

Alocação da Renda Gasífera: Uma Análise do Gasoduto Brasil-Bolívia¹

E. Mirko V. Turdera*

S. M-G Guerra**

R. A. de Almeida*

Introdução

O gás natural (GN) pode tomar-se uma das melhores alternativas às potenciais carências energéticas brasileiras. São inegáveis as vantagens desse combustível quanto a sua utilização. Tanto o bom desempenho tecnológico (eficiência de conversão) quanto a baixa emissão de poluentes, o habilitam fortemente se comparado com outros hidrocarbonetos.

O GN apresenta uma variada gama de aplicações. Entre essas podem ser destacadas tanto sua utilização como combustível térmico e automotivo quanto como matéria prima para a indústria petroquímica e de fertilizantes. Desempenha, também, papel como insumo na produção de alimentos, na qual apresenta funções tecnológicas e econômicas altamente viáveis. Além disso, sua utilização na geração de energia elétrica vem crescendo de forma significativa em todo o mundo.

O aumento das reservas nacionais de gás, tanto na área de Umcu (região amazônica), como na bacia de Campos, bem como sua importação da Bolívia, vem induzindo o setor elétrico a reconhecê-lo como um combustível que, dentro de certas premissas e parâmetros básicos, pode vir a fornecer energia tanto nos sistemas interligados quanto nos isolados da região norte e centro-oeste. Se constatada inclusive sua competitividade com outros combustíveis de geração pode impulsionar definitivamente a importação de gás natural da Bolívia viabilizando também a exploração das reservas nacionais de gás não associado.

Entretanto, considerá-lo como panacéia para todos os males do setor energético seria sobrevalorizar seu alcance tecnológico e econômico. Principalmente em função da necessidade de sua importação para atender a hipótese da explosão da demanda, trazendo consigo todos os inconvenientes inerentes uma política de comercialização.

Este trabalho inicialmente apresenta o perfil do projeto Brasil/Bolívia, inserindo uma argumentação sobre as causas da geração termelétrica assumir importante lugar no mercado energético, especialmente no curto prazo. Apresenta-se também um estudo econômico e financeiro da alocação de renda proveniente do gás natural importado, fazendo-se uma análise de sensibilidade de vários parâmetros em função da receita líquida (lucro) no seu transporte.

O papel do gás natural

O GN, historicamente, tem tido uma participação discreta na matriz energética brasileira. Em 1995 sua produção foi de 22,1 milhões de m³, representando menos que 3 % do consumo total de energia primária, enquanto no mundo essa participação era, em média, de 22%. Daqueles 22,1 milhões metade era reinjetado nos poços para extrair o petróleo e grande parte era queimada na boca-do-poço por falta de mercado.

As reservas brasileira de gás natural cresceram na última década a uma taxa média de 10% ao ano, predominantemente na forma associada. As reservas passaram de 26 bilhões m³, em 1975, para 115 bilhões m³, em 1990, que somados aos 83 bilhões m³ prováveis perfazem um total de 198 bilhões m³, o que equívale a um potencial inventariado de 111 milhões de tep

Por outro lado, a Bolívia, principal fornecedor de gás para o Brasil segundo os recentes acordos firmados, possui reservas de gás natural acima de sua capacidade do consumo interno²,i levando-a a

¹ Este trabalho é resumo de pesquisa maior desenvolvida pelos autores. Uma primeira parte dela foi publicado como "Apropriação de Renda no Sistema Nacional de Gás Natural", na Revista Brasileira de Energia, vol. 4, no. 2, p. 38-55, RJ, 1995.

* Professor do Departamento de Planejamento Energético

** Doutorando do Departamento de Planejamento Energético

buscar um comprador para seu excedente de produção. Desde a década de 1930 existe interesse em colocar tal combustível à disposição do Brasil e, a despeito desse fato, as primeiras negociações só se iniciaram a partir de 1953.

