

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

Implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte

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

A **FGV Energia**, centro de estudos de energia da **Fundação Getúlio Vargas**, apresenta abaixo suas considerações sobre a Implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte.

Baseado no artigo de Larry Ruff, intitulado Rethinking Gas Market – and Capacity e publicado em 2012, a FGV Energia elaborou a presente contribuição acerca dos diferentes tipos de contratação de capacidade. Ainda, buscou-se analisar, a partir da experiência de sucesso de Victoria na Austrália, em operação desde 1999, se há necessidade de comercializar capacidade nos mercados de gás natural.

Um dos pontos em que se busca mostrar é que quando a capacidade física é complexa e escassa e o mercado de gás é dinâmico, existem muitas atribuições da capacidade comercial ponto a ponto

(MDQ) que devem ser continuamente realocados e reconfigurados, tornando a negociação difícil/ilíquida e resultados subótimos. Além disso, as capacidades de entrada/saída definidas separadamente para algumas grandes zonas tornam a negociação fácil e líquida, mas operacionalmente problemática, onde a negociação apenas com o carregador resultaria em uma diferença tão grande entre os resultados de mercado e ótimo que o operador do sistema de transporte (TSO) deve exercer as suas capacidades ativas e trocar gás por si mesmo para compensar as transações de carregadores não construtivos/perigosos. O que fez o autor sugerir que, pelo menos em algumas/muitas situações complexas, a capacidade comercial deve ser completamente eliminada e substituída por um TSO operando no dia-a-dia no mercado de forma a prever e alocar a capacidade física diretamente com *hedging* financeiro como um substituto equivalente (ou melhor) para capacidade comercial.

Através desta contribuição busca-se analisar as questões de projeto de mercado em gasodutos com capacidade física complexa e escassa e que frequentemente vivencia mudanças nas oferta e demandas de gás, que acredita se enquadrar no caso brasileiro. O foco neste trabalho é de situações em que a escassez não pode ser gerenciada eficientemente com capacidade comercial simples ou eliminada a um custo aceitável com excesso de capacidade física. Acredita-se que os efeitos da complexidade do gasoduto são geralmente ignorados nas discussões sobre os mercados de gás, em grande parte porque os gasodutos são considerados simples. A análise aqui considerada se concentra em questões operacionais e de mercado de curto prazo.

Em relação ao mercado americano, o pressuposto básico utilizado é que as capacidades ponto-a-ponto podem ser definidas antecipadamente com base nas capacidades físicas do gasoduto e, em seguida, negociar capacidades ponto-a-ponto independente do TSO irá resultar em uso eficiente dos gasodutos físicos sob quaisquer condições de mercado do gás. O que logicamente só pode ser considerado verdadeiro se um gasoduto levar gás de um ponto “A” apenas para outro ponto “B”.

Gasodutos simples podem utilizar as capacidades físicas de gasodutos e pressupostos razoáveis sobre perfis de armazenamento na rede e de injeção/retirada para estimar o fluxo diário sustentável máximo de A para B, aplicar uma margem de segurança e definir esse isso como capacidade diária de A para B ou “quantidade diária máxima” MDQ. Uma vez alocados entre os

carregadores de alguma forma, este MDQ pode ser facilmente e eficientemente negociado entre carregadores de modo que é sempre mantido por e, portanto, a capacidade física é sempre utilizada por aqueles com os usos de maior valor em todos os dias sob quaisquer condições de mercado. Agora considere o que acontece se você adicionar um segundo ponto de retirada C após B, então existem agora duas capacidades ponto-a-ponto para determinar, MDQ para $Y = B$ e C. Essa complicação aparentemente trivial altera fundamentalmente o problema de definição e comercialização da capacidade comercial, pois os dois MDQ são produtos conjuntos produzidos por capacidade física compartilhada e a quantidade e o preço ótimos de cada um deles dependem e, portanto, mudam com as condições de mercado.

