

Contribuições Referentes a Consulta Pública Gás para Crescer Consulta Pública nº 20 de 03/10/2016

Nome da Instituição: FGV Energia

Ministério de Minas e Energia

Ato Regulatório: Consulta Pública nº 20 de 03/10/2016

Anexo 4: Estímulo ao Desenvolvimento de Mercado à Harmonização entre Regulações Estaduais e Federal

Objeto: Diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.

O documento “Anexo 4: Estímulo ao Desenvolvimento de Mercado à Harmonização entre Regulações Estaduais e Federal” da Consulta Pública *Gás para Crescer* traz uma discussão oportuna sobre a identificação de barreiras e melhorias dos incentivos econômicos e regulatórios do uso do gás natural em nichos de mercado para consumo na indústria, cogeração e gás natural veicular-GNV. Estes nichos têm importante papel na expansão e desenvolvimento do mercado de gás natural, dado que a sinalização da existência de uma demanda previsível e de longo prazo é imprescindível para um que os empresários tomem decisões de investimento de longo prazo de maturação.

A FGV Energia, centro de estudos de energia da Fundação Getulio Vargas, apresenta a seguir a identificação de medidas capazes de superar entraves relativos ao desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural para a cogeração, à criação de um mercado secundário e de curto prazo de gás natural, à harmonização regulatória dos estados e à viabilização de swaps de gás natural.

Identificação de Barreiras e Melhorias nos Incentivos Econômicos e Regulatórios à Cogeração a Gás Natural

Ao analisarmos o Balanço Energético Nacional, observamos que o gás natural, aos preços atuais, já conquistou praticamente todo o potencial de substituição de óleo combustível e diesel ao alcance de sua rede de gás natural. Para que o gás pudesse penetrar em outras atividades econômicas substituindo outros energéticos, o esforço de redução do seu preço seria considerável e, portanto, precisaria de um choque de oferta de gás natural. Contudo, dentro dos atuais consumidores, existe ainda um grande potencial de incremento de consumo via cogeração.

Segundo a COGEN Rio, os entraves da expansão do uso do gás natural para a cogeração estariam diretamente relacionados à possibilidade de os cogeneradores injetarem o excedente de energia elétrica gerado na rede de distribuição de energia elétrica, ao redesenho do mercado de gás natural após os desinvestimentos da Petrobras e à harmonização regulatória entre os estados brasileiros, principalmente quanto à tributação do ICMS e quanto à definição das figuras dos consumidores, autoprodutores e autoimportadores.

Em meados de 2015, a Fundação Getulio Vargas realizou uma reunião de trabalho do Grupo de Harmonização Regulatória que foram discutidos alguns pontos relevantes para o desenvolvimento da cogeração a gás natural. Deste este trabalho, foram verificados avanços quanto à consideração da geração distribuída e da cogeração qualificada no planejamento energético integrado principalmente devido à Portaria 538/2015 do Ministério de Minas e Energia e à criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Além de propor incentivos fiscais e financeiros à cogeração qualificada, o ProGD viabilizou a contratação da energia elétrica proveniente de cogeração qualificada a gás natural devido à instituição do Valor Anual de Referência Específico (“VRES” ou também conhecido como “VRGD”).

O VRES será calculado pela EPE e suficiente para cobrir os custos da energia elétrica proveniente da cogeração e das potenciais externalidades desta forma de geração de energia para a rede de distribuição. Enquanto o VR girava em torno de R\$ 120/MWh em 2015, a portaria 538/2015 estabeleceu a partir de janeiro de 2016 o VRES para a geração distribuída por cogeração de R\$ 329,00/MWh. Os valores devem ser atualizados anualmente, durante a vigência do contrato com base na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e na variação da tarifa

de gás natural vigente para o empreendimento de cogeração nos doze meses anteriores ao mês de atualização do VRES.

