



EDP - Energias do Brasil

Contribuição à Consulta Pública MME nº 20/2016:

Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil

São Paulo, 07 de novembro de 2016

Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.

1. Introdução

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

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

Diante do cenário de desinvestimento da Petrobrás, empresa dominante e responsável pela operação e balanceamento no setor de gás, é necessário o desenvolvimento do mercado de gás, por meio de atração de novos players e investimentos, diversificação da oferta de gás, estímulo a concorrência, sendo fundamental discutir a organização setorial e definir previamente regras de mercado que proporcionem condições favoráveis para o desenvolvimento do mercado e confirmem segurança para novos investidores, maximizando também o valor dos ativos a serem privatizados.

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

2. Comercialização de Gás Natural e Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais

No âmbito dos temas abordados nos **Anexos I e III – Comercialização de Gás Natural e Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais**, respectivamente, - da Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil – desse Ministério, a EDP apresenta suas contribuições visando ao desenvolvimento deste setor.

O estímulo à competição tanto na oferta quando na demanda são essenciais para uma maior liquidez e robustez no mercado de gás natural brasileiro, assim a diversificação de *suppliers* é fundamental para a abertura do mercado. A desverticalização completa do setor também é necessária para que se evite o *self-dealing*, prática nociva a qualquer ambiente competitivo.

No que tange a oferta de gás, os elevados investimentos necessários para a criação das estruturas de escoamento, tratamento de gás natural e terminais de regaseificação fazem deste mercado um ambiente propício ao monopólio natural. Para fomentar a entrada de novos produtores, propiciando assim uma maior competição na oferta de gás, muitos países propõem o compartilhamento destas *essential facilities* através de arcabouços legais e regulatórios que preservem o investimento realizado e, ao mesmo tempo, incentivem a maximização da capacidade de tais gasodutos, impedindo o uso do poder de mercado local da empresa dominante e permitindo o acesso de demais produtores, caso exista capacidade disponível. O acesso livre e não discriminatório a estas infraestruturas é essencial para que haja um ambiente competitivo, porém deve-se observar aspectos técnicos e logísticos específicos destas infraestruturas no momento de criação das regras de compartilhamento e na demarcação das responsabilidades entre as partes.

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

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

Para infraestruturas existentes, entendemos que os valores de acesso podem ser bilateralmente negociados, com mediação e fiscalização da ANP. Tal fiscalização e mediação podem ser embasadas nas informações do mercado, que devem ser vastamente publicadas, inclusive com uma plataforma eletrônica para alocação de capacidade, de modo a dar transparência às capacidades ociosas.

Já para novas estruturas, a Lei do Gás deve ser alterada para incluir gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de liquefação e regaseificação, com outorga mediante concessão e/ou autorização, via leilão, assegurando o livre acesso e a isonomia.

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

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

A ampliação da competitividade na demanda pode ocorrer tanto através de mercado balcão, após a desverticalização do setor, como também através de leilões de gás com condições isonômicas entre os participantes, sejam eles comercializadores ou

distribuidoras. Tal mecanismo permite coibir práticas anticoncorrenciais de aquisição de gás pelas distribuidoras, tais como a prática de *self-dealing*. Além disso, visando ampliar a competição nos certames, entendemos que seja benéfica a participação dos demais agentes interessados nestes leilões, tanto como vendedores quanto como compradores, inclusive comercializadores e consumidores livres.

Deve-se observar que os volumes negociados devem ser proporcionais às capacidades de transporte dos gasodutos que foram previamente contratadas. Além disso, com o aumento do número de players no mercado de gás, será necessária também a criação de um mercado secundário onde poderão ser negociados as sobras e déficits contratuais. Ainda para fins de equalização de desequilíbrios nas redes de transporte e para backup do fornecimento e acreditamos que seja necessária a criação de um mercado spot, além de um operador independente para exercer as atividades de otimização e de balanceamento da rede, que atualmente são exercidas pela Petrobras, por ser a proprietária dos gasodutos de transporte.

