar referência para as próprias transações de compra e venda de gás natural no país.

E) Barreiras à promoção de consumidores livres de gás natural

A Petrobras apresenta visão convergente à do Anexo 1 sobre as atuais regulamentações estaduais, que tendem a não diferenciar os serviços de distribuição e de comercialização de gás prestados ao consumidor final. Entende-se que tal ressalva deve-se à interpretação do texto constitucional, no qual o monopólio do serviço de distribuição de gás canalizado é entendido como restrição não apenas à movimentação de gás, como também a sua comercialização. Essa deliberação acaba por reduzir a possibilidade de os consumidores finais perceberem os benefícios de um mercado liberalizado e competitivo, além de favorecer práticas anticoncorrenciais ao dificultar o acesso de outros comercializadores à rede de distribuição.

Complementarmente, a Petrobras defende que a regulamentação para consumidor livre, autoprodutor e autoimportador seja federal, adotando parâmetros comuns de referência, reduzindo as diferenças regionais e viabilizando um mercado competitivo. A proposta da Petrobras segue mais detalhada no documento com suas contribuições ao Anexo 4 do Gás para Crescer (Anexo V).

Anexo II

Contribuições da Petrobras sobre Transporte: ANEXO 2 (Tarifação por entrada e saída) e ANEXO 6 (Gestão independente integrada do sistema de transporte de gás natural)

O Anexo 2 propõe que o método de tarifação do transporte seja do tipo Entrada/Saída, pois é o mais apropriado ao caso brasileiro. O Anexo 6 propõe que o acesso não discriminatório ao sistema de transporte de gás natural seja coordenado por um gestor independente. A Petrobras concorda com esses posicionamentos, entendendo ser um mecanismo eficiente de promoção de mercado já adotado em outras regiões no mundo, e reforça a importância desse sistema integrar toda a malha de transporte brasileira interligada num único Hub Virtual, de maneira a incentivar a entrada de novos agentes no mercado brasileiro e promover a liquidez de transações comerciais.

Um aspecto relevante a ser discutido é a governança do gestor independente, de maneira a garantir a imparcialidade e independência técnica do mesmo, a representatividade dos agentes de mercado e sem a implicação de riscos adicionais, perda de autonomia em decisões individuais ou qualquer outro tipo de evento que possa acarretar falhas de mercado.

Nesse contexto, incorporamos em anexo documento elaborado no IBP (Anexo III), em conjunto com outros produtores de gás natural, que reflete o posicionamento da Petrobras sobre os temas.

Anexo III

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 ⁽¹⁾	Pro-rata: dividida proporcionalmente à demanda ⁽¹⁾	Leilão: alocada para os agentes via oferta de preços
Sistemas de balanceamento	Mercado independente com <i>gate closure</i> ⁽²⁾	Mercado independente com <i>gate closure</i> ⁽²⁾	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 ⁽³⁾

- (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*⁽¹⁾, 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 IV

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 3 (Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais)

1. Introdução

O Anexo 3 propõe que o acesso a terceiros às infraestruturas de escoamento e transferência, tratamento e processamento e terminais de GNL seja negociado e não discriminatório, pois entende que se tratam de infraestruturas essenciais para abertura do mercado. A Petrobras concorda com este posicionamento, ressaltando que, primeiramente, é necessário analisar a real essencialidade destas infraestruturas para acesso ao mercado e, a partir daí, buscar uma regulação que interaja de forma apropriada ao modelo regulatório de transporte e que se adeque às especificidades dos ativos e à realidade brasileira, sendo o acesso via negociação a melhor opção neste caso. Por exemplo, as particularidades da natureza das infraestruturas devem ser levadas em conta a fim de não aumentar os riscos dos investidores no E&P. Além disso, é importante destacar que os princípios de cálculo de tarifas de acesso a esse tipo de infraestrutura devem levar em consideração:

- as características intrínsecas desse tipo de remuneração que deve ser fixa sobre a curva de capacidade contratada e não incidir apenas sobre o uso;
- o risco sobre o investimento que os proprietários desses ativos assumem ao investir nesse tipo de infraestrutura, não devendo se basear puramente em um repasse de custos.

2. Reserva de capacidade de escoamento e processamento

Um importante aspecto a ser considerado é a preferência de acesso pelo portfólio de E&P do investidor originário, visto que a definição de reserva de capacidade para uso próprio nas instalações de escoamento e processamento deve atender às expectativas de produção do campo e considerar margem para comportar incertezas, tais quais:

- i. produtividade de poços superior à esperada ;
- ii. composição do gás produzido dos campos;
- iii. possibilidade de antecipação do início da produção;
- iv. possibilidade de postergação do início da produção devido aos riscos do negócio e consequente sobreposição de picos de produção com outros projetos;
- v. ocorrência de picos diários de produção;
- vi. existência de projetos potenciais e de projetos complementares; etc.

Essas incertezas, em conjunto com o fato de a produção do Brasil ser majoritariamente de gás associado, fazem com que a determinação de reserva de capacidade para processamento e escoamento de gás impacte diretamente na produção de óleo.

3. Experiência internacional comparada à realidade brasileira

A realidade brasileira de produção de gás natural difere da Noruega e de outros países europeus, exemplificados no Anexo 3 do Relatório Técnico do Gás para Crescer, 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 ocorre necessariamente naqueles países.

Por outro lado, a experiência internacional mostra que o estabelecimento de regras claras para o acesso às infraestruturas essenciais promove a competição por meio da redução de incertezas e do aumento da transparência.

Nos países onde há o acesso a terceiros negociado e não discriminatório (ex., Gassled¹ na Noruega e diversas plantas de processamento nos EUA), observa-se a existência das seguintes condições para o compartilhamento, que podem ser aplicadas no Brasil, entre elas:

- (i) publicidade das informações por meio eletrônico acessível a qualquer interessado, contendo, mas não se limitando à(s):
 - características das instalações de processamento;
 - descrição dos serviços prestados;
 - disponibilidade da capacidade de processamento.
- (ii) estabelecimento de termos e condições gerais para disciplinar os direitos e obrigações das partes com relação ao fornecimento e uso dos serviços (padronização de contratos);
- (iii) negativa justa e motivada, em função de:
 - capacidade disponível;
 - qualidade do gás (especificidade da instalação e/ou boas práticas da indústria);
 - condicionantes financeiros.
- (iv) princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes:
 - Remuneração de CAPEX/OPEX (custo de reposição);
 - metodologia de reajuste;
 - tarifas diferenciadas a depender dos processos e/ou unidades pela qual o gás natural será submetido, como remoção de contaminantes (CO₂, H₂S, oxigenados, etc.).

4. Definição dos limites físicos das “Essential Facilities”

¹ A Gassled é uma *joint venture* formada por empresas de infraestrutura e produtoras de petróleo que atuam em plataforma continental norueguesa, que atua como proprietário formal da infraestrutura de transporte de gás na Noruega.

Embora nenhum modelo internacional se aplique diretamente ao caso brasileiro, a partir dos exemplos observados no mundo, é possível derivar lições para a proposta de um modelo de negócio para o Brasil.

Em especial, o modelo do mercado de gás natural americano pode ser adotado como referência, por ser o mais maduro do mundo. A Figura 1 apresenta esquematicamente as atividades da cadeia produtiva nos EUA.

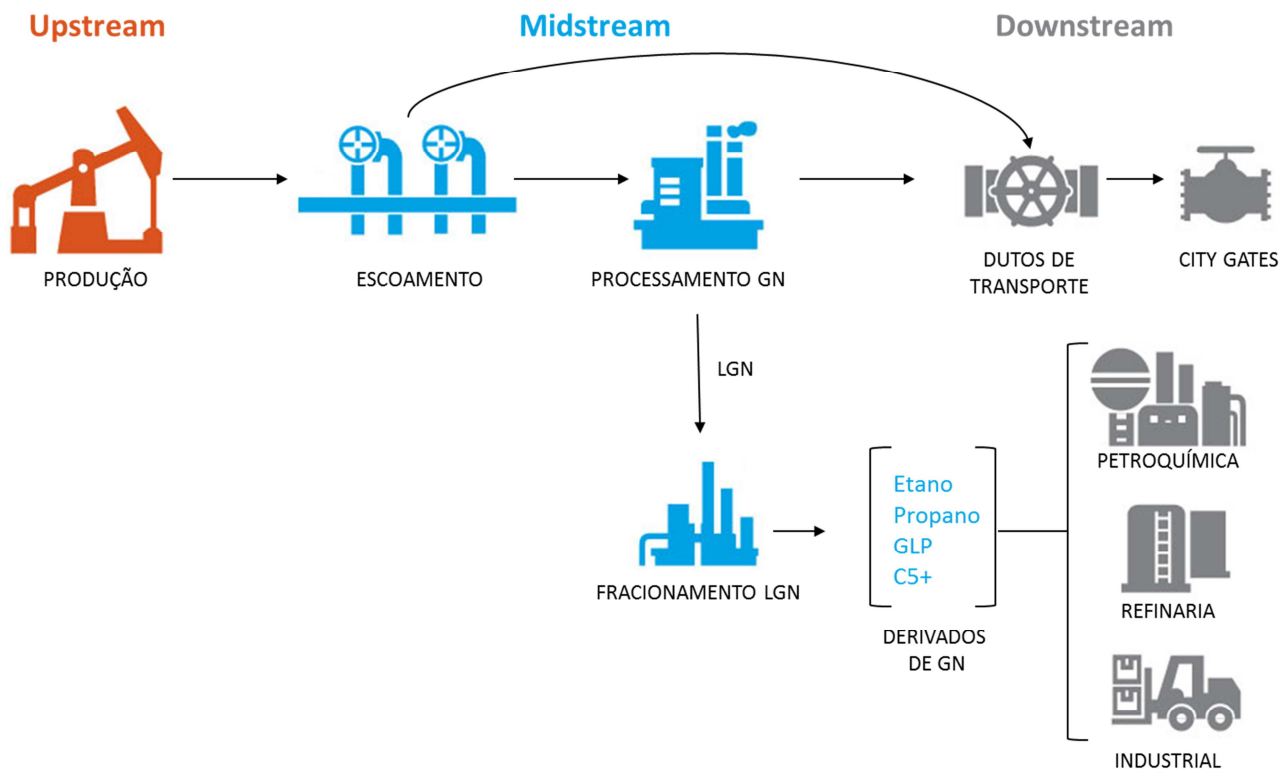


Figura 1. Atividades da cadeia produtiva nos EUA (Adaptado de: GPA Midstream Association)²

Em função das diferenças de formação da indústria do gás natural e características típicas do mercado americano, as atividades nesse mercado são concorrenciais, com contratos bilaterais entre os agentes dos diferentes elos das indústrias. Nesse mercado, percebe-se uma clara distinção entre a Planta de Processamento de Gás e a Instalação de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (LGN). O LGN produzido na Planta de Processamento é transportado, geralmente por modal dutoviário ou rodoviário, para a Instalação de Fracionamento que pode estar distante até centenas de quilômetros.

