

EPBR, 28 de Julho de 2023

Rotas de gás de Santos têm trecho praticamente ocioso

Entidades propõem rediscutir reinjeção de gás natural com estudo sobre gargalos; Petrobras afirma que gasodutos estão corretamente dimensionados para produção de óleo

Por: André Ramalho e Gustavo Gaudarde

O gasoduto Rota 1, primeira rota utilizada para escoamento de gás natural do pré-sal, está com praticamente metade da sua capacidade ociosa em razão de gargalos na unidade de processamento de Caraguatatuba, em São Paulo — e por causa da queda da produção de campos maduros, do pós-sal.

Em 2020, a Petrobras chegou a abrir uma licitação para construir novas unidades de processamento e tratamento do gás natural em Caraguatatuba, mas desistiu do investimento.

O gasoduto foi construído originalmente para gás do pós-sal, escoado por meio da plataforma de Mexilhão. Em 2011, a Petrobras interligou Tupi (antigo campo de Lula), primeiro megaprojeto do pré-sal da Bacia de Santos.

As obras em Caraguatatuba, portanto, serviriam para adequar a mudança iminente no perfil de produção: com a queda na produção dos campos maduros do pós-sal, a unidade precisaria processar mais “gás rico” do pré-sal de Santos.

A Petrobras concluiu pela falta de atratividade econômica no projeto que, à época, entre contratação e construção, tinha um prazo de conclusão de cerca de quatro anos.

Em março, a agência epbr mostrou como a indústria química e as petroleiras disputam a regra para especificação do gás natural, em discussão na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O regulador flexibilizou os teores mínimos de metano de Caraguatatuba e, a pedido das petroleiras, analisa acabar com os limites aos teores de hidrocarbonetos presentes no gás comercializado no país.

Com a queda na produção dos campos maduros do pós-sal, o trecho de entre os campos de Uruguá e Tambaú e a plataforma de Mexilhão está com seus 10 milhões de m³/dia praticamente ociosos.

E sem a mistura de gases do pós-sal com a produção de Tupi e ativos adjacentes, o gargalo chega no processamento em Caraguatatuba. Em Mexilhão, outro trecho de 10 milhões de m³/dia é conectado e a capacidade no segmento até a costa de São Paulo sobe para 20 milhões de m³/dia.

A produção de gás natural em Uruguá e Tambaú

- Os ativos são campos do pós-sal na Bacia de Santos. A solução para produzir mais óleo é a injeção de água — não há discussão sobre a reinjeção de gás natural nesse caso.
- Isso porque o gás natural é não-associado ao óleo. Combinados, os campos passaram pelo pico entre 2015 e 2016, na casa dos 16 mil barris/dia de petróleo e 3,5 milhões de m³/dia de gás natural.
- Hoje, mal passa dos 5 mil barris/dia e 500 mil m³/dia por meio do FPSO Cidade de Santos.

- Em 2021, foi colocado à venda, em um pacote que incluía o gasoduto Uruguá- Mexilhão e a oportunidade de vender a produção para a Petrobras. O negócio não avançou.

Os números de Caraguatatuba

- Em 2022, as unidades da UTGCA processaram, em média 13,3 milhões de m³/dia de gás natural, sem separação de etano e propano.
- O resultado foram 12,9 milhões de m³/dia de “gás seco”, disponibilizados ao mercado, e 2,7 milhões de m³/dia de líquidos – GLP e C5+.
- A capacidade nominal é de 20 milhões de m³/dia.

A ociosidade de Uruguá-Mexilhão foi um dos destaques do estudo encomendado à Coalizão pela Competitividade Gás Natural (CCGNMP) ao Instituto de Energia da PUC-Rio.

Os dados foram apresentados ao Ministério de Minas e Energia (MME), que também se reuniu com a Petrobras esse mês para colher informações que devem subsidiar o grupo de trabalho do Gás para Empregar.

Em uma análise, o objetivo do ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira (PSD), é colocar um programa de oferta regulada de gás natural para a indústria. O atendimento ao setor químico e à produção de fertilizantes estão na ordem do dia da pasta.

Petrobras: único gargalo será resolvido com Rota 3

A posição da Petrobras é que não há quaisquer gargalos de infraestrutura descoberto no plano de investimento da companhia. E que tampouco há razões

para discutir a reinjeção do gás natural feita para elevar a produção de petróleo.

Ao governo, a Petrobras tem buscado demonstrar que essa injeção eleva os ganhos também para o país, com aumento da arrecadação de royalties e participações especiais, que abastecem os cofres de estados, municípios e da União.

Procurada para esta matéria, na quarta (26/7), a companhia ainda se manifestou. O espaço segue aberto.

O atraso no Rota 3, do pré-sal de Santos para Itaboraí (RJ), leva a uma injeção adicional de 7 milhões de m³/dia que será corrigida em 2024, com a entrada em operação da unidade de processamento do Gaslub, no antigo Comperj.

Serão 18 milhões de m³/dia de capacidade de escoamento e, após o processamento, a oferta ao mercado será acrescida em 15 milhões a 16 milhões de m³/dia, segundo estimativas da empresa.

Na Rota 1 (Mexilhão–Caraguatatuba) e Rota 2 (Cabiúnas, no RJ), a companhia considera que a infraestrutura está corretamente dimensionada para os planos de desenvolvimento dos campos até 2032 – horizonte utilizado no planejamento do governo e no próprio estudo da PUC.

“O Rota 1 representa uma oportunidade. Não é de curto prazo, fazer uma nova UPGN (...) Então estamos apontando alguns gargalos, mas que se começar agora vai ter resultado daqui a alguns anos, estamos falando em 2027 ou 2028”, diz Edmar Almeida, um dos responsáveis pelo estudo.

Essa oferta é “firme” em razão do gás ser associado à produção de óleo. Sem demanda, a saída é ampliar a injeção – como é feito em Búzios pelo atraso do Rota 3 – ou comprometer a produção de óleo, o que passa longe dos planos da petroleira, não apenas da Petrobras.

Esse aumento de capacidade se dá pela entrada de dois gasodutos isolados da malha de escoamento: a rota exclusiva do BM-C-33 para Cabiúnas, projeto da Equinor, em sociedade com a Petrobras e Repsol Sinopec Brasil.

E Sergipe, futuro polo de produção de gás natural em águas profundas. São 14 milhões e 18 milhões de m³/dia, respectivamente, previstos para o fim da década.

O estudo da coalizão identificou que entre 8 milhões e 17 milhões de m³/dia de gás firme poderão ficar sem mercado a partir de 2028.

“Então, uma conclusão do estudo – e eu acho que fica claro – é que no pior do cenário [de oferta de gás ao mercado] , se não acontecer nenhum investimento, nenhuma rota, teremos uma oferta de gás firme a partir de 2028”.

Se houver maior aproveitamento do gás natural, com redução da reinjeção, a ociosidade de 10 milhões de m³/dia do trecho Uruguá-Mexilhão poderia ser aproveitada para ampliar a capilaridade do escoamento do pré-sal da Bacia de Santos.

Nas estimativas da Petrobras, contudo, esse ganho de mais de 50 milhões e m³/dia deve representar um aumento da oferta de gás natural para o mercado brasileiro da ordem de 20 milhões de m³/dia na virada da década. É preciso compensar a perda natural de produção dos campos.

Link para a matéria original:
<https://epbr.com.br/gasodutos-rotas-de-gas-de-santos-tem-trecho-praticamente-ocioso/>