A assinatura em 1993 do acordo internacional entre Brasil e Bolívia e concretizada com a abertura em 1996 das licitações para a construção do gasoduto parece, finalmente, que o projeto de importação tomar-se-á uma realidade. Os custos por etapas do projeto estão relacionados na tabela 2.

O estudo da Sociedade Privada do Gás S/C Ltda (SPG) sobre o projeto de gás natural Brasil-Bolívia, defende uma escala maior para o projeto e uma concepção integrada com a produção de energia elétrica. A proposta é dobrar a escala do projeto da Petrobrás, conduzindo montantes de importação de gás de 14 milhões m³/dia já no início do projeto, dando uma importância fundamental ao consumo de gás para a produção de energia elétrica, sendo a construção das termelétricas parte integrante do empreendimento. Nessa proposta, o setor elétrico participaria como parceiro ou compraria energia elétrica equivalente a um consumo de gás de 810 m³/dia, equivalente a cerca de 2 GW fornecidos em regime de base, já no início de operação do gasoduto.

Tabela 2 - Custo Total do Projeto de GN Brasil/Bolívia

ITEM	US\$ 10 ⁹
Construção do Gasoduto:	1.900
Parte Metálica	-1.678
Desapropriações, mão-de-obra, outros	- 222
Desenvolver Reservas Bolivianas	800
Sistema Distribuição em São Paulo	200
TOTAL	2.900

FONTE: OGJ, Abril, 1996

O grande desafio desse projeto é sem dúvida a criação de um mercado consumidor para o volume a ser importado. Inicialmente, o contrato previa 8 milhões m³/dia a partir de 1997 evoluindo para 16 milhões m³/dia em um prazo de 10 anos, porém alterações realizadas em 1995, ampliaram o diâmetro do duto para 32" cogitando-se já no início importar 14 milhões de m³/dia. Convém observar, com essas dimensões o gasoduto teria condições de escoar a fé 30 milhões de m³, No que tange ao preço, a Petrobrás acertou em princípio US\$ 1.10/MMBTU para a compra na fronteira com Bolívia, que acrescido aos investimentos no transporte totalizaria US\$ 2.60/MMBTU no city gate.³

Mercado do gás natural importado no curto prazo

Entre os principais fatores de formação de mercado, dois podem ser ressaltados:

(i) a viabilidade econômica do projeto: este item depende dos preços relativos dos energéticos; da vida das instalações (exceto no caso de expansão); do custo de conversão de sistemas existentes; da saúde financeira do investidor, e da garantia de uma demanda mínima e;

(ii) a Garantia do suprimento. depende da estabilidade política dos países envolvidos na transação.

A implantação do projeto envolve investimentos expressivos em todos os subsistemas, com os intervenientes buscando maximizar o retorno do capital aplicado. Naturalmente ao se considerar todo o projeto, há uma taxa de retorno a ser perseguida, condicionada pelos parâmetros usuais: custo do capital investido, preço de venda da energia elétrica e do gás canalizado, etc. Assim, não é óbvio que a melhor distribuição do benefício global seja otimizar os subsistemas de produção e transporte de gás, como proposto pela prática de contratos take-or-pay⁴ com fatores de utilização elevados para as instalações de produção e transporte.

Na realidade, quando se analisa um projeto integrado para abastecer um mercado em formação, como o do Brasil, busca-se no setor elétrico um cliente "cativo", para criar escala inicial suficiente para reduzir os riscos do investimento no gasoduto. Essa abordagem satisfaz plenamente os interesses dos investidores do sistema de produção e transporte, mas, não garante a viabilidade do

² Reservas provadas 140 bilhões de m³. Consumo diário de 1 milhão de m³

³ Expressão empregada para designar o local de chegada/acesso do gasoduto transportador

⁴ Expressão utilizada nas transações entre fornecedores e compradores de GN, significando uma modalidade de compra na qual o país importador-comprador é obrigado a pagar pelo volume de contrato, independente do seu consumo

projeto em razão de provocar remuneração insatisfatória dos investimentos na produção de energia elétrica e/ou na distribuição de gás canalizado.