No entanto, é possível que o estabelecimento do VRES para cogeração se mostre uma política inócua pelo menos no curto prazo no que tange a promoção da cogeração. Devido à recessão econômica verificada no Brasil nos últimos anos, foi verificada uma redução da demanda de energia elétrica, fazendo com que as distribuidoras de energia elétrica atualmente se encontrem sobrecontratadas. Por esse motivo, é esperado que no curto prazo não haja convocação de leilões pelas distribuidoras para contratação da energia elétrica proveniente de cogeração qualificada a gás natural.

Contudo, hoje no setor elétrico há ainda duas possíveis soluções para este excedente de energia elétrica gerado pela cogeração qualificada: a venda no mercado livre para consumidores livres ou a participação do sistema de compensação como micro/minigerador.

No caso dos sistemas de cogeração a gás natural de grande porte, é possível vender o eventual excedente de energia elétrica proveniente da cogeração no mercado livre. No mercado livre de energia elétrica, este excedente pode ser vendido através de contratos de compra de energia incentivada de cogeração qualificada para os consumidores livres¹ e pode receber desconto de até 100% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD). Além disso, caso a energia ofertada pela cogeração exceda, ou seja insuficiente, para atender à energia contratada pelo consumidor livre, esta diferença será liquidada pelo PDL no mercado spot.

Já, no caso de sistemas de cogeração qualificada a gás natural com capacidade instalada de até 5,0 MW e conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, estes podem se classificar como micro/minigeração distribuída e poderão participar do sistema de compensação estabelecido pela REN 482/2012 e pela REN 687/2015. O sistema de compensação se caracteriza como um incentivo à cogeração qualificada a gás natural de até 5MW, permitindo que o excedente de energia gerado seja injetado na rede de distribuída e transformado em créditos de energia elétrica a serem consumidos pelo micro/minigerador em até 60 meses.

É esperado que a REN 482/2012 e a REN 687/2015 estimulem no médio prazo a penetração da cogeração qualificada a gás natural em unidades consumidoras de baixa tensão (com destaque setor

¹ Consumidor Livre é aquele que, atendendo aos requisitos da legislação vigente (demanda mínima de 3MW), pode escolher seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação.

de serviços), onde a viabilidade dos projetos é favorecida pela tarifa de energia elétrica mais alta. É preciso, porém, reforçar por meio de campanhas de conscientização sobre a possibilidade de cogeração a gás natural, desde que classificada como qualificada conforme o artigo 4º da REN 235/2006 da ANEEL, também poder participar do sistema de compensação previsto na REN 482/2012 e na REN 687/2015. Até outubro de 2016, não havia nenhum projeto de cogeração qualificada a gás natural no registro de micro/minigeradores da ANEEL.

Além disso, a micro/minigeração distribuída conta também com o benefício da isenção de PIS, CONFINS e ICMS garantido pela Lei Federal nº 13169/2015 e pelo Convênio ICMS Nº 16/2015. Contudo, ainda não há consenso com relação à tributação de ICMS sobre a energia gerada em sistemas de minigeração distribuída superiores a 1MW e inferiores a 5MW, bem como em as novas modalidades de geração compartilhada e de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. O CONFAZ 16/2015 atualmente garante apenas a isenção de ICMS sobre a energia gerada e consumida sob um mesmo CPF ou CNPJ para plantas de micro/minigeração distribuída de potência instalada de até 1 MW. Desta forma, como na cogeração qualificada a gás natural os ganhos de escalas muitas vezes são essenciais para viabilizar os projetos, seria particularmente interessante a atualização do CONFAZ 16/2015 conforme REN 687/2015, permitindo a isenção de ICMS na compensação de energia elétrica produzida plantas de minigeração com potência instalada de até 5MW.