O modelo de negócio para compartilhamento de infraestruturas essenciais no Brasil deve ser estruturado de forma que os Polos de Processamento de Gás Natural não se tornem uma barreira para a entrada de terceiros ao mercado de gás, nem à produção de petróleo, visto que, conforme explicitado anteriormente,

² Antiga GPA - Gas Processors Association

a produção do Brasil é majoritariamente de gás associado. Desta forma, gasodutos de escoamento são escopo importante dos empreendimentos de O&G e têm por objetivo garantir que a necessidade de escoamento dos projetos de desenvolvimento da produção seja atendida.

O acesso às infraestruturas essenciais deve compreender as atividades necessárias para especificar o gás natural para o mercado, conforme destacado na Figura 2.

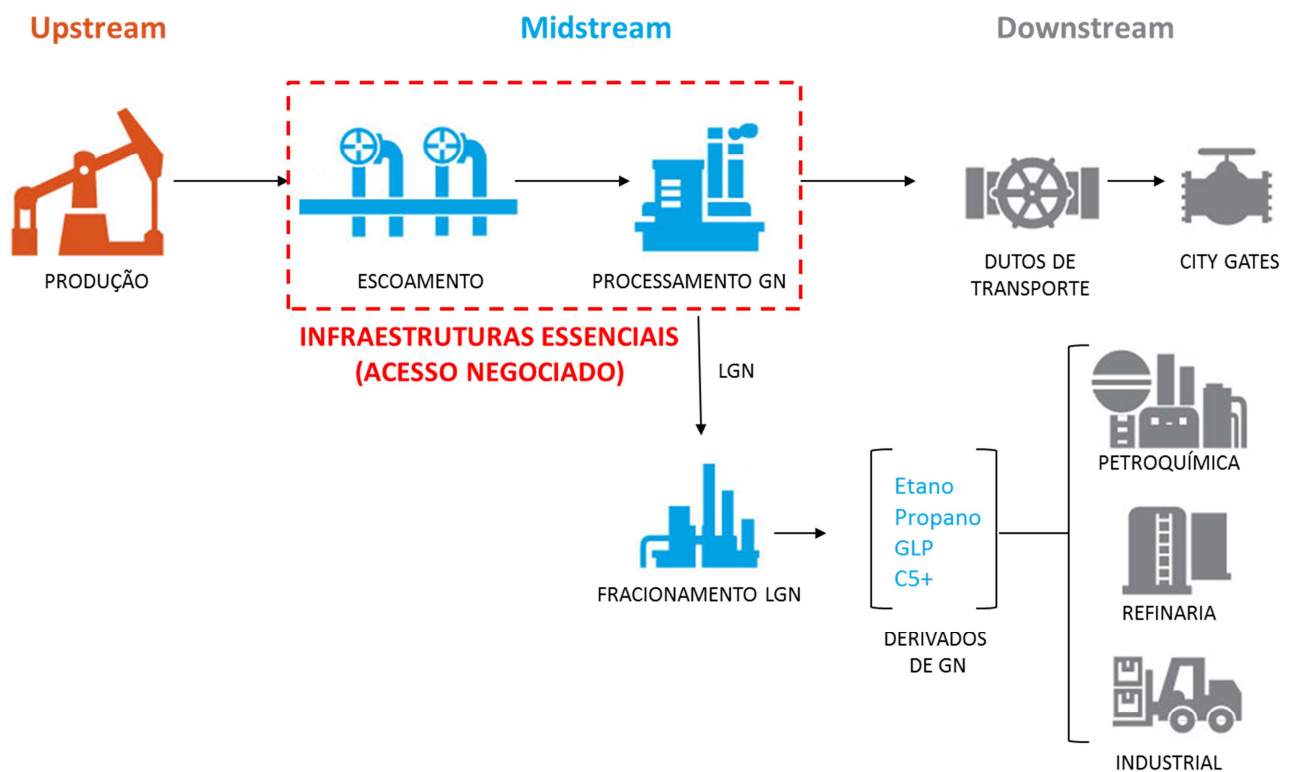


Figura 2. Segmento da cadeia produtiva no Brasil com acesso negociado e não discriminatório

Nesse modelo, o acesso de terceiros ocorrerá de forma negociada e não discriminatória aos segmentos de escoamento e processamento de gás natural, por meio do estabelecimento de regras claras e condições legais para o compartilhamento.

O fracionamento de LGN consiste em uma decisão individual de negócio que considera estratégias específicas de monetização de líquidos de gás natural de cada agente produtor, envolvendo, ainda, investimentos adicionais àqueles necessários ao livre acesso ao mercado de gás natural e à garantia de escoamento da produção de óleo e gás. Portanto, o fracionamento de LGN não se enquadra no conceito de *essential facilities*.

No entanto, no Brasil, os segmentos da cadeia produtiva geralmente estão integrados verticalmente, com as atividades de processamento de gás natural e fracionamento do LGN ocorrendo no mesmo *site*.

Portanto, no Polo de Processamento de Gás Natural, deve haver um modelo de negócio híbrido, onde: (i) o acesso a terceiros às unidades consideradas essenciais para especificar o gás natural para o mercado é negociado e não discriminatório; e (ii) o fracionamento do LGN é negociado entre as partes (proprietário e produtores).

A Figura 3 resume esquematicamente o modelo proposto para os Polos de Processamento de Gás Natural.

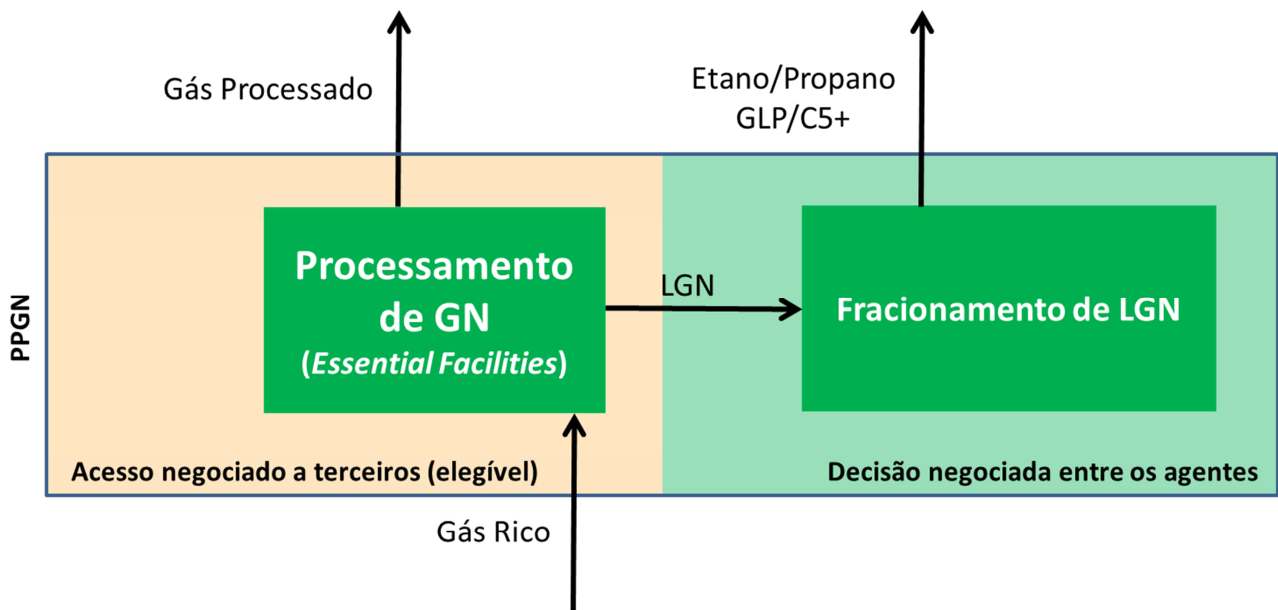


Figura 3. Modelo de negócio para o Polo de Processamento de Gás Natural

Nesse modelo, o proprietário da infraestrutura presta serviço de especificação do gás natural para venda em troca do pagamento de uma tarifa de processamento (modelo *fee based*³).

A fim de garantir a geração de receitas compatíveis com os custos associados à implantação da infraestrutura essencial, o contrato de prestação de serviço deve prever a garantia da remuneração do CAPEX e OPEX do ativo. Desta forma, os terceiros que tiverem acesso à infraestrutura devem remunerar integralmente as unidades de processamento de gás pela capacidade contratada, independente de seu efetivo uso.

O fracionamento dos líquidos em etano, propano, GLP e C5+ é uma decisão individual de cada agente e deverá ser negociado livremente entre as partes, a exemplo do que ocorre nos EUA.

³ Arranjo contratual para processamento de gás natural no mercado dos EUA em que o processador negocia uma tarifa fixa, com base no volume de gás natural previsto de ser processado. O produtor detém integralmente a titularidade ou recebe o valor associado de todo o LGN extraído, sendo ele o responsável por todos os custos de energia de processamento.

O produtor deverá negociar com o processador em cada caso a alternativa adotada para destinação dos Líquidos de Gás Natural (LGN): (i) retirada do LGN na planta; (ii) venda do LGN para o proprietário da infraestrutura; ou (iii) contratação do serviço de fracionamento de líquidos, sem transferência de propriedade, com pagamento de um preço livremente negociado entre as partes.

5. Restrições regulatórias ao acesso de terceiros às instalações de processamento

É esperado que com a alteração da normatização do setor da gás natural, alguns dispositivos legais devam ser revisados para refletir as novas diretrizes. Neste contexto, será necessário que barreiras de entrada ao mercado, como a Resolução ANP nº 17/2010, sejam equacionadas para efetivo ingresso de novos agentes.

A Resolução ANP nº 17/2010 teve como objetivo regular a atividade de processamento de gás natural, que abrange a construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural, condicionada à prévia e expressa autorização da ANP.

A Resolução prevê a prestação de Serviços de Processamento de Gás Natural ou Contrato de Industrialização por Encomenda, definindo-a como a atividade na qual o Agente Autorizado realiza no seu complexo industrial, serviços de processamento de gás natural ou suas frações, usando como carga matéria-prima de terceiros.