O aumento de custos provocados no subsistema de distribuição, pela rigidez do contrato take-or-pay, também são expressivos e no caso do projeto ser realizado em locais sem mercados estabelecidos para o GN, podem simplesmente resultar em um preço de gás não competitivo com os combustíveis alternativos. A análise net back⁵, normalmente, indica que o valor do gás natural no city gate da companhia distribuidora pode ficar menor que o pretendido pelo fornecedor, caso seja imposto um take-or-pay muito elevado.

Nesse nascente mercado, o segmento que teria melhores condições para absorver o gás natural importado no curto prazo é o das plantas termoeletricas (ciclo combinado ou simples) ou através da cogeração, não se descartando seu uso naquelas já existentes através da conversão⁶. Dentro do setor industrial, a indústria petroquímica, de fertilizantes e de alimentos e bebidas são potencialmente os mais cotados para a utilização do gás natural, no médio prazo.

No caso das centrais termoeletricas, o aumento de custo decorrente da rigidez do contrato de suprimento de gás natural ocorre por motivos diversos. Ao contrário do mercado de gás canalizado, onde a essência do problema está na variação do fator de carga e na sazonalidade anual, na termoeletrica a flutuação da demanda de gás se deve à afluência aleatória das vazões nos reservatórios do sistema hidrelétrico, o que implica operação bastante irregular das termoeletricas.

De início, na importação do gás não se contemplava, necessariamente, sua utilização na geração de energia elétrica pelas concessionárias. Posteriormente, em decorrência dos estudos de viabilidade econômica-financeira do projeto, a Petrobrás detectou a necessidade de um "consumo âncora", com perfil constante, para o imediato fluxo de receitas quando da entrada em operação do gasoduto, em cerca de 4×10^3 m³/dia (metade do volume contratado inicialmente), volume esse a ser consumido na geração de energia elétrica. Se considerar usinas com ciclo combinado esse montante equivale a uma potência elétrica de aproximadamente 1 GW. Se o exportador estabelecesse dentro do contrato take-or-pay um fator de utilização de 95%, como forma de viabilizar as usinas termoeletricas isso somente ocorreria se houvesse a sua utilização na base da curva de carga, descartando a complementação térmica (GTGAS, 1994).

Estudo da GTGAS determinou índices de custo-benefício para as térmicas que variam entre US\$ 35/MWh e US\$ 45/MWh, para fatores de capacidade obrigatórios de 45% (ponta) a 80% (base da curva de carga). O custo marginal de expansão do sistema elétrico nacional situa-se, atualmente, em US\$ 34/MWh, verificando-se uma tendência de elevação para aproximadamente US\$ 40/MWh.

As concessionárias, principalmente as três paulistas, vêm no gás natural uma alternativa de aumentar a oferta de energia elétrica que, até 1999, deverá crescer 270 MW, mantendo-se o risco de abastecimento em 5%. O Estado de São Paulo é de longe o maior mercado estimado em 11,5 milhões m³/dia, dos quais 3 milhões m³/dia estão comprometidos com o gás da bacia de Campos.

No âmbito do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) são considerados alguns projetos de geração termoeletrica, como forma de criar um mercado consumidor concreto para o gás natural boliviano. Tais projetos estariam localizados em unidades para o atendimento do Mato Grosso do Sul e expansão das atuais UTE's Piratininga e Carioba. Estudo de viabilidade recentemente autorizado permitiriam a expansão de 2 módulos de 100 MW em Campo Grande e 2 módulos de 57,9 MW em Corumbá, adicionando 435,8 MW à capacidade instalada da ENERSUL. Esse mesmo estudo de viabilidade econômica-técnica também aventaram a expansão de 2 x 300 MW e 1 x 350 MW, respectivamente, na capacidade instalada da ELETROPAULO e da CPFL, somando quase 1600 MW, fato que enfatiza a urgência de um ordenamento adequado para a geração termoeletrica.