O Anexo 4 da Chamada Pública “Gás para Crescer” ressalta que o investimento inicial ainda são barreiras à cogeração. Além de o programa ProGD vir incentivando a geração distribuída em edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e em edificações comerciais, industriais e residenciais, o BNDES já vem dando preferência ao financiamento de projetos de geração distribuída por fontes alternativas e da eficiência energética. Desta forma, o banco apresenta hoje duas linhas financiamento adequadas para projetos de cogeração a gás natural com taxas de juros abaixo do valor de mercado (TJLP + taxa de remuneração do BNDES + Spread Bancário). O FINEM – Geração de Vapor e Energia Renovável (a partir de R\$ 20 milhões) que garante participação do BNDES em financiamento de até 70% dos itens financiáveis com prazo de até 20 anos e o FINEM –Eficiência Energética (a partir de R\$ 5 milhões) que garantem participação do BNDES de até 80% dos itens financiáveis e cujo prazo varia de caso a caso. Ambos oferecem benefícios para o governo das unidades federativas, para o governo municipal, e para micro, pequenas e média empresas.

Há ainda, outras linhas de financiamento interessantes para a cogeração a gás natural na indústria e no setor de serviços, como o FINEP Tecnologia Inovadora, o “Economia Verde” do Investe São Paulo e as diversas modalidades oferecidas pelo Fundo Constitucional de Financiamentos do Nordeste – FNE do Banco do Nordeste. Para projetos de cogeração qualificada a gás natural em prédios públicos que sejam de grande porte e passíveis de serem desenvolvidos por meio de parcerias público-privadas, conta-se ainda com a Lei 12.431/2011 que prevê a possibilidade de emissão debêntures de infraestrutura. As debêntures de infraestrutura são uma nova proposta de arrecadação e de financiamento idealizada com o objetivo de aproximar o mercado de capitais dos projetos de investimento de infraestrutura necessários ao desenvolvimento do País.

Adicionalmente, modelos de negócios de negócio dos tipos BOT (Build-Operate-Transfer) ou BOOT (Build-Own-Operate-Transfer) e ROT (Refurbish-Operate-Transfer) podem reduzir a percepção de risco pelo investidor privado através da interação junto a uma *energy service company* - ESCO e viabilizar empreendimentos de cogeração através de parcerias público-privadas – PPP principalmente em diversos prédios públicos que demandam energia elétrica e energia térmica principalmente para calor de processo e condicionamento térmico. Estes modelos de negócio são uma forma de financiamento de projetos onde a ESCO recebe licença do setor público ou de outra empresa privada para financiar, projetar, construir e operar uma instalação por um período determinado, após o qual o controle da instalação é transferido de volta para à administração pública ou para a empresa privada que contratou o serviço da ESCO. Antes da transferência, a ESCO possui permissão para estabelecer tarifas de uso e arrendar os estabelecimentos de forma a recuperar os investimentos iniciais, além de compensar os custos operacionais e de manutenção do projeto.

Um exemplo bem-sucedido de modelo de negócio do tipo BOT é a Central de Cogeração RJR desenvolvido pela ESCO Light para a Coca-Cola no Rio de Janeiro. O Contrato do BOT da Central de Cogeração RJR estabelece a concessão da operação da planta pela ESCO Light por 15 anos a partir do início de dezembro de 2013. Com investimento de 100 milhões, a Central de Cogeração RJR é abastecida por gás natural possui eficiência global de 86% e produz energia elétrica, vapor, água gelada, CO₂ e N₂ alimentícia.

Estes tipos de ferramentas de financiamento poderiam no longo prazo viabilizar inclusive a criação de district heating cooling - DHC envolvendo Distribuidoras EE/GN que caracterizariam por apresentar uma grande demanda de gás natural firme e previsível. Produzindo energia elétrica,

vapor e frio em grande escala, os sistemas de DHC com cogeração são considerados como um dos métodos mais eficientes de condicionamento de ambiente (resfriamento e aquecimento) e são recomendados para grandes áreas urbanas com elevada densidade de escritórios, serviços (hospitais, shoppings, hotéis e supermercados) e também grandes condomínios residenciais. Os district Cooling seriam indicados principalmente para novos empreendimentos com disponibilidade de espaço. Hoje, são largamente utilizados no Japão e EUA, mas pouco disseminados em outros lugares do mundo (SILVA & MENDONÇA, 2003).