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

Uma vez que, a Petrobras será por muito tempo a maior produtora nacional de gás e um dos maiores consumidores, sugere-se também que um programa de venda obrigatória (Gas Release) seja criado. As vendas seriam realizadas através de leilões, proporcionando acesso isonômico ao gás descontratado. Para que este programa funcione, é necessário também a diferenciação, nas legislações estaduais, entre distribuição e comercialização de gás, para que o mercado livre possa se desenvolver. Normalmente, o enquadramento de consumidores no perfil livre é demasiadamente restritivo, permitindo que poucos tenham a liberdade de migrar.

3. Tarifação por Entrada e Saída

Quanto ao **Anexo II – Tarifação por Entrada e Saída**, discorre-se a seguir sobre a proposta.

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

É consenso que o funcionamento eficiente do mercado de gás natural depende, com relação ao transporte, tanto da escolha do tipo de contratação de capacidade adequado à estrutura do mercado e ao livre acesso quanto à adoção do tipo de tarifação que não cause distorções no mecanismo de formação de preço da molécula.

A reserva de capacidade por Entrada/Saída confere equilíbrio entre flexibilidade e capacidade firme, cria um produto homogêneo a ser negociado e assim promove a robustez ao mercado e propicia a comercialização. Trata-se de importante aprimoramento para incentivar as negociações bilaterais e dar liquidez ao mercado, além de incentivar a entrada de novos produtores no mercado.

Para a escolha do modelo de tarifação é necessário a remuneração dos custos de transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular investimentos de longo prazo e facilitar a articulação. O método por Entrada/ Saída pode promover um mercado líquido e concorrência, induz investimento, sinaliza congestionamento, simples e transparente. Tem-se, portanto, contratação e tarifação separada de capacidades de entrada e saída e a comercialização de gás de forma independente da localização da rede.

Como já exposto pela ANP em sua Nota Técnica 11/2016 - SCM, existe um cronograma proposto para que haja a transição do modelo atual, que engessa a abertura do mercado, para o modelo de Entrada/Saída calculado pela abordagem matricial da metodologia Entrada/Saída. Entretanto, o cronograma prevê a entrada desta nova metodologia apenas em 2018, após um período de transição, durante o qual será utilizado o modelo proposto pela PETROBRAS. Deve-se observar que, este período longo de transição pode ser oneroso para a abertura e ampliação do mercado, da forma como se deseja hoje. Portanto, a transição deve sim respeitar os contratos vigentes, porém ocorrer trazendo completa transparência de informações e isonomia na aquisição das mesmas pelos agentes. Além disso, deve-se evitar que haja qualquer atraso no cronograma proposto de maneira que o modelo de Entrada/Saída seja implementado o quanto antes, atendendo a todos os requisitos legais e regulatórios. Destaca-se também a grande importância do sinal locacional de preços de transporte, já proposto. Entende-se que este auxiliará na alocação de novos investimentos e na expansão da rede de transporte.

4. Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural

Quanto ao tema do **Anexo IV - Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal e incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural** – da Consulta Pública, apresentamos as contribuições que consideramos relevantes para a adequada e efetiva implementação da “Lei do Gás”, no âmbito das Agências Reguladoras Estaduais, notadamente no que tange às condições gerais e às tarifas para autoprodutores e auto importadores de gás natural.

Além da organização setorial, é importante adequar e harmonizar as regras para o mercado livre nas diversas unidades da federação de modo a permitir as transações interestaduais e com a definição de cronogramas para a abertura do mercado e o

estabelecimento do livre acesso para produtores, consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, além da adoção de melhores práticas de regulação.

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

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

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

a. No sentido da harmonização das regulações estaduais e federal, quais os mecanismos que poderiam ser implementados? Quais os incentivos ou condicionantes que poderiam ser propostos aos Estados para que façam os devidos aperfeiçoamentos no marco regulatório? Qual(is) seria(m) o(s) caminho(s) possível(is) para uma uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e Consumidores Livres entre estados?A Constituição da República concedeu, em seu Capítulo III (Dos Estados Federados), aos Estados a exclusividade de distribuição local de gás canalizado mediante regulamentação. Parece-nos que a solução para a harmonização entre as regulamentações estaduais e federal seria o estabelecimento de forma efetiva do marco regulatório que irá nortear todos os Estados Membros, permitindo a

unificação do setor para direcionar as legislações estaduais aos preceitos macros instituídos a realidade de cada região.