A prestação de serviços de processamento fica condicionada à aprovação da ANP. No entanto, há uma vedação na prestação do referido serviço a produtores de gás natural, conforme pode ser observado no § 2º do art.22, descrito abaixo:

§ 2º Somente poderá contratar serviço de processamento de gás natural um outro Agente Autorizado por esta Resolução, central de matéria-prima petroquímica ou um importador de petróleo e derivados ou gás natural com atividades autorizadas pela ANP.

Neste sentido, há a necessidade de revisão na Resolução para retirar as restrições para contratação dos serviços de processamento pelos diversos agentes da indústria do gás natural, incluindo os produtores de gás natural.

Adicionalmente, com acesso de terceiros ao escoamento e ao processamento, gasodutos que se destinam à movimentação do gás ou seus derivados entre duas unidades de processamento de gás não poderiam ser mais classificados como dutos de transferência, pois perderiam a sua característica de movimentar gás natural entre instalações exclusivas do proprietário, não havendo hoje previsão de classificação em que passem a se enquadrar.

6. REGÁS

Com relação aos terminais de regaseificação, a Petrobras já vem trabalhando há mais de 3 anos na busca de compartilhar essa infraestrutura, e as principais dificuldades relacionadas ao compartilhamento de infraestrutura de regaseificação são oriundas da carência de estocagem de gás natural e/ou GNL no Brasil e do perfil majoritariamente imprevisível e flexível da demanda termelétrica, principal mercado atendido por GNL nos últimos anos. Tais fatores não permitem que os diferentes agentes que estejam dividindo essa infraestrutura possam tomar suas decisões de forma independente, uma vez que dependem de compartilhamento de GNL no terminal e de alto nível de coordenação na programação de entrega de cargas, tarefa desafiadora, dada a elevada incerteza na demanda mencionada anteriormente.

Historicamente, a importação de GNL no Brasil foi utilizada para complementar a oferta de gás natural nos momentos de ampliação da demanda termelétrica e as incertezas do despacho termelétrico implicam necessidade de constante prospecção e negociação de compra e/ou venda de GNL, seja pelo agente termelétrico ou pelo seu supridor (a depender do arranjo contratual). Entretanto, a dinâmica de negociação neste mercado exige prazos e antecedências relativamente longos.

Apesar do reconhecimento dessa dificuldade pelo setor elétrico, culminando na possibilidade do chamado “Delta K” como alternativa de mitigação, o prazo de 60 dias e o despacho mínimo de uma semana ainda são considerados curtos, intensificando o risco de preços, na medida em que os agentes têm pouco tempo para comprar ou recolocar uma carga no mercado.

Nas regras atuais do setor elétrico, existe um elevado risco associado à não utilização de cargas inteiras de GNL, uma vez que o despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) se dá em base semanal. Neste contexto, o agente incorre no custo de contratação da carga de GNL, cujo montante é de dezenas de milhões de reais, sem nenhuma garantia de que mesma será utilizada integralmente.

Como não existem estoques de gás natural no país e os estoques dos próprios navios regaseificadores são apenas operacionais, com capacidade limitada, há riscos associados à interdependência entre usuários de um mesmo terminal, dificultando o seu compartilhamento.

Tais características demandariam intensa coordenação entre os usuários, uma vez que a contratação de GNL, incluindo a programação logística de entrega de cargas, dependeria dos agentes em conjunto, e as decisões individuais interfeririam na decisão dos demais agentes. Adicionalmente, desvios em relação à programação logística ou dificuldades no processo aduaneiro de um navio implicariam custos adicionais no sequenciamento dos demais navios ou mesmo do terminal como um todo, impactando todos os agentes envolvidos.

Por fim, a ausência de estocagens no país potencializa os riscos, os custos e as dificuldades anteriormente elencados.

Também vale destacar que, mesmo equacionadas essas dificuldades, ainda são necessárias regras bem estabelecidas sobre o acesso à infraestrutura de transporte e alterações nas regras tributárias para recolhimento de ICMS, desvinculando fluxo físico e fiscal.

7. Comentários específicos

ITEM 3 & ITEM 4 do Anexo 3 do Programa Gás para Crescer

ITEM 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.

ITEM 4: Há, portanto, a possibilidade de estabelecimento de acesso regulado (third part access - TPA) a essas infraestruturas ou de acesso negociado com possibilidade de aplicação da essential facilities doctrine em caso de negativa de acesso em função de abuso de poder dominante do detentor da instalação.

Comentário: O acesso negociado aos dutos de escoamento e às unidades de tratamento/processamento de gás natural é a alternativa mais adequada para abertura do mercado de gás natural. Há que se destacar que replicar, indiscriminadamente, o acesso de terceiros a uma malha de escoamento pode impactar os proprietários dos projetos de desenvolvimento da produção uma vez que o foco destes é, fundamentalmente, a produção de óleo e gás associado, enquanto que o foco dos agentes de mercado é a comercialização de gás. O risco de adicionar interesses comerciais a uma malha com atribuições essencialmente logísticas poderá inviabilizar ou inibir novos investimentos por parte dos produtores de óleo. Para tanto, é imprescindível que o acesso por terceiros a uma malha de escoamento seja dado a agentes com participações em projetos de desenvolvimento da produção e conectados à mesma. Ou seja, a produção de óleo e o escoamento do gás associado excedente proveniente desta não devem ser abalados por oscilações do mercado de gás.

ITEM 17 do Anexo 3 do Programa Gás para Crescer

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? 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?

O acesso de terceiros a terminais de regaseificação de GNL também pode apresentar dificuldades técnicas e econômicas, sendo que há situações em que seria necessário adequar a infraestrutura do terminal para o recebimento do gás natural deste terceiro.

Comentário: Conforme citado no item 21 do Anexo 3, é importante ressaltar a necessidade de previsão nos dispositivos infralegais e regulatórios do direito de “preferência de acesso pelo portfólio de E&P do investidor originário” às instalações de escoamento, tratamento e processamento, de modo a não inibir investimentos. Dessa forma, o investidor originário deve ter o direito de definir uma capacidade reservada para uso próprio nas instalações de escoamento e processamento correspondente às suas expectativas de produção na bacia sedimentar, acrescida de margem razoável para comportar incertezas (produtividade de poços maior do que a esperada, antecipação de produção, ligação de novos poços a uma plataforma existente, etc.)

ITEM 22 & ITEM 25 do Anexo 3 do Programa Gás para Crescer

ITEM 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.

ITEM 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:

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

o 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)?

o definição de princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes?

Deve haver preferência de acesso para portfólio de E&P de agente outorgado (campos adjacentes)?

Quem é responsável por danos técnicos, ambientais e econômicos (liability) decorrentes de acesso a terceiros? O outorgado original ou o terceiro que acarretou o dano? Limites de responsabilidade?

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

Autorizações e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em instalações de processamento e de GNL? Precisa de regra de transição?

Comentário: No contexto do escoamento de gás natural do pré-sal, os desafios impostos pelo excedente do gás produzido na camada pré-sal da Bacia de Santos levaram a Petrobras e demais parceiros a anteciparem discussões e negociações em vários dos temas citados nos itens 22 e 25. As diretrizes contidas neste Anexo guardam grande alinhamento com os princípios e conceitos que vêm sendo definidos e negociados desde o ano de 2013 entre estes agentes.

Sobre as condições de compartilhamento e possibilidade de arbitragem independente, a Petrobras entende que o acesso negociado é a alternativa mais adequada às especificidades dos ativos e à realidade brasileira. Neste contexto, a inserção de um ou mais entes de controle e/ou regulação em uma operação que é estritamente comercial traria impactos às decisões de investimento e à dinâmica das negociações. Desta forma, a figura de um árbitro independente seria oportuna para atuar especificamente nas seguintes situações:

- i) verificação da aplicação dos princípios gerais de objetividade, transparência e não discriminação no processo de pactuação do contrato de acesso, respeitando sempre a preferência do investidor proprietário da infraestrutura para escoamento e/ou processamento do gás dos seus próprios projetos de E&P;
- ii) resolução de conflitos provenientes do não cumprimento das regras e princípios estabelecidos no novo arcabouço normativo;
- iii) resolução de conflitos em contratos assinados entre os agentes.

Anexo V

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 4 (Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural)

Introdução

Conforme destacado no Anexo 4 (Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural) do relatório técnico disponibilizado pelo MME, é necessário buscar a harmonização da regulação estadual para possibilitar um tratamento mais uniforme dos consumidores de gás em nível nacional, buscando-se um modelo de governança e operação setorial que permita coordenação entre as diferentes regulações dos Estados da Federação.

Contudo, talvez mais importante e anterior à harmonização, é a incorporação pela regulação estadual dos princípios que norteiam o Consumidor Livre (CL), Autoprodutor (AP) e Autoimportador (AI).

Como será observado, mesmo aqueles estados que avançaram na regulação desses agentes, o fazem de maneira a colocar restrições que na prática inviabilizam o enquadramento como Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador, principalmente estes dois últimos.

Quando tal barreira de entrada ocorre, há a tendência em dar a estes agentes o mesmo tratamento tarifário aplicado aos consumidores cativos, o que implica em: i) desconhecer os princípios trazidos pela Lei do Gás; ii) desconhecer o Acordo da Lei do Gás celebrado inclusive com os representantes das distribuidoras e agências reguladoras estaduais; e iii) equiparar o Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador aos consumidores cativos, o que é uma distorção.

Este tratamento que vem sendo dado ao Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador vai na contramão do que se está buscando no âmbito do programa Gás para Crescer, que é o desenvolvimento do mercado de gás natural, com incentivos que sejam capazes de promover a competição, desenvolver e expandir o mercado, com maior abertura e competitividade.

Outro ponto que surge em alguns estados é a não aceitação do Art. 56 da Lei do Gás, que preservou o regime de consumo (transferência interna do gás, sem a participação da distribuidora) das refinarias e fábricas de fertilizantes (Fafens) que consumiam gás na data de publicação da Lei (março/2009).

Adiante, são detalhadas algumas questões relativas às regulações estaduais que poderão ser trabalhadas no sentido da harmonização.

Instrumento utilizado para a regulamentação do Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador

Alguns Estados regulamentaram o assunto através de suas Agências Reguladoras e, portanto, foram publicadas Resoluções, Deliberações ou Portarias pelas Agências.

Outros estados, mesmo alguns que possuem Agência Reguladora, optaram por regular o tema via Lei ou Decreto, algumas vezes sob o argumento de se ter um instrumento com menor possibilidade de alteração, o que poderia conferir maior segurança ao marco regulatório.

No entanto, a Lei ou Decreto publicado muitas vezes aprofunda em detalhes que são característicos de uma Resolução ou Deliberação e que não raro pode ser necessário sua alteração para melhorar a operacionalização da regulação. Dessa forma, sugerimos que o instrumento mais adequado para a regulamentação são as Resoluções, Deliberações ou Portarias publicadas pelas Agências Reguladoras.