O Brasil apresenta clima adequado para o desenvolvimento dos DHC, porém como não possui nenhuma experiência com sistemas de district energy. O principal desafio estaria na criação de uma regulação que possibilite a venda de calor e frio entre as unidades consumidora fora de suas respectivas áreas contíguas dentro de uma mesma área de concessão. Além disso, como estes investimentos implicarão em elevados custos iniciais e longo período de amortização, serão necessários estudos detalhados de viabilidade técnica e econômica que conte com a participação das distribuidoras de energia elétricas, das distribuidoras de gás natural, do governo e da iniciativa privada.

Criação de um Mercado Secundário e de um Mercado de Curto Prazo de Gás Natural

Uma questão importante para a consolidação do mercado do gás natural seria a possibilidade renegociação de contrato de gás natural, tanto em usinas de cogeração como no setor industrial e no setor de serviços. Hoje, a rigidez e o longo prazo dos contratos de gás natural são entraves no que tange à comercialização de excedentes de gás natural para demais consumidores. A criação de um mercado secundário de gás no médio prazo seria uma forma de tornar mais flexível o mercado de gás, possibilitando a renegociação parcial ou total de contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte adquiridos no mercado primário.

A criação do mercado secundário depende da possibilidade de dotar o auto-produtor, auto-importador, ou consumidor livre da capacidade de revender os volumes não utilizados numa plataforma eletrônica e de curto prazo. Esta necessidade é da criação de um mercado de curto prazo no médio prazo é decorrente do desenvolvimento da indústria de gás natural, uma vez que o aumento do volume das transações demandará a realização de contratos com prazos menores de modo a reequilibrar oferta e demanda da rede de gasodutos de transporte e de distribuição.

Almeida & Tujeehut (2006) destacam que a criação de um mercado de curto prazo e de um mercado secundário pode trazer os insumos necessários para futuramente no longo prazo construir um mercado spot de gás, onde seriam realizadas transações multilaterais por meio de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo para compra e venda de gás e de capacidade de transporte. Porém, anteriormente é importante ressaltar as condicionantes para o desenvolvimento de um mercado de curto prazo e de um mercado secundário, que são a (o):

- (i) Harmonização Regulatória entre os Estados e Padronização do enquadramento de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre nas regulações estaduais, já previstas na Lei do Gás - Lei no. 11.909/09 art.46 e no Decreto no. 7.382/2010 art.63;
- (ii) A necessidade de cada estado constituir a sua própria agência reguladora como proteção aos consumidores, e fiscalização do acompanhamento do contrato de concessão;
- (iii) Tributação do ICMS que viabilize a realização de swaps - trocas operacionais entres os agentes principalmente em transações interestaduais de gás natural;
- (iv) Existência de uma indústria desconcentrada com um grande número de agentes (compradores e vendedores de contratos de gás ou de serviços de transporte), que possibilite que uma transação não altere o preço de gás no mercado;
- (v) Existência de uma rede madura, bem interconectada e bem capilarizada que torne possível o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte, mas também viabilização da formação de hubs e centros de mercado;
- (vi) Excesso de oferta de gás ou de capacidade de transporte facilita a negociação de contratos de comercialização de gás e de serviços de transporte entre os agentes;
- (vii) Existência de um mercado líquido, no qual a oferta de gás ou capacidade de transporte seja suficientemente grande para ser transacionada livremente e de forma rápida entre os agentes;
- (viii) Capacidade de armazenamento (em localidades próximas aos hubs) para facilitar o ajuste da oferta e da demanda por meio de contratos de curto prazo;
- (ix) Velocidade de fechamento dos contratos negociados e padronização de contratos para diminuição do tempo e do custo de transação dos agentes.

É possível concluir que a malha de gás ainda apresenta um longo caminho pela frente para viabilização a criação de um mercado secundário e um mercado de curto prazo. Estima-se que estes entraves sejam superados com o desenvolvimento do mercado de gás natural decorrente dos

desinvestimentos das Petrobrás e da liberalização do acesso das distribuidoras à malha de gás natural a preços competitivos no futuro próximo. Contudo este desenvolvimento do mercado ainda depende da harmonização regulatória estadual quanto à tributação e à definição das figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do autoimportador.