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

O artigo 64 do Decreto nº 7.382/2010, estabelece que “as sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou auto importador deverão ser previamente registradas na ANP”. Portanto, é da competência exclusiva daquela agência reguladora federal conferir o registro de autoprodutor (AP) e de auto importador (AI) aos agentes interessados, não sendo possível às agências estaduais questionar ou restringir os direitos previstos pela Lei do Gás a esses segmentos de consumo.

Importa destacar ainda que os APs e AIs de gás natural foram criados na esteira dos princípios balizadores da Lei do Gás, conforme se observa no Acordo celebrado pelos agentes setoriais em 25/11/2008.

O tratamento diferenciado para os APs e AIs justifica-se por não serem eles apenas consumidores de gás que adquirem o gás já produzido ou importado por um terceiro, são também empreendedores que investiram na exploração, produção, importação e na logística de movimentação, tomando os riscos inerentes a estas atividades.

Nesse sentido, não se trata de se investir, por exemplo, apenas em uma usina termelétrica, mas num projeto que considera a autoprodução e auto importação, onde há o investimento e, por consequência o desenvolvimento, em toda a cadeia do gás natural, o que contribui para o desenvolvimento do país e dos estados. Ademais, em se tratando de termelétricas, há a contribuição para a expansão e garantia de suprimento para o setor elétrico.

Dessa forma, a Lei do Gás propôs um tratamento diferenciado a estes agentes, que trazem um benefício econômico que os consumidores convencionais não trazem.

Por suas características de grande consumidor de gás natural, as usinas termelétricas são empreendimentos que se encaixam muito bem num projeto de autoprodução ou auto importação. Podem, por exemplo, em alguns casos, ser construídas “na boca do poço” contribuindo para a utilização dos recursos energéticos que de outra forma não seriam explorados. Podem, ainda, alavancar a construção de um terminal de importação de GNL e a expansão da malha de gasodutos.

Infelizmente, o que se observa junto aos Estados é uma visão estreita com relação ao Autoprodutor e Auto importador. Geralmente, as distribuidoras e agências reguladoras enxergam apenas que tais agentes pagarão uma tarifa de menor valor se obedecidos os princípios da Lei do Gás. Na visão dos estados esta tarifa diferenciada é prejudicial, visto que uma termelétrica que muitas vezes por si só tem o potencial de dobrar o volume de gás movimentado pela distribuidora, se pagar a margem de distribuição convencional será uma grande fonte de recursos para subsidiar outros consumidores e fazer políticas públicas e, portanto, se recusam a regular adequadamente o tema, buscando equiparar o AP e AI ao consumidor convencional. E assim, a maioria dos estados acaba, de alguma maneira, inviabilizando o AP e AI.

Desta forma há poucos incentivos ou mesmo a inviabilidade do AP, AI e consumidores livres (CL) saírem do ambiente cativo da distribuidora de gás. Cabe enfatizar que o termo de compromisso de gás entre o agente termelétrico e a distribuidora local de gás canalizado é documento obrigatório para cadastro do empreendimento termelétrico no leilão de energia. Desta forma, as distribuidoras de gás claramente utilizam desta obrigação como poder de barganha para o aceite, por parte do agente termelétrico, de condições comerciais abusivas.

Pelo exposto nota-se a necessidade e a importância de uma ação no âmbito Federal para a harmonização regulatória frente aos Estados. Nesse sentido, a interpretação do artigo 25 da Constituição Federal estabelece a competência estadual sobre os "serviços locais de gás canalizado", mas não em relação à atividade de comercialização (compra e

venda) do produto gás natural. Assim, em nossa visão compete à União legislar sobre a atividade de comercialização de gás natural, o que possibilita a definição de regras harmônicas para o mercado livre nas unidades da federação e a realização de transações interestaduais.

Entendemos que para atender ao princípio da isonomia, as tarifas deverão obedecer aos critérios definidos pelas Agências Reguladoras Estaduais sob comando de regulação federal, levando em consideração características técnicas e custos específicos provenientes do atendimento aos distintos CL, AP e AI.