Na tabela 01 podem ser encontradas todas as regulações sobre AP/AI e CL vigentes.

Tabela 01: Regulações de AP/AI e CL 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

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.

Importa salientar que a Lei do Gás remete aos estados o enquadramento do Consumidor Livre apenas, conforme o Art. 2º, XXXI. Neste caso, os estados podem fixar os critérios que julgam pertinente para o enquadramento do Consumidor Livre:

XXXI - Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;

No entanto, entendemos que a competência para o enquadramento do Autoprodutor e Autoimportador é da ANP sendo indevido o estabelecimento pelos estados de critérios adicionais. Inclusive, este entendimento é corroborado pelo Parecer 448/2013 PF-ANP/PGF/AGU:

Entendemos que os entes reguladores estaduais não dispõem de competência para impor restrições adicionais àquelas adotadas pela ANP para o enquadramento dos agentes autoprodutores ou autoimportadores. Isto porque a regulação da atividade em questão é de competência federal, pois não se enquadra no conceito de “serviço local de gás

canalizado” que representa a excepcional hipótese constitucional de competência estadual em matéria de gás natural.

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	<ul style="list-style-type: none">- Ser consumidor cativo por 5 anos- Ter consumo mínimo de 500 mil m³/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	<ul style="list-style-type: none">- Ser consumidor cativo por 10 anos- Ter consumo mínimo de 500 mil m³/dia
Pará	<ul style="list-style-type: none">- Ter consumo mínimo de 500 mil m³/dia
Mato Grosso	<ul style="list-style-type: none">- 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 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. Em 2013, a distribuidora entrou com ação judicial de cobrança pelo serviço de distribuição do gás natural consumido pela REMAN desde janeiro de 2010 (Processo N° 0627435-55.2013.8.04.0001), com decisão desfavorável para a Petrobras. Foram pagos cerca de R\$ 70 milhões referentes ao passivo até o ano de 2014 e, a partir de então, a REMAN vem pagando mensalmente cerca R\$ 1 milhão mensal à distribuidora pelo gás que consome.

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. Esta situação contribuiu para inviabilizar a oferta da UTE Azulão em Leilões de Energia Nova do setor elétrico.

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.

Importa ressaltar que, caso o Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador façam uso da rede de distribuição, a margem a ser paga deverá remunerar a rede, o que implicará no pagamento da mesma margem paga pelos consumidores cativos, descontados os custos de comercialização e aquisição do gás. A tarifa específica, que deve considerar as “especificidades das instalações”, conforme disposto na Lei do Gás, ocorrerá quando estes agentes forem atendidos por ramais dedicados.

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

Estado	Restrição
Rio de Janeiro (Deliberação AGENERSA 1250/2012)	Item 17.1.2. do Anexo - A tarifa específica (ou diferenciada) só é 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.

Ademais, não há embasamento técnico ou jurídico para a diferenciação quanto a quem construiu o ramal, no que tange aos custos específicos de operação e manutenção. Quanto aos custos específicos de investimento, a única diferença é que eles serão incorporados na tarifa se forem feitos pela distribuidora ou não serão incorporados se forem feitos pelo usuário.

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).

Especificamente para o caso do Rio de Janeiro, o impedimento regulatório da prática de tarifas específicas para o AP/AI fez com que a Petrobras pagasse, somente entre janeiro de 2015 até agosto de 2016, às concessionárias de distribuição do Estado cerca de R\$ 268 milhões para uma rede específica de atendimento às suas UTEs de apenas 32 km de gasodutos de distribuição, o que corresponde ao pagamento de 50% dos custos operacionais das concessionárias para uma utilização de ramais exclusivos e dedicados que corresponde a apenas 0,6% das instalações das concessionárias

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.

Dessa forma, a Lei do Gás inaugura a possibilidade de tarifas específicas para o AP e AI, que tem como base a remuneração dos custos que foram efetivamente incorridos para movimentar gás natural para um determinado AP ou AI. Em outras palavras, estes agentes não participariam do rateio dos custos de toda a malha de distribuição solidariamente, mas, a formulação da tarifa englobaria apenas aqueles custos específicos que possam ser a eles atribuídos.

Salientamos que não se trata de uma dificuldade técnica para a identificação de custos, mas uma escolha do regulador estadual em não adotar a especificidade, conforme o Memorando nº 067/2013/SCM:

“9. Uma vez que os componentes de custo da atividade de distribuição são identificáveis para cada projeto de gasoduto de distribuição, quer estes sejam construídos pelos próprios

agentes autoprodutores ou autoimportadores, quer estes sejam construídos pelas distribuidoras, as tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual pra os dois casos previstos pela Lei nº 11.909/2009, quais sejam, os §§ 2º e 3º do Art. 46 da referida Lei, são passíveis de serem calculadas levando em conta os custos referentes às especificidades de cada instalação.

10. Ademais, para os gasodutos já construídos, podem ser utilizadas metodologias de valoração de ativos, que permitem estimar os custos relacionados às instalações de distribuição existentes.

11. A partir dessas considerações, entende-se que não há óbice técnico para que os órgãos reguladores estaduais estabeleçam tarifas que considerem os custos de investimento, quando aplicável, operação e manutenção, em observância às especificidades de cada instalação, conforme preconiza o Art. 46 da Lei nº 11.909/09.”

O não reconhecimento da especificidade tem como efeito prático a equiparação da tarifa do Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador com a tarifa dos consumidores convencionais, retirando qualquer incentivo a estes usuários.

Em muitos casos, o Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador é um grande consumidor e está conectado diretamente no gasoduto de transporte, através de um ramal dedicado.

A cobrança da margem convencional, nestes casos, gera uma grande distorção entre o valor pago (na ordem de milhões/ano) e a contraprestação do serviço (praticamente inexistente), garantindo-se um subsídio àqueles consumidores que utilizam a malha de distribuição. Este dispêndio a maior também impacta diretamente a competitividade, dificultando a viabilidade econômica do negócio do AP, AI ou CL. A tabela 04 resume a situação tarifária nos Estados.

Tabela 04: 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Usuários oriundos do mercado regulado: tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás. - Novos usuários: tarifa estabelecida em resolução específica.
Minas Gerais	<ul style="list-style-type: none"> - Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás - Investimentos custeados pelo usuário deverão ser expurgados do cálculo da tarifa
Mato Grosso do Sul	<ul style="list-style-type: none"> - Tarifa convencional abatendo-se o custo de aquisição do gás, podendo ser adotadas tarifas diferenciadas por volume, perfil de consumo, investimentos realizados, entre outros.
Sergipe	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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

Distorções tarifárias

As distorções tarifárias mencionadas nos itens anteriores podem ser verificadas na tabela 05. Para cada Estado é apresentado o total pago em 2015 a título de margem de distribuição, a extensão do ramais dedicados e exclusivos utilizados e sua proporção em relação à malha da distribuidora. Por fim, é apresentado a proporção entre o pagamento total e o custo de operação (OPEX) da distribuidora.

Comparando-se a proporção da extensão dos ramais com a proporção do OPEX remunerado, observa-se a distorção entre o montante pago e o serviço prestado.

Tabela 05: Pagamentos a algumas distribuidoras estaduais (por Estado)

Estado	Custo 2015 (R\$ MM)	Extensão total dos Ramais (km)	Proporção dos Ramais em relação à Rede de Distribuição	Proporção do Custo 2015 em relação ao OPEX da Distribuidora
A	4,35	0,02	desprezível	0,4 %
B	182,4	32,4	0,6 %	50%
C	20,96	5,29	0,6%	34%
D	14,16	34	13,0%	42%
E	9,0	8	1,0%	8%
F	9,0	0,01	desprezível	24%

É importante destacar que no Estado A há uma tarifa que leva parcialmente em conta as especificidades das instalações de movimentação de gás, resultando em uma baixa proporção do OPEX (0,4%), mesmo assim o pagamento anual de R\$4,35 milhões em margem de distribuição corresponde a 20 vezes o custo de implantação do ramal exclusivo.

Para o Estado E, o custo de R\$ 9 milhões é uma expectativa tendo em vista que as negociações não foram concluídas. Ressaltamos que a proposta feita pela distribuidora é de um valor 4 vezes maior, o que faria apenas 8km de dutos fossem responsáveis por recuperar 32% do OPEX dessa distribuidora

Refinarias e Fábricas de Fertilizantes (Fafens)

O Art. 56 da Lei do Gás preservou o regime de consumo (transferência interna do gás, sem a participação da distribuidora) das refinarias e fábricas de fertilizantes que consumiam gás na data de publicação da Lei (março/2009).

No entanto, alguns estados estão buscando o pagamento de margem destes volumes, ignorando o Art. 56 da Lei do Gás, o que pode impingir o pagamento ilegal e indevido, pois não há qualquer prestação de serviço pelas distribuidoras de gás.

Medida Provisória nº 735/2016 (Projeto de Lei de Conversão nº 29/2016)

A MPV nº 735/2016 altera diversas Leis referentes ao Setor Elétrico e recebeu mais de 100 emendas durante sua tramitação na Câmara dos Deputados.

Entretanto, 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)

“Art. 56. ..

Parágrafo único. Entende-se por regime de consumo a média aritmética anual do volume de gás natural consumido pelas unidades referidas no caput e entregues pelo mesmo agente supridor, nos três anos anteriores à publicação desta Lei.”(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 gera um passivo bilionário;
- iv) possibilidade de desapropriação de dutos de interesse restrito em nome do interesse público.

Quanto ao parágrafo único, inserido no Art. 56, há uma alteração no conceito de regime de consumo, fixando-o como o volume médio consumido em 2009, quando o conceito é outro, trata-se

da forma como o gás era entregue para as refinarias e Fafens em 2009, se por intermédio da distribuidora ou por transferência interna (sem distribuidora). Produz efeito semelhante ao que pretende o §3º do Art. 47, para as refinarias e Fafens, com a diferença de que a cobrança de tarifa de distribuição incidirá sobre os volumes adicionais consumidos a partir de 2009, em virtude de ampliações, por exemplo, não gerando passivo anterior a 2009.

Tais dispositivos inseridos há poucos dias da aprovação da MPV deixa claro o movimento dos estados contrários não só ao Autoprodutor, Autoimportador e Consumidor Livre, mas, também, a tentativa de se apropriar de margens sobre a movimentação de gás que não se encontra no âmbito do serviço de distribuição e, ainda, sem qualquer contraprestação de serviços. Deste modo, fica evidente o ambiente de insegurança regulatória em que se encontra o empreendedor no mercado de gás natural, visto que tem a competitividade no negócio diretamente afetada por custos adicionais aos previstos na Lei do Gás.