Para definir os dois MDQ, o TSO deve saber ou assumir algo sobre as condições do mercado de gás nos dias de alta demanda quando os MDQ podem restringir os resultados do mercado. Alternativamente, o TSO pode usar um mercado para deslocar as previsões de cargas para os carregadores, convidando-os a licitem para o MDQ com base em suas próprias previsões do mercado de gás. O TSO pode então escolher uma mix do MDQ que maximize o valor total dos lances desmarcados sujeitos às restrições do gasoduto. As características comuns essenciais de qualquer um destes processos para configurar MDQ ótimo é que eles consideram simultaneamente todos os fluxos de gás e as características físicas do gasoduto e que o MDQ ótimo afeta e é afetado pelo mercado de gás. Qualquer um desses processos é inerentemente um mercado centralizado e, portanto, monopolista, que é mais naturalmente operado pelo TSO, embora em princípio alguma entidade possa operá-lo usando um modelo de TSO fornecido de características e operações de gasodutos.

O ponto crítico aqui é que, não importa como, por quem ou a que níveis o MDQ é definido antecipadamente para cada dia, o mix ou configuração ideal do MDQ para qualquer dia dependerá das condições reais do mercado de gás naquele dia, então qualquer MDQAY configurado com antecedência será diferente, e por conseguinte subótimo. Mesmo com uma negociação perfeitamente eficiente do MDQAY pré-configurado, pode haver uma grande diferença entre o resultado do mercado com base na capacidade comercial ponto-a-ponto e um resultado de mercado limitado apenas pela capacidade física real. Esse hiato entre qualquer resultado de mercado

limitado pela MDQ e um resultado ótimo limitado apenas pela capacidade física real é potencializado caso se trate de gasodutos complexos com suprimento e demanda dinâmicos de gás.

Entretanto, substituir a capacidade ponto-a-ponto pela capacidade entrada/saída não é necessariamente uma melhoria. No Reino Unido, a National Grid Gas (NGG) é proprietária e é o TSO do Sistema Nacional de Transmissão de Gás (NTS). O NGG agrega os pontos reais de injeção e retirada no NTS em várias zonas de entrada e em muitas zonas de saída. A capacidade de entrada mensal para a zona A é definida como o direito de injetar em A até uma quantidade diária máxima (MDQA), independentemente do local onde o gás será retirado ou como poderá chegar lá. Não há capacidade real de saída ou outro limite nos locais ou quantidades de retirada, apenas taxas específicas de zona de saída em saídas de pico de dias reais dentro de um mês.

Os carregadores podem negociar a capacidade de entrada mensal para qualquer zona de entrada entre si bilateralmente ou em mercados independentes ou intercâmbios sem envolvimento de NGG. A NGG opera uma série de leilões em que os carregadores (e NGG) podem comprar e vender MDQ diariamente para cada dia operacional começando uma semana ou assim antes e continuando no dia. Os carregadores devem fornecer à NGG informações sobre as operações planejadas. Quando a NGG vê um problema potencial para um dia de operação dentro de uma semana ou mais, ela responde comprando e vendendo MDQX em seus leilões de capacidade diária. Para gerenciar o balanço do sistema e congestionamento no dia operacional, a NGG compra e vende gás do Mercado de Commodity Diária em locais específicos, bem como a capacidade diária em seus leilões de capacidade dentro de um dia.

Embora capacidade de entrada/saída faça a troca de capacidade muito mais fácil e mais líquida do que é com capacidade ponto-a-ponto, ela é uma representação tão simplista/imprecisa da capacidade física que a negociação puramente entre carregadores, muitas vezes, produz um grande hiato entre o resultado do mercado e um resultado eficiente ou mesmo viável, às vezes mesmo quando a capacidade de entrada/saída não está restringindo o mercado. O hiato ocorrerá mais frequentemente e será maior do que o gap análogo com a capacidade ponto a ponto. Além disso, o hiato com a capacidade de entrada/saída é potencialmente tão grande que o TSO não pode geri-lo

por apenas mercados operacionais em que os carregadores trocaram capacidade ou gás, como é possível com capacidade ponto a ponto.