Diante dos desinvestimentos e do reposicionamento da Petrobras no mercado de gás natural, e da urgência de adequação, as distribuidoras deveriam buscar sempre o menor preço para o mercado, e se sobrar gás comercializar seja através de plataformas eletrônicas ou outros meios.

O acesso de terceiros aos terminais de regaseificação, UPGNs e gasodutos de escoamento, a política do gas release, inibição do *self-dealing*, a plataforma eletrônica e as iniciativas para promoção da abertura do mercado, somente serão efetivas, se de fato houver uma diferenciação de condições comerciais ao consumidor final do gás. Desta forma, reiteramos a necessidade de se diferenciar os serviços de distribuição e comercialização do gás natural na esfera Estadual.

Em suma as propostas seriam:

- i. Separação das competências de âmbito: (i) Federal, em relação à comercialização de gás natural; e (ii) Estadual, em relação ao serviço local de distribuição de gás natural.
- ii. Presença de agências reguladoras fortes e independentes em todos os estados;
- iii. Regulação de consumidores livres, autoimportadores e autoprodutores em todos os estados.

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

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

A distribuidora terá um papel mais atuante, tendo que trabalhar com maior intensidade em várias disciplinas: comercial, operacional, análise de risco e etc.

No âmbito comercial, visando buscar maior transparência e garantia pela busca ao menor preço de mercado, entendemos que a compra da molécula de gás natural pelas distribuidoras, para atendimento de seu mercado cativo, deve ser realizada por meio de leilões regulados, limitando o risco de comercialização.

As distribuidoras, deste modo, repassariam os valores contratados nos leilões via tarifa aos consumidores cativos. Uma maior gestão de contratos da distribuidora, e mesmo do órgão regulador, será necessário.

No âmbito operacional, a distribuidora poderá operar liquidando diferenças entre a oferta e a demanda de gás da sua área de concessão, objetivando otimização dos contratos (ex: reduções de *take or pay*; ganhos na compra de gás spot e etc.).

Até o momento, tendo a Petrobras um grande portfólio de fontes de gás (gás onshore, offshore, Bolívia e GNL), uma eventual falha de suprimento em uma fonte traz pouco impacto à distribuidora. A diversificação de ofertantes de gás com portfólio de gás

restrito, em um primeiro momento, trará um incremento no risco de suprimento a distribuidora.

Com a viabilização do CL, AP e AI, a distribuidora terá que definir e gerenciar as migrações destes clientes entre os mercados livres e regulados, e seu consequente impacto no suprimento de gás.

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

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

O acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGN e terminais de regaseificação, além da solução dos entraves tributários, deverá, já no curto prazo, estimular o desenvolvimento do mercado de gás.

Entretanto, somente este acesso não é suficiente para tal desenvolvimento. É preciso que as condições comerciais do gás sejam transmitidas ao longo de toda a cadeia, do produtor do gás até o usuário final.

Assim, o acesso de terceiros, conforme comentado acima, aliado ao incentivo através do mecanismo do leilão do gás da partilha deverão estimular às boas práticas regulatórias, tanto no âmbito Federal como Estadual.

No longo prazo, será importante comparar os impactos da adoção de boas práticas regulatórias no desenvolvimento do mercado de gás natural e da indústria nos diversos Estados.

5. Gestão Independente Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural

No âmbito do tema abordado no **Anexo VI – Gestão Independente Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural** - da Consulta Pública, a EDP apresenta suas contribuições.

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

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

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

Entendemos que para viabilizar a concorrência e livre acesso à infraestrutura com transparência, alocação eficiente de capacidade, otimização de fluxos, balanceamento da rede, além de redução dos custos de transação é necessário a adoção de Operador do sistema independente para fins de coordenação e gestão de todos os ativos de transporte, principalmente no que tange a operação da movimentação de gás natural em gasodutos de transporte e em unidades de estocagem de gás natural. Implementar-se-ia um modelo eficaz para a separação de interesses e para a garantia de independência da operação. Com a permanência dos proprietários dos ativos e a independência da operação do sistema, haverá uma transição mais suave entre os

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

No que tange à comercialização de gás, seria necessária a adoção de uma Câmara de Comercialização de Gás, a exemplo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE do setor elétrico, para a contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo, gestão comercial e implantação e divulgação de regras e procedimentos de comercialização.