Propostas

Como demonstrado, há nos diversos estados uma resistência para a implementação das figuras do Consumidor Livre, Autoprodutor e Autoimportador, principalmente no tocante à fixação de uma tarifa que leve em consideração o princípio da especificidade.

A tendência é a adoção da tarifa convencional, abatendo-se os custos de comercialização do gás, o que resulta no pagamento da mesma margem que os consumidores cativos, mesmo quando não é utilizada a rede de distribuição.

Ademais, em alguns casos, há a tentativa de cobrança de tarifa do consumo de gás das refinarias e fábricas de fertilizantes, que foram isentas dessa cobrança pela Lei do Gás.

Tais distorções promovidas pelos Estados imprimem insegurança regulatória no mercado de gás natural, visto que os agentes desse setor têm a competitividade no negócio diretamente afetada por custos adicionais aos previstos na Lei do Gás.

Um ponto que deveria ser perseguido pelo MME é a correta definição do que é o “serviço local” de gás canalizado presente no §2º do Art. 25 da Constituição Federal (reproduzido abaixo).

“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.”

Pela redação do §2º do Art. 25 da CF, deveria haver uma Lei Federal para promover essa definição, situação que não ocorreu até hoje. Na inexistência de uma diretriz de nível federal, vários Estados

editaram Leis com o objetivo de fechar o mercado de gás exclusivamente na atuação da distribuidora, criando empecilhos para entrada e atuação de novos agentes (autoprodutores, autoimportadores, comercializadores e consumidores livres) em sentido radicalmente oposto aos princípios de abertura e diversificação do mercado de gás trazidos pelo programa Gás para Crescer.

A solução ideal para contornar esse problema e garantir a abertura do mercado para atuação de vários agentes, seria que o setor de gás natural passasse a ser regulado no âmbito federal, a exemplo do setor elétrico, mantendo-se o monopólio para a exploração do serviço de distribuição nos Estados.

Isto também é salutar visto que muitos estados não possuem agência reguladora, ou estas não possuem autonomia suficiente para exercer de forma satisfatória seu papel.

Outra forma de se atingir este objetivo seria produzir, talvez capitaneado pelo MME e com a participação dos Estados e agentes setoriais, uma metodologia de cálculo tarifário, que incorporasse o conceito de especificidade, o qual deveria ser adotado em âmbito nacional.

Anexo VI

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 5 (Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica)

1. Introdução

O presente documento tem como objetivo apresentar as contribuições da Petrobras à Consulta Pública nº 20/2016, do Ministério das Minas e Energia (MME), no escopo da iniciativa “Gás para Crescer”. A iniciativa é composta por um conjunto de dez frentes de trabalho, no entanto o presente documento abordará a frente que trata da harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural.

Inicialmente, cumpre esclarecer que a Petrobras compartilha do entendimento da Nota elaborada pela equipe técnica da EPE de que há a necessidade de uma maior harmonização entre os setores de gás natural e energia elétrica *em uma visão de futuro onde o gás natural será necessário e a matriz elétrica será distinta da atual*. Para melhor harmonização dos setores de gás natural e energia elétrica, três barreiras são abordadas e devem ser superadas, quais sejam:

- i. Busca por uma alocação equilibrada de risco entre o setor elétrico e o de gás natural;
- ii. Busca por um modelo de suprimento de gás natural que melhor atenda às necessidades de ambos os setores; e
- iii. Busca por um planejamento integrado gás-eletricidade, no intuito de aproveitar a expansão termelétrica para propiciar o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural.

A discussão para uma melhor harmonização dos setores de gás natural e energia elétrica passa por propostas que afetarão o setor elétrico e os agentes desta cadeia. A Petrobras, por meio desta contribuição, abordará itens em busca de melhorias para ambos os setores, sabendo que no setor elétrico existe uma ampla discussão para mudanças e aprimoramentos, através de Projetos de Lei¹ e uma Chamada de P&D da ANEEL² cujo tema é “Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro”. Observa-se que as instituições que atuam nesta iniciativa (MME, EPE e ANP) deverão integrar suas propostas com as mudanças que irão ocorrer no setor elétrico.

Devido à complexidade e abrangência desta frente, proposta na Consulta Pública, a abordagem realizada pelo MME não foi realizada com base em propostas, mas sim por meio de questionamentos aos agentes. A Petrobras espera que, após esta contribuição inicial dos agentes, haja oportunidade para novas contribuições, quando da elaboração da proposta consolidada pelo MME/EPE/ANP.

É ressaltada na Nota Técnica a importância das fontes termelétricas movidas a gás natural e cada vez mais a dependência de suas características ao longo das mudanças na matriz elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A garantia de suprimento, flexibilidade e outros benefícios atribuídos pelas termelétricas a gás natural devem pressupor a viabilidade econômica do negócio e, para que haja essa viabilidade

¹ Projeto de Lei nº 1.917 de 2015 na Câmara dos Deputados e Projeto de Lei nº 232 de 2016 no Senado Federal

² Chamada de P&D Estratégico nº20/2016

econômica, toda a estrutura de custos associados às usinas e infraestrutura de gás natural devem ser remuneradas pelo setor elétrico, dentro de uma equação equilibrada de risco/retorno. Esta necessidade de remuneração se aplica tanto para novos projetos, quanto para empreendimentos existentes.

A Petrobras entende que os aprimoramentos dos setores de gás natural e energia elétrica passam por quatro abordagens principais, que podem ajudar a dar encaminhamento para alguns dos questionamentos apresentados, garantindo uma maior harmonização entre as indústrias de gás natural e energia elétrica e pavimentando um caminho importante de regras mais racionais do ponto de vista econômico, de forma a fortalecer a credibilidade destes importantes segmentos junto ao mercado financeiro:

- **Unificação dos Leilões de Energia Nova e Energia Existente para o produto termelétrico**, promovendo maior competição entre os agentes e evitando as frequentes distorções de preços entre os leilões. Tais distorções vêm penalizando fortemente os empreendimentos existentes, dificultando sua viabilidade econômica. Este ponto é bastante relevante, sobretudo, pelo fato dos custos associados à infraestrutura de gás não fazerem distinção entre energia nova e velha. O modelo atual, ao mesmo tempo em que cria condições para a expansão do sistema com usinas novas, tende a inviabilizar a continuidade das usinas existentes.
- **Separação de Lastro e Energia**, com a contratação do lastro termelétrico sendo realizada por meio dos leilões, de maneira semelhante ao que ocorre atualmente, porém com a possibilidade de indexação do CVU das usinas a gás ao preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro. A contratação da energia poderá ocorrer a partir de contratações bilaterais ou leilões de curto, médio ou longo prazo, com preço estabelecido a partir da competição entre os ofertantes. Esta alternativa permite a harmonização entre os interesses dos investidores em infraestrutura, os quais tendem a preferir contratos de longo prazo para amortizar seus investimentos, com os dos fornecedores de combustível, que geralmente veem em contratos flexíveis de longo prazo excessivo risco.
- **Mitigação do risco do suprimento de gás**, principalmente aqueles relacionados aos problemas logísticos do GNL, através da existência de uma função de coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico. Esta função pode ser desempenhada pelo Agente Central de Transporte em articulação com o Operador Nacional do Sistema, definindo as melhores soluções de atendimento para o nível de segurança estabelecido para o Setor Elétrico. Uma alternativa para mitigação do risco de suprimento seria a criação de um mercado de energia elétrica via oferta de preços, em que cada agente termelétrico tem autonomia na sua decisão de despacho e se remunera a partir dos preços de curto prazo da energia. A adoção deste modelo dependeria, entre outras coisas, da existência de sistemas físicos de estocagem (de gás ou GNL) que pudessem ser usados pelos agentes de forma individual, não sendo possível sua implementação no curto e médio prazos.

- **Leilão de energia considerando os atributos**, de forma a dar sinais econômicos corretos, que garantam remuneração adequada para os ativos termelétricos e de gás natural. O aperfeiçoamento dos leilões deve considerar atributos como: segurança elétrica, despachabilidade e segurança energética. No entendimento da Petrobras, a adequada valoração desses atributos levará a uma maior participação de geração termelétrica a gás natural na base, conciliando a necessidade de segurança energética requerida pelo setor elétrico, com as características de produção de gás associado.

Esta contribuição está estruturada em três itens, conforme detalhado a seguir:

- o Item 1, abordado neste momento, é o que trata da introdução ao tema da Consulta Pública;
- o Item 2 apresenta um detalhamento das propostas e reflexões da Petrobras sobre os setores de gás natural e energia elétrica; e
- o Item 3 detalha a visão direta da Petrobras com base nos questionamentos da Consulta Pública.

2. Reflexões e Propostas da Petrobras

Este item abordará com mais detalhes as propostas da Petrobras no âmbito da Consulta Pública, descritas no item 1, trazendo esclarecimentos que procuram ajudar nas respostas às perguntas realizadas.

2.1 - Unificação dos leilões de energia nova e existente para o produto termelétrico

A Petrobras entende que o desenvolvimento da indústria de gás natural não passa somente pela expansão da geração termelétrica, mas também por modelo que valore todos os ativos termelétricos movidos a gás natural (novos e existentes) de forma que o sinal econômico propicie o desenvolvimento e a correta remuneração de sua infraestrutura.

Conforme destacado na Figura 1, atualmente a recontração de energia é feita através de leilões de energia existente e a expansão é realizada em um leilão dedicado à empreendimentos novos.



Figura 1 - Lógica de contratação atual via leilão

Esta modelagem provoca contantes distorções de preços entre os leilões, penalizando fortemente os empreendimentos existentes e dificultando sua viabilidade econômica.

Os atributos da geração termelétrica independem do fato da fonte de geração ser “nova” ou “existente”. Da mesma forma, o custo da infraestrutura do combustível para geração termelétrica não é diferenciado se uma usina é “nova” ou “existente”.

A competição para a entrega da energia deve ser realizada de forma que critérios de eficiência determinem qual o melhor empreendimento para suprir o sistema, independente do tempo de existência do ativo, conforme destacado na Figura 2.



Figura 2 - Modelo proposto para contratação em leilão único

Mantendo as premissas de expansão, o planejador pode promover a competição de forma que empreendimentos obsoletos e de baixa eficiência sejam deslocados por usinas novas. O empreendedor que possui o chamado ativo “existente” deverá realizar investimentos constantes para manter sua competitividade frente a projetos mais modernos.