Ao decidir quando e onde comprar e vender capacidade e gás para resolver um problema, o TSO deve usar modelos da capacidade física e presumivelmente considera os preços de mercado de capacidade e gás em diferentes zonas para encontrar um conjunto de capacidade e gás que solucionem o problema enquanto avançam algum objetivo econômico ou comercial. A capacidade de entrada/saída tem uma ligação tão fraca aos fluxos reais de gás que o TSO não pode realmente saber como a compra ou venda em algum lugar afetará os fluxos de gás; o TSO considera apenas os preços de mercado resultantes de transações individuais e não o conjunto completo de possíveis transações que poderiam ser utilizadas para resolver um problema.

Em princípio, os processos de gestão da grande lacuna num sistema de entrada/saída poderiam ser tornados mais transparentes e eficientes, utilizando os tipos de capacidade ex ante centralizada e os processos de comércio ex post de energia para utilização com capacidade ponto a ponto. Mas, como nesse caso, se os mercados operados pela TSO forem realmente eficientes, eles alocarão e valorizarão a capacidade física (e gás) diretamente, sem necessidade de capacidade de entrada/saída, o que se tornará, na melhor das hipóteses, um hedge financeiro contra os preços nos mercados dos TSO.

Utilizando como exemplo a experiência em Victoria, Austrália, onde existe um gasoduto complexo com capacidade escassa e suprimentos e demandas dinâmicas de gás, propõe-se que o mercado de gás não deve usar qualquer forma de capacidade comercial, mas sim um mercado spot para precificar e alocar capacidade física (e gás) diretamente no dia, com instrumentos financeiros disponíveis como hedge contra os preços de congestionamento. Esta abordagem elimina tanto a atividade comercial cara e por vezes improdutiva necessária com a capacidade comercial e a possibilidade de uma lacuna entre o resultado do mercado real e o resultado do mercado limitado apenas pela capacidade física (porque o mercado real é limitado apenas pela capacidade física).

O mercado de gás vitoriano começou a operar em 1999, e tem operado e evoluído com sucesso desde então. Ele acomodou e talvez até ajudou a estimular, em alguns casos, novas fontes privadas

de gás, geradores de energia, instalações de armazenamento subterrâneo e interconectores. O mercado produziu respostas impulsionadas por preços para muitos choques significativos e muito grandes sem nunca exigir suspensão do mercado ou mesmo intervenção do operador. É geralmente considerado como o mercado de gás mais competitivo e dinâmico na Austrália, com extensa contratação bilateral, vários varejistas e comutação de clientes ativos. E conseguiu tudo isso mesmo que - ou, mais provavelmente, porque - não usa capacidade comercial de qualquer tipo, de acordo com a análise de Ruff (2012).

Para mercados de gás com gasoduto complexo com capacidade escassa e suprimentos e demandas dinâmicas de gás, Ruff (2012) propõe um modelo de mercado que é essencialmente o mercado vitoriano, mas com uma diferença importante: esse modelo de mercado utiliza preços de congestionamento e Direitos de Transporte Financeiro (FTRs), mas o mercado vitoriano não. O mercado vitoriano utiliza um mercado spot para programar operações e gerenciar o congestionamento eficientemente e fornece uma forma de hedge contra os custos de congestionamento alocados no mercado, mas esse na verdade não causa o congestionamento no mercado e, portanto, não precisa dos FTR. Embora o modelo proposto pelo autor não tenha sido comprovado em mercados de gás, preços de congestionamento sofisticados e FTRs são rotineiros em alguns mercados de eletricidade americanos grandes e complexos.

A característica central de qualquer mercado de gás que não tem capacidade comercial deve ser um mercado spot diário operado pela TSO que aloca e precifica capacidade física e gás. As principais características de um tal mercado spot são ilustradas ao descrever o que acontece em um dia operacional, com início em um dia em que não há restrições de dutos afetando o resultado do mercado, isto é, quando não há congestionamento:

- Algumas horas antes do início do dia, cada carregador decide quanto gás que quer injetar (vender para o mercado spot) em cada ponto A e retirar (comprar no mercado spot) em cada ponto B para entregar aos seus clientes de contrato (ou o armazenamento ou um gasoduto conectado) lá, e a que preço, se houver, que está disposta a aumentar ou diminuir esses valores. Esta informação é enviada para o processo de mercado/programação diária na forma de nomeações diárias e lances "inc/dec";