A implantação de um sistema tarifário que satisfaça aos diferentes subsistemas implica integração acentuada quanto ao mercado consumidor de gás natural e avaliação acurada dos custos marginais dos subsistemas de produção e transporte, pois os estudos realizados indicaram haver margem para a flexibilização do fornecimento de gás com pequeno aumento no custo do gás no city

⁵ Significa calcular o preço do gás natural subtraindo a um preço já conhecido, por exemplo o preço CIF, os custos de transporte, conversão e produção e determinar assim, o preço na boca-do-poço

⁶ Embora o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e o Ministério das Minas e Energia (MME) através da portaria no 1061, de 03/09/86 tivessem nessa época, considerando a utilização do gás natural para fins de geração de energia elétrica como secundária em relação à outras aplicações em razão das limitadas reservas brasileiras e da modesta produção nacional

gare. De fato, o objetivo principal do sistema tarifário é identificar os preços que distribuem o mais homoganeamente possível os benefícios proporcionados pelo projeto.

A Renda nos Projetos de Gás Natural

De acordo com (Davidson et. al. 1988) e de forma sumária, as mais importantes definições econômicas sobre preços que existem no jargão da indústria de gás natural são:

Pr preço que expressa a oportunidade em termos de valor bruto do gás natural

Pv preço de oportunidade líquida que expressa o valor líquido do gás natural

Pc preço cobrado ao consumidor final

Pp preço pago ao produtor.

O excedente econômico gerado por um projeto de gás natural não pode ser atribuído exclusivamente a uma parte do projeto. O gás natural tem valor econômico somente quando existe produção, transporte e consumo. O excedente econômico é atribuível à cadeia energética como um todo, em outras palavras o conjunto integrado (montante), transmissão e desenvolvimento das atividades do mercado (jusante). Cada uma das partes é necessária e nenhuma delas per si é capaz de gerar excedente econômico.

O resultado da formação do preço é uma questão relacionada a "renda" ou "excedente econômico" e particularmente a repartição desse excedente entre as várias partes envolvidas, ou beneficiárias da comercialização de gás natural. Há um potencial excedente por unidade de produção, quando o preço de oportunidade *Pr* do gás natural é mais alto que o custo de oportunidade dos fatores de produção aplicados para produzir e dispor de uma unidade de gás natural.

Devido à indústria de gás natural estar cercada de incertezas, muitas vezes as informações são incompletas e inadequadas. Por isso, a concorrência está longe de ser perfeita e as companhias, geralmente de petróleo e mesmo as pequenas que atuam na exploração e produção, detêm certo poder no mercado. Existindo riscos tão grandes e imperfeições significativas, é natural que tais companhias engajadas no desenvolvimento do gás natural a montante esperem naturalmente um retorno do capital investido muito mais alto que o mero custo de oportunidade competitivo.

Similarmente, os agentes financeiros podem financiar a infra-estrutura do transporte, oferecendo empréstimos a taxas de juros muito mais altas que aquelas vigentes para cobrir riscos. Por outro lado, firmas privadas que estejam envolvidas no desenvolvimento do gás natural jusante, também esperam taxas de juros maiores que o oferecido na competitividade perfeita e nos riscos do custo de oportunidade do dinheiro.

Usualmente, o excedente econômico não corresponde ao excedente de caixa (cash surplus)⁷ gerado pelo projeto para o governo. Duas razões principais causam esta discrepância: o preço do gás natural *Pc* aplicado aos consumidores pode ser diferente do *Pr* e, os de outros fatores de produção ou insumos dificilmente serão iguais aos de seus verdadeiros custos de oportunidade. Três casos apresentam-se nessa situação:

- excedente econômico é igual ao de caixa, nesse caso o excedente resulta inteiramente para a empresa em forma de caixa. Como até recentemente, pelo menos na maior parte dos países do terceiro mundo, as empresas petrolíferas tinham total imbricação com o governo, resulta que esses excedentes de caixa tornavam-se parte das rendas governamentais. Em seguida tais rendas eram redistribuídas na economia através dos gastos orçamentários.
- excedente econômico é menor que o de caixa: nesse caso o excedente surgia quando o preço ao consumidor gás natural era muito mais alto que *Pr* (preço de oportunidade ou valor bruto) e/ou quando fatores de produção eram pagos a valores menores do que seus custos de oportunidade.
- excedente de caixa é muito menor que o econômico: nesse caso, parte do excedente econômico era apropriado pelos consumidores e/ou supridores de insumos antes de chegarem ao governo. Essa apropriação acontece via subsídios implícitos, provavelmente, a instância mais comum. É importante frisar que nesses casos os benefícios que resultarão para o país serão obtidos pelo governo via excedente de caixa.

⁷ O excedente de caixa é igual a: valor das vendas do gás natural aos usuários finais + taxa fiscal governamental tomada dos produtores - quantias pagas aos investidores estrangeiros - juros - pagamentos atualizados pelos outros fatores de produção

Um componente importante do excedente de caixa do projeto gasífero que beneficia diretamente o governo é a taxa fiscal da renda da produção. Nesse regime fiscal e a montante do gás natural se distinguem dois casos:

(i) o preço pago ao produtor de gás natural é muito menor que o preço de oportunidade do gás natural na economia: em tal circunstância existe uma taxa implícita cobrada ao produtor igual (por unidade) a diferença entre Pr e Pp. Geralmente, quando o regime do preço não está relacionado com os preços do mercado toma-se instrumento fiscal, usado para extrair parte do excedente dos produtores. Nessa linha, Davidson et. al. (1988) sustentavam que os objetivos econômicos de garantir uma eficiente alocação de recursos e uma distribuição equalizada da renda são distintos um do outro. Cada um desses objetivos é melhor alcançado pelo uso de distintos instrumentos políticos: o sistema de formação de preços é o instrumento preferido para propósitos de alocação dos recursos, e o regime fiscal (sejam taxas ou subsídios) para objetivos distributivos. Ainda, agregam os autores que se os preços são usados para elevar taxas ou subsidiar agentes econômicos, eles inevitavelmente tornam-se distorcidos, e cessam de refletir na economia o custo de oportunidade dos recursos gastos na produção ou de bens e serviços de consumo no mercado.

(ii) o preço pago aos produtores de gás natural é o preço de oportunidade na economia, nessa circunstância não existe taxa ou subsídio implícito. O produtor e a empresa dividem juntos os riscos do preço, seja quando obtêm uma parcela do potencial benefício na escala de preços, seja parcelando a carga quando os preços declinam. Quando Pp (preço ao produtor) é igual a Pr, o parcelamento do excedente que emerge a montante é exclusiva e explicitamente pelo regime fiscal.

A Alocação da Renda na Importação de Gás Natural

A receita obtida na importação do GN será repartida entre os atores envolvidos no empreendimento. O governo da Bolívia obterá renda proveniente dos percentuais estipulados pela exploração e produção do gás natural, sua ingerência direta não teria o mesmo peso que no caso brasileiro, onde o governo através da Petrobrás manterá sua hegemonia decisória especialmente no que tange a preços e custos.

Após várias negociações, modificações e adendos sobre preço, volume, custo, financiamento e outros que teve o contrato de gás Brasil/Bolívia, pode afirmar-se que estão definidos os custos do gasoduto que interligará ambos os países (tabela 2). Acredita-se que a melhor forma de enxergar a real dimensão do capital em jogo nessa transação comercial é simular cenários de tal forma a ver a conveniência na receita de cada uma das partes envolvidas nos contratos. Nestes, devem ser consideradas na importação as seguintes variáveis: volume, taxa de juros, período de amortização, preço do GN na fronteira (CIF) e no city gate.