A unificação dos leilões não encontra conflito na lógica da separação dos produtos lastro e energia, que é outra proposta apresentada pela Petrobras, e sua vantagem está no aumento da competitividade e da eficiência do parque gerador termelétrico, além de ajudar na criação de um mercado mais perene para os ativos integrantes da cadeia de gás e energia, favorecendo inclusive questões relacionadas ao financiamento destes empreendimentos.

2.2 - Separação dos Produtos Lastro e Energia

A separação da contratação dos produtos lastro e energia não é novidade no setor elétrico e pode ser aplicada para o produto termelétrico. A lógica da contratação do produto lastro, de forma separada do produto energia, permite que os custos desta contratação sejam rateados por todos os consumidores. A contratação do lastro pode ocorrer através de leilões de capacidade e o pagamento deste produto segue a metodologia da valoração pelos custos fixos (do setor elétrico e de gás natural) e investimentos realizados, podendo ser feita na forma de Encargo por Capacidade.

A contratação da energia poderá ocorrer a partir de contratos bilaterais ou leilões de curto, médio ou longo prazo, com preço estabelecido a partir da competição entre os ofertantes.

Dentre as vantagens observadas, destacam-se:

1. harmonização entre os interesses dos investidores em infraestrutura, os quais tendem a preferir contratos de longo prazo para amortizar seus investimentos, com os dos fornecedores de combustível, que geralmente veem em contratos flexíveis de longo prazo excessivo risco;
2. maior diversificação das estratégias de comercialização de cada agente termelétrico; e
3. contribuição mais equilibrada entre os mercados cativo e livre, dado que todos os consumidores pagariam pelo lastro.

2.3 - Mitigação do risco de suprimento do combustível

A partir da criação de um mercado de gás em que haja competição pelo suprimento, existe a necessidade de mitigar os riscos decorrentes deste modelo e os impactos causados no setor de energia elétrica. A Petrobras defende que o modelo seja flexível o bastante para que o empreendedor, a depender de sua estratégia e perfil de risco, possa definir qual (ou quais) natureza de risco estará disposto a assumir. Em razão da complexidade do tema, as contribuições estão divididas nos seguintes tópicos:

- a. *Alocação de riscos e desenhos de mercados;*
- b. *Indexação do CVU das usinas a gás ao preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro;*
- c. *Liquidação financeira no mercado de Gás Natural; e*
- d. *Coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico.*

a. Alocação de riscos e desenhos de mercados

As condições atuais do setor elétrico impõem riscos aos fornecedores de gás natural e GNL, sobretudo quando são incorporadas as incertezas de despacho decorrentes de um sistema hidrotérmico tal como no Brasil.

Tais riscos se tornam ainda mais relevantes quando são consideradas as características da indústria de gás natural no Brasil, marcada por produção de gás associado, pela alta concentração de mercado, pela presença de contratos de longo prazo com compromissos de volume (Take or Pay - ToP), pela baixa liquidez de transações e inexistência de referências de preços de curto prazo.

Quando se observa nos leilões de energia a exigência de lastro de gás para despacho máximo, ao longo de todo o horizonte de contratação, sem a contrapartida de ToP, o suprimento de gás a partir de fontes locais (associado e não associado) se torna de difícil viabilização.

Nesse contexto, o GNL tem sido a principal fonte de suprimento para as termelétricas nos últimos anos, sobretudo por ser uma fonte capaz de compatibilizar as incertezas de demanda decorrentes do sistema hídrico do país. Desta forma, surgem aspectos críticos relacionados à alocação de riscos e ao equacionamento do suprimento de forma sustentável, dentre os quais destacam-se:

- i. exigência de lastro por usina para despacho máximo por todo o horizonte de contratação;
- ii. riscos de preços e indexação;
- iii. prazos do mercado de GNL (antecedência);
- iv. integralidade das cargas de GNL; e
- v. sequenciamento de navios.

As dificuldades elencadas acima podem ser atenuadas por meio de modelo que permita a contratação de gás natural através de leilões específicos e separados da infraestrutura da geração de energia. Entretanto, a discussão sobre um modelo de contratação de energia está associada aos desenhos de mercado pretendidos no setor elétrico e de gás natural.

Neste contexto, a Figura 3 ilustra possíveis estágios de descentralização de decisões na contratação de energia do setor elétrico. A depender do desenho de mercado pretendido, os estágios de descentralização também podem ser interpretados como modelos de transição para a implementação de um ambiente mais liberal (despacho por preços).

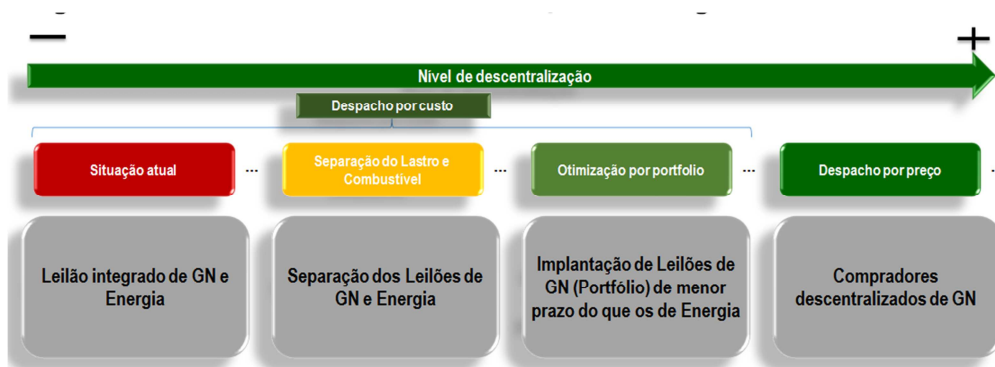


Figura 3 - Modelos de Contratação de Energia

Estágio 1 (situação atual): ilustra o arranjo atual do mercado de energia elétrica, com contratação integrada de gás natural e energia nos leilões do ACR e decisões centralizadas do ONS acerca da utilização futura do gás natural.

Estágio 2 (separação dos leilões de gás natural e energia): pressupõe a contratação da infraestrutura e do gás natural em leilão distinto da contratação da termelétrica. Há ganhos de escala e de coordenação que podem propiciar uma maior competitividade das termelétricas a gás natural, se comparado ao estágio 1.

Cabe lembrar que o modelo atual de contratação de energia está levando cada agente a ter o seu próprio terminal de GNL, num claro exemplo de desotimização.

Estágio 3 (otimização por portfólio): pressupõe um modelo de contratação mais descentralizado que o estágio 2, porém ainda sob premissa de um ambiente de despacho por custo e centralização da expansão. Nesse estágio, inicialmente são contratadas termelétricas e infraestrutura, através de leilões de longo prazo. Posteriormente o gás natural é contratado em leilões específicos de curto/médio prazos, conforme necessidade do setor elétrico. Seria um modelo semelhante ao questionado na Consulta, isto é, 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”*. A contratação para constituir um portfólio de contratos de suprimento de gás natural ou GNL pressupõe a existência de um mercado competitivo de gás natural ou acesso ao mercado de GNL.

Estágio 4 (despacho por preço): ilustra um ambiente de mecanismos de mercado e despacho por preço. Este arranjo adota, como premissa, a existência de um mercado competitivo de gás natural. Para tal, novamente ressalta-se a importância da existência de estoques individualizados de maneira que agentes possam tomar suas decisões de compra de gás de forma independente.

b. Indexação do CVU das usinas a gás ao preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro

A partir da criação de um mercado de gás em que haja competição pelo suprimento e formação de preço de curto prazo, deve ser dada a possibilidade de indexação dos CVUs das usinas com vendas em leilão ao preço de gás no mercado brasileiro. Isto reduz o riscos de preços e indexação, harmonizando os setores de gás e energia.

c. Liquidação financeira no mercado de gás natural

A existência de um mercado de gás com múltiplos agentes, onde haja competição pelo suprimento, pode levar à necessidade de criação de mecanismo de liquidação financeira, de maneira semelhante ao que ocorre no mercado de energia elétrica, conforme sugerido nas contribuições da Petrobras e do IBP sobre Proposta para um novo desenho de mercado para o setor de gás natural. Com isso, haveria a criação de um Mercado Brasileiro de Curto Prazo de Gás Natural.

Conforme ilustrado na Figura 4, agentes supridores, com contratos de venda de gás natural, receberão o preço do contrato até o limite do volume de venda. Caso este agente supra volumes acima do compromisso contratual, este excedente será liquidado financeiramente ao preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro.

A mesma lógica serve para o agente que consumir gás em volumes discrepantes do contrato de compra de gás. Neste caso, o consumidor pagará o preço do contrato para o agente supridor e podem ocorrer

liquidações a pagar (gás consumido acima do compromisso contratual) ou a receber (gás consumido abaixo do compromisso contratual) de acordo com o consumo deste agente em relação ao contrato de compra de gás.

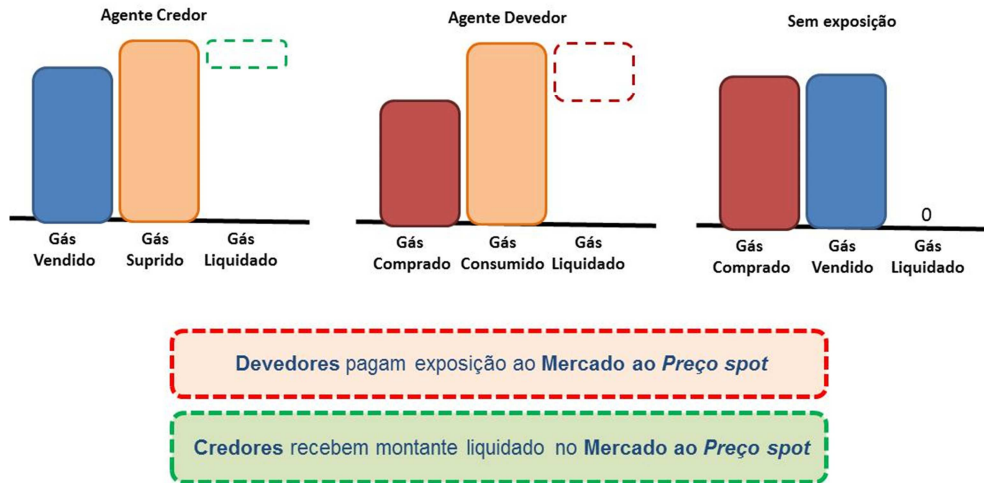


Figura 4 - Exemplo de liquidação financeira no mercado de gás natural

d. Coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico

Para maior harmonização entre os setores de gás e energia, é necessário haver uma função de coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico. Esta função pode ser desempenhada pelo Agente Central de Transporte em articulação com o Operador Nacional do Sistema, definindo as melhores soluções de atendimento para o nível de segurança estabelecido para o setor elétrico e reduzindo os custos de coordenação impostos aos agentes termelétricos pelos problemas logísticos no suprimento de gás.