O Planejamento da Expansão é possível de ser realizado nos moldes do setor elétrico coordenado pelas instituições Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE.

6. Desafios Tributários

Quanto ao tema abordado no **Anexo VIII – Desafios Tributários** - da Consulta Pública, a EDP apresenta suas considerações

Acreditamos que a proposta deveria ser não apenas de um convênio, que ainda é problemático considerando que os Estados podem ou não aderir, e ainda que venham a aderir poderão deixar de fazê-lo a qualquer tempo, por exemplo, na troca de governantes e partidos, causando insegurança jurídica para projetos de longo prazo.

Em relação ao Gás destinado para a geração de energia elétrica, semelhante ao que ocorre com a própria energia, deveria ser expandida a legislação vigente de forma a diferir toda a tributação do ICMS incidente sobre a cadeia do gás, desde a exploração ou importação, transporte e armazenamento, até a Venda de Energia Elétrica destinada a Consumidor Final (incluindo a energia destinada a consumo em processos industriais).

A justificativa desta proposta é que atualmente tanto a venda do Gás quanto o seu transporte intermunicipal são sujeitos ao ICMS. No entanto, a Energia Elétrica Produzida pelos Geradores Térmicos usualmente é vendida para empresas

Comercializadoras e Distribuidoras, sem a incidência de ICMS na saída. Desta forma, o ICMS pago na cadeia do Gás não pode ser compensado em razão de a saída não ser tributada, quebrando a Não Cumulatividade do Tributo, convertendo assim todo o ICMS pago nas operações anteriores até a transformação em Energia em custo, onerando assim o Preço de Venda de Energia para as Comercializadoras e Distribuidoras, e como consequência, prejudicando e muito a modicidade tarifária.

Considerando que o ICMS:

- Torna-se um Custo não recuperável para o Gerador Térmico, cujas saídas não são tributadas pelo ICMS;
- É repassado no preço pelo Gerador para a Distribuidora de Energia;
- É incluído no custo de compra de energia da Distribuidora e incidido sobre a operação de Venda a Consumidor Final.

Resta claro que os Estados estão recebendo o ICMS por duas vezes sobre o Gás:

1. Sobre o preço de venda e transporte do Gás até o Gerador Térmico;
2. Quando a distribuidora vende Energia Elétrica aos Consumidores Finais com acréscimo de ICMS sobre o custo de compra de energia (custos estes que já carregam o ICMS tratado como custo e repassado pelo Gerador, que não pode efetuar a compensação do tributo em sua saída para a distribuidora).

Desta forma, para evitar o duplo recolhimento do ICMS sobre o Gás, como exposto, a melhor forma seria o diferimento para o momento da Venda ao Consumidor Final.

7. Conclusão

A iniciativa do Ministério de Minas e Energia em discutir propostas para o desenvolvimento do setor e aprimoramento do modelo de mercado de gás natural com o objetivo de ampliar a concorrência, atrair novos investimentos e diversificar a oferta mostra-se louvável.

Ao longo da contribuição, a EDP levantou pontos que julga cruciais e fez propostas efetivas para o desenvolvimento regulatório, comercial e legal deste setor, considerando o plano de desinvestimento da Petrobras e a vontade do governo de ampliar e diversificar este mercado. Todas as propostas consideram as melhores práticas internacionais nas diferentes frentes abordadas ao longo desta contribuição e visam a abertura de mercado na busca de mais investidores e na promoção da competição.

Considerando a entrada de novos *players* nos diversos segmentos do setor, é fundamental definir o modelo de operação, remuneração, contratação e acesso livre aos sistemas de transporte, escoamento, UPGNs e terminais de liquefação e regaseificação de gás natural, de modo a promover a eficiência e evitar práticas anticoncorrenciais e possíveis conflitos de interesse. Deve-se promover, por meio de harmonização de regulações estaduais e federais, a viabilidade do AP, AI e consumidores livres (CL) do mercado de gás natural.

Entendemos necessária a resolução de questões fundamentais à viabilização e atratividade de usinas termelétricas convencionais, que promoveriam o desenvolvimento e expansão requeridos ao mercado de gás.

Não menos importante, o equacionamento de questões tributárias mostra-se de extrema relevância.