Harmonização Regulatória entre Estados

Por fim, em 2015, a Fundação Getulio Vargas realizou uma reunião de trabalho do Grupo de Harmonização Regulatória que contou com a participação de 27 agentes do setor energético, representando 21 entidades do setor. A agenda do encontro propunha a discussão da Harmonização Regulatória no setor de gás natural, no âmbito da relação entre a ANP e os reguladores estaduais, e também da relação entre o setor de gás e o setor elétrico (ANP-ANEEL). A seguir serão apresentadas as propostas deste estudo com o objetivo de destravar as barreiras relativas à integração entre o regulador federal e os governos estaduais:

- Mapear a real necessidade de harmonização e de operação de uma distribuidora de gás local;
- Propor um modelo de regulação estadual padronizado, com regulamentação harmônica da definição de consumidor livre e autoprodutor no âmbito estadual e da definição técnica de gasodutos de transporte, escoamento, transferência e distribuição;
- Trabalhar com a Associação Brasileira de Agências de Regulação - ABAR para implementar o fórum de discussão com as agências reguladoras e os secretários de energia estaduais para desenvolvimento de “carta de princípios” para ação integrada;
- Criar um núcleo de articulação política para levar adiante a harmonização regulatória;
- Promover articulação entre o MME e o Confaz para resolver as questões tributárias que constituem obstáculos à implementação de Swaps.

Quanto à promoção do desenvolvimento da regulação estadual, as propostas seriam:

- Promover a criação de agências reguladoras estaduais especializadas na regulação do gás natural;
- Desenvolver “carta de princípios” visando garantir a independência das agências estaduais com relação às distribuidoras e vice-versa;
- Instituir mandato fixo nas agências estaduais, sujeito à aprovação do nome indicado, conhecimento do setor e outras exigências;

- Promover a transparência e participação dos agentes nos processos regulatórios estaduais;
- Estabelecer benchmarks para subsidiar o processo de revisão tarifária (custo por km de rede etc);
- Discriminar os diversos componentes nas faturas de gás ao consumidor (margem, custo de O&M, preço do gás e etc).

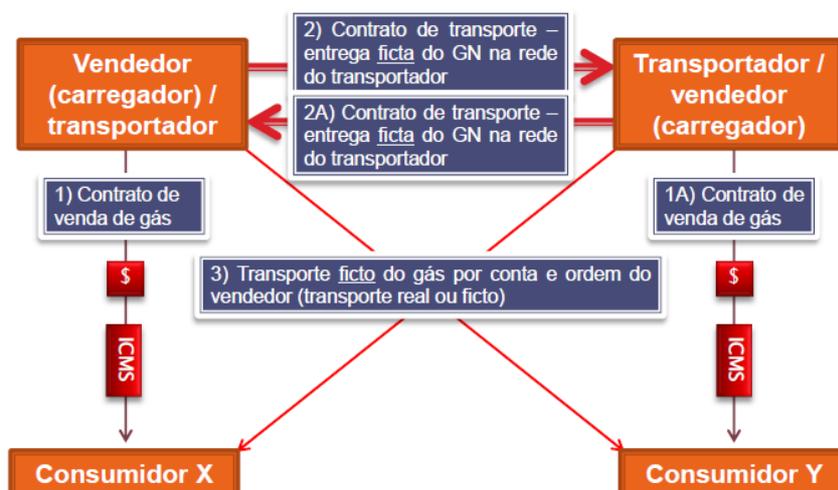
Viabilização das Operações de troca operação – Swaps de Gás Natural

Esta desarmonia entre as regulações estaduais interfere diretamente na viabilidade da realização de operações de troca operação – swaps de gás natural. Os Swaps são importantes por permitem a otimização da malha de gás natural e proverem o suprimento do mercado consumidor de gás natural, com destaque para a indústria e para o setor comercial. Os swaps de gás natural possibilitam, apesar de os contratos de fornecimento serem firmados entre (A e X) e (B e Y), o Carregador B entregue para X e o Carregador A entregue para Y simplesmente por motivo de proximidade territorial ou de otimização do uso da malha de gás natural (Figura 3).