Alguns pontos a serem tratados nesta função de coordenação são: logística de acesso aos terminais de regaseificação, integralidade do uso das cargas de GNL no consumo dedicado às UTEs, tempo de viagem das cargas de GNL, antecipação do despacho termelétrico a gás, estabelecimento e utilização de estoque de gás natural para fazer frente às variações no despacho termelétrico.

Assim sendo, uma forma de viabilizar a coordenação necessária para as operações de GNL em atendimento ao despacho termelétrico seria a criação, no ambiente de liquidação, de um produto específico para leilão de carga de GNL de curto-prazo (Mercado de Importação de GNL de Curto Prazo). Este produto negociaria cargas inteiras de GNL, respeitando a antecedência mínima necessária para contratação/revendas de cargas no mercado *spot* de GNL (60 dias, por exemplo). Com isso, espera-se aumentar a quantidade de ofertantes para suprimento ao segmento termelétrico pois, a princípio, qualquer supridor de GNL não encontraria barreiras para atender ao mercado brasileiro.

O maior desafio para este modelo é estabelecer mecanismos de governança que regulem adequadamente esta atividade, evitando situações que prejudiquem a competição no mercado de gás. Desta maneira, sob a ótica de um despacho centralizado por custo, tal como ocorre atualmente no setor elétrico, seriam necessários alguns mecanismos de proteção à formação de preços no Mercado Brasileiro de Curto Prazo de Gás Natural (*day ahead*, por exemplo). Uma solução possível seria limitar o montante de gás natural que possa ser liquidado neste certame pelo segmento termelétrico.

Uma outra alternativa para mitigação do risco de suprimento seria a criação de um mercado de energia elétrica via oferta de preços, onde cada agente termelétrico tem autonomia na sua decisão de despacho e se remunera a partir dos preços de curto prazo da energia. A adoção deste modelo dependeria, entre outras coisas, da existência de sistemas físicos de estocagem (de gás e GNL) que pudessem ser usados pelos agentes de forma individual, sendo de difícil implementação no curto e médio prazos.

2.4 - Leilão de energia considerando os atributos

De forma a aperfeiçoar os sinais econômicos ao longo da cadeia de suprimento, remunerando adequadamente os ativos de energia elétrica e gás, o aperfeiçoamento dos leilões deve considerar atributos como: segurança elétrica, despachabilidade e segurança energética.

No entendimento da Petrobras, a adequada valoração desses atributos levará a uma maior participação de geração termelétrica a gás natural na base, conciliando a necessidade de segurança energética requerida pelo setor elétrico, com as características de produção de gás associado.

Nesse sentido, é de extrema importância evoluir as formas de pagamento para as usinas. Atualmente, como somente a energia é valorada, as usinas recebem proporcionalmente à energia gerada, independente do número de partidas, por exemplo. Num modelo onde os atributos são valorados, os serviços devem ser pagos de formas separadas. Ou seja, as usinas devem ter uma remuneração por partida; remuneração para a energia gerada na base, outra para energia modulando ao longo do dia, além de outras modalidades, que devem estar atreladas aos serviços requeridos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

3. Resposta aos questionamentos realizados na abordagem sobre o item: harmonização gás natural e energia elétrica

Neste item a Nota Técnica expõe questões sobre a necessidade da garantia de suprimento de gás natural para geração termelétrica com a preocupação da adoção de regras rígidas de penalidade em caso de não suprimento.

(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 fornecedores?

Resposta: O modelo proposto estabelece um ambiente de liquidação financeira de gás natural, semelhante ao modelo do setor elétrico, onde o agente que não entregar o gás deverá liquidar sua obrigação no mercado de curto prazo.

Na liquidação financeira de gás, este supridor deverá pagar o preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro pelo volume não suprido e também poderá incorrer no custo associado à estocagem do gás natural utilizado para compensar a falha.

Agentes que firmarem contratos bilaterais de suprimento de gás poderão estabelecer, livremente, penalidades associadas à falhas no suprimento.

(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?

Resposta: Em um modelo de competição pelo suprimento de combustível, a formação do preço é sensível às situações de mercado. Uma situação de desequilíbrio no balanço entre a oferta e a demanda no mercado internacional poderá acarretar em aumento de preços no mercado interno. As estratégias de contratação devem ser constantemente avaliadas tanto pelos agentes de mercado, quanto pelo Agente Central de Transporte, em articulação com o Operador Nacional do Sistema, por meio da rotina de coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico.

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?

Resposta: Conforme citado anteriormente, a Petrobras entende que o supridor que não honrar seu compromisso deverá arcar com o preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro e o custo de estoque. Desta forma, o supridor de gás não deve estar sujeito às penalidades referentes ao setor elétrico.

(I-d) Como distribuir as responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento (terminais de regaseificação, gasodutos de transporte, etc.)

Resposta: Em relação a esta questão, a Petrobras entende que deve haver distinção entre falhas conjunturais e estruturais. Em situações de falhas conjunturais deverá ser possível compensação futura, sem quaisquer penalizações.

Para falhas estruturais as responsabilidades deverão recair proporcionalmente ao volume financeiro relacionado à atividade do agente responsável. Ou seja, as penalidades devem ser proporcionais ao serviço prestado, evitando carregar os riscos de um elo da cadeia para o outro.

Questionamentos sobre prazos contratuais e comprovação de gás, além das cláusulas de indexação de contratos foram realizados.

(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 supridores 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?

Resposta: Conforme descrito no item 2.3 desta contribuição, a Petrobras propõe a adoção de uma função de coordenação do suprimento e gestão de estoques para atendimento ao setor elétrico, desempenhada pelo Agente Central de Transporte em articulação com o Operador Nacional do Sistema. Neste modelo, as usinas contratadas em leilão, e que optem por não assumir riscos de contratos de gás, terão seu suprimento garantido, não havendo a necessidade de comprovação das reservas.

Para usinas que buscam formas de suprimento independente, esta flexibilização da comprovação do lastro de gás poderia ser inferior ao atualmente praticado. Agentes com suprimento próprio de gás comprovariam a exigência de gás em esquema de horizontes rolantes. Quando não for possível a comprovação do suprimento de gás para o período futuro, pode ser criado mecanismo de encerramento dos CCEARs, concatenado com o fim do suprimento de gás. Após este encerramento, o agente termelétrico poderia ofertar a usina em um novo leilão, no modelo em que o suprimento é coordenado pelo Agente Central de Transporte.

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?

Resposta: A separação na contratação do lastro e da energia é uma das formas de conciliar os interesses dos investidores em infraestrutura, os quais tendem a preferir contratos de longo prazo para amortizar seus investimentos, com os dos fornecedores de combustível, que geralmente veem em contratos flexíveis de longo prazo excessivo risco.

A criação de um mercado onde existam mecanismos de competição pelo suprimento, tanto do gás quanto da energia, fomenta a criação de produtos financeiros para mitigação de riscos.

Outra iniciativa que vai no sentido de melhorar a questão da financiabilidade é a unificação dos leilões de energia nova e existente. Na medida que os empreendimentos tenham as mesmas condições para contratação da energia, as instituições financeiras passarão a enxergar um ciclo de vida mais ligado ao projeto e menos conectado ao primeiro contrato celebrado.

Além disso, o crescimento da demanda, associado à modelos mais competitivos de mercado, cria condições adequadas para o financiamento dos bancos, mesmo considerando contratações em prazos inferiores aos praticados atualmente.

(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?

Resposta: A partir da criação de um mercado de gás em que haja competição pelo suprimento, com formação de preço de curto prazo de gás natural no mercado brasileiro, uma melhoria no atual regramento de reajuste seria a possibilidade de indexar o CVU das usinas termelétricas a este preço de gás do mercado brasileiro.

- Modelo de Suprimento de gás natural

Os pontos abordados sobre este item ressaltam a necessidade de competição entre fornecedores e maior eficiência econômica na compra do recurso.

(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?

Resposta: A flexibilização da declaração de CVU e inflexibilidade nos leilões poderia ser útil na compatibilização do setor elétrico com o mercado de gás.

Uma usina a GNL, por exemplo, utilizaria esta flexibilidade para ajustar a declaração de CVU em razão da diferença de preços do insumo entre os períodos de inverno e verão no hemisfério norte. Tal estratégia tende a beneficiar o consumidor de energia elétrica, pela concomitância do período seco do mercado brasileiro com maiores ofertas de GNL no mercado internacional, ocasionado pelo verão no hemisfério norte.

Já as usinas que utilizam gás nacional, seriam incentivadas a se declararem inflexíveis, conciliando a necessidade de segurança energética requerida pelo setor elétrico, com as características de produção de gás associado.

(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.)?

Resposta: As principais 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, podem ser discutidas por diferentes ângulos e guardam correlação com os desenhos de mercado desejados.

Numa ótica de um mercado elétrico baseado em decisões centralizadas e despacho por custo, as principais vantagens estão associadas à mitigação dos riscos atualmente incorridos pelos agentes termelétricos e supridores de gás. Adicionalmente, podem ser destacadas outras vantagens:

a) A contratação de GNL pode ser feita de maneira coordenada, garantindo a integralidade das cargas (contrata-se números inteiros de cargas, alocando-as nas melhores térmicas) e de maneira planejada em relação às dificuldades logísticas de sequenciamento de navios;

b) Permite diluição de parte dos riscos de preços entre os consumidores, reduzindo a exposição do agente termelétrico;

c) Permite contratar cargas de GNL apenas quando o setor elétrico realmente demanda, eliminando o custo das inflexibilidades/revendas de cargas que usualmente constam nos contratos de longo prazo de GNL;

d) Permite a contratação de GNL no mercado spot sem expor o agente termelétrico a elevados riscos de preços; e

e) Permite as contratações em portfólio, conforme condições de mercado ou dos reservatórios das hidrelétricas (um contrato de suprimento firme por um ano, com gás nacional de menor custo, num ano de estiagem, por exemplo).

Algumas das principais desvantagens desse arranjo podem ser elencadas:

a) Informação imprecisa de mercado e necessidade de compra por leilões padronizados limitam as possibilidades de produtos e serviços a serem disponibilizados ao mercado elétrico;

b) Risco de captura por interesses de algum agente/setor específico; e

c) Possíveis impactos no próprio mercado de gás natural pretendido, na medida em que se busca a criação de um mercado competitivo de gás natural, é preciso mitigar os riscos que um agente centralizado e de grande porte poderia causar na formação de preços de curto-prazo.

