

**Gasene, um
gasoduto para
o setor elétrico**

**BP desiste de explorar
Foz do Amazonas após
investir US\$ 380 milhões**

**Distribuidoras de energia
querem novo custo de
capital na revisão tarifária**

BRASIL ENERGIA

www.brasilenergia.com.br

Nº 295 - Junho 2005

Biblioteca "Prof. Fonseca Telles"

**Contém suplemento (mapa):
"Concessões petrolíferas de
exploração, produção, refino e
distribuição"**

Logística offshore já movimenta mais de US\$ 600 milhões

O acelerado desenvolvimento da produção na Bacia de Campos e agora no Espírito Santo é o responsável por este novo mercado. A Petrobras confirma Macaé como seu pólo principal e prevê nova base em litoral capixaba



O mercado norte-americano longe do gás natural brasileiro

Após um período de relativa tranquilidade, as discussões acerca dos projetos de exportação de gás natural brasileiro a partir de processos criogênicos voltam a se intensificar. A priori, parece atrativa a estratégia de mitigar os riscos associados ao desenvolvimento do mercado gasífero nordestino destinando parte da capacidade excedente a mercados potencialmente demandantes, como o norte-americano. Para esse fim, seria aproveitada uma certa complementaridade entre o período de menor probabilidade de despacho das termelétricas instaladas naquela região e o inverno no hemisfério Norte.

Entretanto, parcas são as discussões acerca das condições efetivas de comercialização de gás natural liquefeito (GNL) neste mercado, que, por sua vez, ainda está muito longe de poder ser considerado um sorvedouro para um eventual excedente gasífero brasileiro. A principal razão para isto reside na modificação dos mecanismos de comercialização de gás proveniente da reforma dos mercados de energia mundiais.

A clássica combinação de cláusulas de fornecimento mínimo com preços do gás vinculados ao óleo vigente até algum tempo atrás estabelecia, por assim dizer, uma clara divisão de riscos entre exportadores e importadores. Nela, os primeiros assumiam os riscos relacionados à oscilação de preços, e os últimos, os riscos em relação ao volume comercializado, os quais eram, por sua vez, normalmente repassados ao consumidor final pela estrutura de mercado monopolista até então vigente nos mercados de energia pelo mundo.

Sem as mesmas condições de repasse das obrigações contratuais após a quebra dos monopólios, os importadores passaram, então, a demandar cláusulas de suprimento cada vez mais próximas do perfil de consumo local, o que tem transferido parte considerável dos riscos de mercado aos exportadores, visto que o risco de volume – normalmente suportado pelos importadores – pode agora ser diluído através de renegociação nos próprios mercados locais.

Por outro lado, os riscos associados à volatilidade dos preços, que costumavam ser suportados pelos exportadores, permanecem inalterados, quando não aumentam face às especulações normalmente comuns nos

modelos mercantis em expansão no mundo. Neste contexto de incertezas, apenas os projetos com custos de produção e transporte inferiores aos de potenciais concorrentes podem optar por uma estratégia de investimento baseada em capacidade excedente livre dos impactos advindos das flutuações dos mercados de energia. Isto, certamente, não é o caso do projeto brasileiro.

Abstendo-se dos problemas relacionados às condições de comercialização do gás brasileiro no mercado internacional, foi desenvolvido um estudo na Universidade de São Paulo (USP) com o objetivo de avaliar a real contribuição do GNL na estratégia de redução dos riscos de desenvolvimento do mercado nordestino de gás natural. Os resultados destas simulações indicaram uma estreita relação entre os riscos do projeto e o volume exportado, o que corrobora as expectativas antes mencionadas.

Por outro lado, tais simulações revelaram ainda que, embora a alternativa via GNL tenha, de fato, obtido algum êxito em otimizar a utilização da infra-estrutura ao relocar parte da capacidade ociosa no mercado internacional, suas receitas operacionais se mostraram menores do que as observadas na alternativa dutoviária ao longo do período analisado. A explicação para esse fato reside, sobretudo, nos elevados custos de operação e manutenção associados aos processos de liquefação, regaseificação e transporte de GNL, em particular, aos gastos com energia ao longo de toda a cadeia e fretamento de metaneiros para exportação ao mercado norte-americano.

Nesses termos, a viabilidade financeira do projeto de GNL estaria, então, condicionada a um aumento significativo da tarifa de transporte, em relação ao que poderia ser praticado na alternativa dutoviária. Isto certamente não favoreceria o desenvolvimento de uma indústria caracterizada pela inexistência de mercados cativos, em que a penetração do gás natural depende, basicamente, de condições econômicas favoráveis em relação a seus substitutos diretos no uso final.

Em suma, esses resultados não somente permitem refutar a tese de que a alternativa por gás natural liquefeito tende a mitigar os riscos inerentes ao desenvolvimento do mercado local, como

sugerem que a relação de causalidade é oposta à apreendida pelos que defendem a estratégia de utilização do GNL como alternativa para o abastecimento do mercado nordestino de gás natural. Ou seja, na prática, os consumidores nordestinos de gás natural, ao garantirem a remuneração mínima para o projeto em função de seus contratos de ship-or-pay e take-or-pay assinados com as distribuidoras locais, seriam, de fato, os verdadeiros responsáveis por atenuar as elevadas incertezas associadas à exportação para um mercado totalmente liberalizado, como o norte-americano.

Pelo aqui exposto e por possuir custos operacionais e prazo de implantação menores, a opção dutoviária se mostrou mais adequada às condições do mercado gasífero brasileiro do que a representada pela alternativa via GNL. Além disso, cabe considerar ainda os potenciais benefícios que a implantação destes gasodutos pode trazer à atual carteira de negócios da Petrobras. Com a interconexão da rede básica das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste à malha nordestina e capixaba, hoje isoladas e supridas localmente, a petroleira não somente viabiliza o escoamento da produção nos campos já descobertos, tais como Peroá-Cangoá e Jubarte-Cachalote, como torna mais atrativa a exploração de reservas de gás natural em regiões antes distantes das malhas existentes – em especial, nas bacias localizadas nos estados da Bahia e Espírito Santo.

Entretanto, não há como ignorar também a significativa dependência do retorno financeiro deste projeto aos contratos de fornecimento mínimo de gás celebrados entre a Petrobras e os controladores das usinas térmicas da região, a qual caberá à estatal gerenciar.

Carlos Alberto Rechelo Neto é Mestre em Energia pelo Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

Ildo Luis Sauer é professor licenciado do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo e diretor de Gás & Energia da Petrobras