- As nomeações e os lances inc/dec são usados em uma otimização de compensação de mercado para determinar um conjunto de transações/horários e preços de gás que limpa o mercado (isto é, que maximiza o valor total definido por lance de todas as transações) sujeito às restrições em um modelo de restrições de gasodutos. Em um dia sem congestionamento, nenhuma restrição é obrigatória, portanto há um único preço de manhã (PM) em todo o sistema;
- Os carregadores são notificados antes do início do dia de suas transações/horários (por exemplo, venda de QA em A e compra de QB em B) ao preço de manhã PM e os pagamentos líquidos implícitos para o sistema de liquidação, $PM \times (QB - QA)$, são contabilizados para posterior liquidação, ou seja, os cronogramas são compromissos financeiros firmes. Não haverá transações ou pagamentos no cronograma inicial a menos que as nomeações e ofertas indiquem que alguns carregadores querem agendar e negociar desequilíbrios $(QB - QA)$ antecipadamente;
- Se as condições e expectativas mudarem durante o dia o suficiente para serem significantes, o processo de mercado pode ser repetido durante o dia para determinar e aumentar o preço de quantidades diárias de gás; o mercado vitoriano tem quatro mercados incrementais durante o dia;
- No final do dia, os resultados agregados do mercado e os lances de mercado mais recentes determinam um preço de fim de dia (PE) que cada carregador pagará ou será pago por qualquer diferença entre as quantidades da manhã e quantidades reais no fim do dia. PE será aproximadamente o mesmo que (maior/menor do que) PM se a demanda total se revelar ser aproximadamente o mesmo que (mais elevado/mais baixo) a projetada no funcionamento da manhã do mercado;
- Qualquer desequilíbrio agregado de gás para o dia é comprado/vendido pelo mercado ao preço de fim de dia e transportado em armazenamento na rede, onde é vendido/comprado no preço do dia seguinte pela manhã. Quaisquer ganhos ou perdas monetárias líquidas decorrentes dessas transações são periodicamente alocados aos carregadores;
- Um processo de liquidação ex post calcula os pagamentos líquidos devidos a/de cada carregador e gerencia pagamentos e crédito.

Considere agora um dia em que o congestionamento, na forma simples de uma restrição de transporte de ligação entre a zona a montante A e a zona a jusante B. Cabe observar que o foco aqui é sobre os efeitos do congestionamento, por isso é assumido que as previsões matutinas são precisas e todas as programações são seguidas, ou seja, não há incrementos no final do dia preços e

quantidades a se preocupar. A submissão e processamento de lances, etc., são os mesmos de antes, mas agora:

- A otimização de compensação/agendamento de mercado encontra o congestionamento de A para B - ou seja, não há gás suficiente que possa fluir de A para B para atender a demanda total em B ao preço a montante PA - então ele automaticamente localiza e agenda uma combinação de decs de demanda e oferta incs (se houver) em B que satisfaça a restrição pelo menos de custo; O preço a jusante PB é estabelecido igual ao maior lance inc/dec necessário para equiparar a oferta e a demanda. A diferença de preço (PB - PA) devido ao congestionamento de A-para-B é o "preço de congestionamento";
- Os carregadores implementam seus horários e o alto preço em B lhes dá todos os incentivos para reduzir suas cargas e, se possível, aumentar a oferta lá, quer tenham ou não medidores em tempo real, apresentarem ofertas decrescentes ao mercado matutino ou têm FTRs;
- Na liquidação, um carregador que vendeu QA em A e comprou QB em B pagará $PB \times QB$ pelo gás a jusante que comprou, será pago $PA \times QA$ pelo gás a montante que vendeu e será pago o preço de congestionamento (PB-PA) para a quantidade de direitos de transporte financeiro A-para-B que detém (FTRAB); Alguma manipulação algébrica mostra que o pagamento líquido do remetente ao sistema de liquidação será $PA \times (QB - QA) + (PB - PA) \times (QB - FTRAB)$, isto é, o carregador compra (ou vende, se negativo) seu desequilíbrio líquido (QB - QA) ao preço de gás de mercado em A, PA, e paga (ou é pago) o preço de congestionamento (PB-PA) nas diferenças entre as quantidade de gás que fluem através da restrição (QB) e sua retenção FTRAB;
- Se o FTRAB total detido pelos carregadores é igual à capacidade da restrição de A a B, os pagamentos totais de FTR pelo sistema de liquidação serão iguais ao total de "aluguel de congestionamento" coletado pelo sistema de liquidação; Se FTRAB for maior (menor) que a capacidade física da restrição, o sistema de liquidação terá um déficit (superávit) proporcional à diferença.