Em um modelo como esse, a remuneração dos investimentos nas usinas e na infraestrutura de gás ocorre por meio de pagamento da receita fixa. Quando ocorre a geração, o agente termelétrico é compensado pelos seus custos de O&M. Estes custos devem considerar os requisitos de partida, rampas, tempos de respostas etc. Dessa forma, deve-se avaliar a forma de pagamento pelos serviços prestados, separando o pagamento da energia (que é o modelo atual) do pagamento de outros serviços, como por exemplo o custo de cada partida/arranque.

(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 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 locais que melhor reflitam a otimização dos investimentos em transmissão de energia é necessária. Na busca por maior transparência e efetividade desses sinais, quais as vantagens e desvantagens de se promover uma mudança na forma de cálculo da TUST? (IX-b) E quanto à iniciativa de promover leilões regionais? (IX-c) Como relacionar os sinais locais aplicados nos leilões de energia elétrica aos sinais resultantes da tarifação de transporte de gás natural?

Resposta: A adequada expansão da malha de gasodutos, integrada à termelétricidade, advirá do sinal dado pelo planejador para atendimento de regiões específicas, devendo considerar as necessidades dos atributos de suprimento termelétrico (confiabilidade elétrica, complementariedade com outras fontes de geração e restrição de transmissão). Neste sentido, é fundamental a busca por sinais econômicos corretos, que

ponderem todos os custos da cadeia. Ou seja, o planejamento deve integrar os dois segmentos: gás natural e energia elétrica, e buscar a expansão ótima do ponto de vista do menor custo global para a sociedade.

Outros pontos abordados tratam das características inerentes da termelétricidade associadas à expansão dos setores de gás natural e energia elétrica.

(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?

Resposta: O ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica passa pela decisão do planejador em escolher as fontes energéticas que comporão a matriz elétrica brasileira. Quanto mais o planejador orientar a expansão por meio de fontes de geração renováveis intermitentes, como a geração eólica, mais o sistema necessitará de despachabilidade. E para conseguir essa despachabilidade por meio das usinas termelétricas, dois arranjos são possíveis e devem coexistir: (i) expansão com termelétricas flexíveis, com suprimento de gás flexível, sobretudo o GNL e (ii) expansão com termelétricas para geração na base, com suprimento firme, permitindo a utilização de recursos hidráulicos de forma flexível. O ponto de equilíbrio se dará através do mix que otimiza o custo total para a cadeia integrada de gás natural e energia elétrica.

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)?

Resposta: A estocagem de gás natural será necessária para garantir o nível de serviço do suprimento ao setor elétrico. Situações como: (i) desvios no planejamento da operação do setor elétrico, (ii) necessidade de despacho termelétrico imediato para atendimento à demanda de potência e (iii) falha no suprimento de gás, são contornadas com a utilização de estocagem. Além disso, os estoques podem ajudar no amortecimento das flutuações de preços no mercado internacional e na compatibilização do despacho termelétrico com as entregas discretas de GNL.

Conforme mencionado no item 2 desta contribuição, tanto a gestão dos estoques quanto a coordenação do suprimento, que envolve a compatibilização do despacho termelétrico com as cargas de GNL, podem ser desempenhadas pelo Agente Central de Transporte em articulação com o Operador Nacional do Sistema, definindo as melhores soluções de atendimento para o setor elétrico.

(XII) Tendo isso em vista, seria necessária alguma regra especial de despacho para acomodar esta necessidade, ou a apuração usual de indisponibilidades é suficiente?

Resposta: As apurações de indisponibilidade devem excluir as indisponibilidades programadas e forçadas do E&P, visto que estes eventos causam restrições conjunturais no fornecimento de gás.

(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? (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?

Resposta: A identificação destes produtos e serviços passa pela evolução de ferramentas computacionais, de forma a valorar adequadamente os atributos de cada fonte, em razão dos requisitos desejados pelo planejador.

Alguns aperfeiçoamentos podem ser destacados :

- consideração dos cenários de ventos nas regiões, suas variações e impactos para a geração eólica;
- necessidades de atendimento de ponta;
- confiabilidade nos troncos de transmissão;
- custos da expansão da transmissão;
- redução no fator de perda causada pelo despacho mais próximo aos centros de carga;
- tratamento das demais gerações intermitentes (UHEs a fio d'água, solar etc);
- reavaliação periódica do fator de produtividade das usinas hidrelétricas;
- serviços ancilares.

Anexo VII

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 7 (Política de Comercialização do Gás de partilha)

A implementação de uma política de comercialização do gás da partilha é vista como positiva e deve ter diretrizes e regras transparentes que propiciem a criação de um ambiente competitivo com preços formados livremente e isonomia no acesso ao mercado pelos agentes.

A política de comercialização de gás da partilha deve priorizar a maximização do resultado econômico e deve considerar critérios técnicos que garantam o melhor aproveitamento dos recursos energéticos. Neste contexto, cabe destacar que as projeções das Figuras 1 e 2 do Anexo 7 (Política de Comercialização do Gás da Partilha) referem-se à produção total 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 ressaltar que os volumes apresentados nas referidas figuras não representam os volumes potenciais de gás a serem escoados pelos gasodutos e disponibilizados ao mercado, pois o gás produzido deve passar previamente por operações de tratamento para especificação de requisitos técnicos para transporte, como por exemplo desidratação, remoção de CO₂, remoção de H₂S e compressão, bem como atender à estratégia de desenvolvimento do campo, a qual deve estar focada na maximização do resultado econômico. Em alinhamento com o conteúdo explicitado, as destinações do gás a ser produzido nas áreas do Pré Sal podem ser, entre outras, as destacadas a seguir:

- A reinjeção de gás no reservatório para manutenção da pressão, possibilitando maior recuperação de hidrocarbonetos do campo;
- A reinjeção de contaminantes presentes no gás, possibilitando também o aumento de pressão nos reservatórios e a produtividade dos poços, além de reduzir a emissão de CO₂ na atmosfera;
- A utilização do gás como combustível para suprimento da demanda energética das Unidades Estacionárias de Produção (UEP);
- A exportação do excedente de gás produzido tratado para a costa brasileira, por meio de gasodutos, para comercialização.

Para o campo de Libra, por exemplo, o teor de CO₂ no gás produzido é elevado e corresponde a cerca de 45% em volume. Assim, na atual concepção que maximiza o resultado econômico do projeto, o gás produzido será reinjetado para manutenção da pressão do reservatório e aumento da recuperação dos hidrocarbonetos.

Em 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 casos de existência de algum programa de destinação diferenciada do gás da União, entende-se que é preciso que o mesmo seja norteado pela transparência no que se refere aos objetivos e benefícios esperados, bem como quanto ao prazo de aplicação do programa.

Anexo VIII

Contribuições da Petrobras sobre o ANEXO 8 (Desafios Tributários)

O Anexo 8 discute possíveis soluções para os entraves tributários associados ao setor de gás natural, destacando duas questões principais: o transporte por modal dutoviário e a importação de GNL por modal marítimo. O presente documento comenta cada um dos temas de forma separada.

A) Tributação do Transporte Dutoviário

Em síntese, as soluções pretendidas tentam aprimorar a norma tributária de forma a alcançar o dinamismo pretendido para o setor, possibilitando a ação de múltiplos agentes de forma independente.

Com relação à mudança pretendida para a regra de transporte dutoviário, o Programa Gás para Crescer menciona a edição de um Protocolo ICMS pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) com vistas a desvincular a emissão dos documentos fiscais do transporte ao fluxo físico percorrido pela mercadoria. Uma vez que a entrada de novos agentes na malha de transporte e a realização do *swap* operacional subentendem a troca física de moléculas de gás no interior dos dutos, faz-se necessário excepcionar o transporte dutoviário de gás natural da regra geral do tributo de forma a permitir que a emissão dos documentos fiscais seja feita com base nas diretrizes contratuais.

A solução parece contornar o problema verificado atualmente e atende aos pressupostos de multiplicidade de agentes e otimização da capacidade de transporte instalada.

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.

Cabe mencionar o Artigo 730 do Código Civil (Lei 10.406/2002) que trata dos contratos de transporte (grifamos):

“Art. 730. Pelo contrato de transporte alguém se obriga, mediante retribuição, a transportar, de um lugar para outro, pessoas ou coisas.”

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.

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.

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.

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.

B) Questões Tributárias e Aduaneiras na Importação de GNL

Conforme mencionado no Anexo 8, 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, é importante ter em mente que 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. Logo, a empresa responde não só pelas obrigações tributárias, mas também pelas aduaneiras ao longo de toda a operação. 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.

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. O Art. 3º da Instrução assinala que o importador adquire o direito de uso da carga após a “protocolização da comunicação emitida pelo técnico responsável”. Portanto, para que um importador esteja apto a efetuar uma remessa para o agente regaseificador, é necessário que a inspeção pelo técnico ocorra em momento anterior (ou, no máximo, concomitante) à

entrada da carga no estabelecimento onde a atividade é realizada. Alternativamente, uma solução a ser avaliada seria permitir que o importador adquira o direito de uso sobre carga a partir da Declaração de Importação (DI) antecipada, registrada no Sistema Integrado de Comércio Exterior (SISCOMEX). Não obstante, a legislação aduaneira poderia facultar ao importador complementar as informações faltantes em prazo posterior ao do desembaraço da carga de GNL. Alternativamente à IN 1.282/2012, poderia se caracterizar o processo de desembaraço do GNL a partir da regaseificação e não do recebimento da carga, permitindo uma maior flexibilidade de movimentação do GNL no país.

Seria importante adequar a legislação de PIS/Cofins, referente as operações “*back-to-back*” (*off-shore*), concedendo a alíquota zero para este tributo nas operações com GNL. Essa alteração da legislação daria isonomia ao atual tratamento dispensado para a importação de GNL.

Outra frente a ser negociada diz respeito à alteração do método de apuração do preço de transferência para o GNL (PCI para PIC) de modo a refletir a realidade do mercado de GNL, em virtude da ausência de um indexador de mercado.

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:

- i. concessão, em todos os Estados, de diferimento do ICMS da Importação para o momento de saída do gás dos terminais;
- ii. estabelecimento de regras específicas para o registro do estoque do GNL, *boil off* e *heel on board*, as quais estão sujeitas a grandes variações;
- iii. reconhecimento do 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;
- iv. permissão para o faturamento mensal das cargas importadas de GNL;
- v. 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;
- vi. permissão para o descasamento entre o estoque disponível para determinado agente e o estoque físico efetivamente observado nos terminais. Tais medidas devem valer para todos os estados que possuam terminais de GNL.

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:

- 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;
- ii. reconhecimento de um descasamento entre o estoque disponível para determinado agente e o estoque físico efetivamente observado nos terminais.