Segundo a Abegás, os swaps apresentam inúmeras vantagens como: (i) liberação de capacidade de transporte, (ii) otimização da capacidade de transporte, (iii) garantia de fornecimento de gás natural em caso de contingência e emergência, (iv) diminuição da assimetria entre carregadores, (v) redução de tarifas, (vi) não acarretam em perdas de arrecadação para os Estados, pois o ICMS é recolhido nas operações jurídicas (contratos de venda), (vii) permite que o gás chegue ao consumidor quando não há rede de transporte entre a Unidade de Processamento e o importador. Logo, a viabilização de swaps colabora para a ampliação da oferta interna bruta de gás natural e uma utilização mais eficiente de sua capacidade de transporte.

Segundo a constituição federal, nas operações interestaduais com gás natural e seus derivados, entre contribuintes, o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços –ICMS será repartido entre os Estados de origem e de destino, mantendo-se a mesma proporcionalidade que ocorre nas operações com as demais mercadorias. Porém, como os estados apresentam políticas heterogêneas quanto à tributação do ICMS sobre as transações interestaduais de gás natural, a viabilização da realização de swaps se vê atrelada à harmonização regulatória tributária entre os estados.

Tabela 3: Exemplo de Troca Operacional – Swap de Gás Natural.



Fonte: Abegás (2015)

Desta forma, a Abegás sugere a criação no médio prazo de um convênio ICMS que estabeleça e conceda tratamento diferenciado ao fornecimento, aquisição e à prestação de serviço de transporte de gás natural por meio do sistema dutoviário, inclusive para transações que envolvam operações de swap de gás natural. Este convênio estaria condicionado à apresentação pelos vendedores e carregadores (ou pela ANP) de um sistema de controle de movimentação de gás natural a ser disponibilizado por meio da internet para consulta dos estados signatários, conforme definido em ato COTEPE/ICMS. Os documentos fiscais relativos ao fornecimento, aquisição e à prestação de serviço de transporte de gás natural por meio do sistema dutoviário poderão ser emitidos mensalmente, contemplando todos os fornecimentos e prestações de serviço realizados naquela competência. Este convênio eliminaria dúvidas sobre as regras aplicáveis na circulação física e jurídica (ficta) de GN.

Desta forma, esta contribuição sugere que a realização de um estudo de projeção de cenários que avaliassem as vantagens deste convênio entre estados principalmente no que tange à arrecadação estadual proveniente do ICMS. Como destacou a Abegás, é esperado que este convênio entre estados viabilizaria os swaps de gás natural, promoveria maior segurança e transparência atraindo novos investidores, incentivaria expansão da oferta de gás natural (via GNL ou novos produtores), aumentaria a competitividade maximizando a utilização dos terminais de GNL (permitindo que seu uso não fique restrito às Termelétricas) e, principalmente, levaria ao crescimento do consumo de gás natural, que acarretaria no aumento da arrecadação dos Estados. Neste estudo, portanto, seriam estimados os efeitos decorrentes da criação deste convênio sobre a demanda de gás natural e a

arrecadação dos estados, aferidas o desenho mais adequado de alíquota de ICMS para o gás natural e a possibilidade de ser implementado um regime de compensação tributária entre os estados, de forma a garantir que nenhum estado viesse a ser prejudicado pela redução da arrecadação. Acredita-se que os resultados do estudo proposto serviriam como uma ferramenta de incentivo para que os governos estaduais aderissem ao convênio de harmonização regulatória.

Colocamo-nos a disposição para qualquer esclarecimento.

Atenciosamente,

Mariana Weiss de Abreu – mariana.abreu@fgv.br
Paulo César Fernandes da Cunha - paulocesar.cunha@fgv.br
Cynthia Santana Silveira – cynthia.silveira@fgv.br
Felipe Gonçalves – felipe.goncalves@fgv.br
Tel.: 21 3799-6100