Esses arranjos para a gestão dos riscos de congestionamento são diferentes, mas não mais complexas e, em muitos aspectos, melhores do que as de um mercado baseado na capacidade comercial ponto-a-ponto. Com efeito, um sistema de mercado spot/FTR encontra automaticamente os preços, executa e estabelece os tipos de operações e reconfigurações de capacidade de curto

prazo que são essenciais para a eficiência num mercado de gás complexo e dinâmico, mas que são difíceis ou impossíveis com atribuições de capacidade ponto-a-ponto - e provavelmente com capacidade de entrada/saída também.

Dessa forma, a presente contribuição buscou promover uma discussão a respeito dos diferentes tipos de contratação de capacidade e se existe a necessidades desta, uma vez que os mercados de gás operam em muitos tipos diferentes de gasodutos com muitas situações de mercado diferentes. Um mercado do tipo Victoria, baseado em um mercado spot e FTRs em vez de capacidade comercial, certamente não é a melhor solução para todo sistema de gás.

A análise aqui demonstra que, em um gasoduto complexo com capacidade escassa e suprimentos/demandas dinâmicas de gás, um mercado baseado em capacidade comercial ponto a ponto (ou qualquer outro) definido e configurado antecipadamente produzirá resultados ineficientes praticamente sempre que a capacidade comercial afetar o mercado. A capacidade ponto-a-ponto pode ter benefícios de longo prazo que excedem os custos das ineficiências de curto prazo e, se os benefícios de longo prazo não puderem ser obtidos de outra maneira e exceder os custos de curto prazo, a capacidade ponto-a-ponto é a melhor solução. Mas se não, não. A capacidade ponto-a-ponto não deve ser usada na crença equivocada de que uma negociação eficiente entre os carregadores produzirá resultados eficientes no mercado ou que não há outras opções.

Em um gasoduto complexo existente com um mercado de gás dinâmico e competitivo, como o sistema vitoriano, é improvável que um novo pipeline ponto-a-ponto dentro do sistema seja econômico ou encontre muitos clientes dispostos a contratar a longo prazo seu ponto-a-ponto (exceto talvez como uma ameaça de desvio durante as negociações tarifárias). Nessas situações, a capacidade existente e a nova capacidade terão de ser pagas através de uma combinação de taxas de transferência e do (por exemplo) leilão anual de direitos de capacidade ou FTR.

Portanto, tendo em vista a variabilidade de oferta e demanda de gás existente no caso Brasil e a escassez de capacidade existente, e dado que se pretende promover um mercado de concorrencial de gás, é sugerido um estudo mais aprofundado sobre a real necessidade de se contratar capacidade ao invés de se implementar um modelo que possua simplesmente um mercado spot diário operado

por um gestor independente do sistema de transporte que aloque e precifique a capacidade física e de gás.

Além das questões de contratação de capacidade, alguns pontos em relação às tarifas serão devem ser observados: um ponto importante a ser observado é que a tarifa, se por um lado, deve corresponder ao serviço que está sendo prestada, por outro, deve ser suficiente para cobrir as expansões de carácter.

Colocamo-nos a disposição para qualquer esclarecimento.

Atenciosamente,

Larissa Resende- larissa.resende@fgv.br

Felipe Gonçalves - felipe.goncalves@fgv.br

Tel.: 21 3799-6100