Tabela 2 - Preço por etapas do gasoduto até Campinas (city gate)

ITEM	Mínimo	Máximo
Custo do gás	0,90	1,10
Tarifa de transporte (tramo boliviano 0,30 ctvs)	1,50	1,50
Custo de distribuição no Brasil	0,50	0,60
Custo de conversão para gás de caldeiras	0,20	0,40
CUSTO TOTAL	3,10	3,60

FONTE: OGJ, Abril,1996

O lado boliviano

Inicialmente simulam-se cenários para o lucro obtido pelo consórcio boliviano⁸ Para tal, foram levadas em conta três hipótese quanto ao volume de gás escoado: 14, 16 e 22 milhões de m³. As taxas anuais de juro manipuladas na simulação impostas entre 10 e 15%; o período de amortização variou de 15 a 20 anos e o preço na boca-do-poço oscilou entre US\$ 0.90 e 1.10/ MMBTU. Por outro lado, os dados considerados fixos na simulação foram o custo de investimento, que totaliza US\$ 1,2 bilhões para Bolívia, dos quais US\$ 800 milhões correspondem a recuperação e exploração de reservas prováveis e possíveis respectivamente e US\$ 400 milhões gastos na construção do gasoduto. Para o Brasil, somente

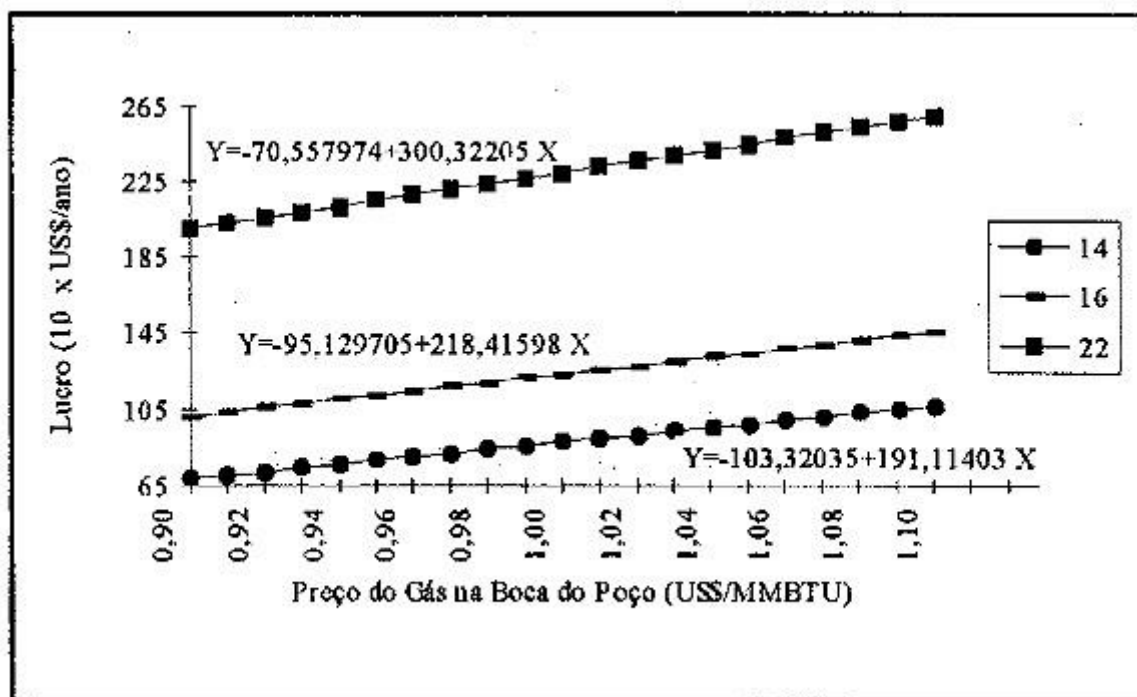
⁸ O consórcio de empresas participantes na construção do gasoduto do lado boliviano são: YPFB (boliviana, privatizada), Enron (norte-americana) e Shell 85%, Petrobrás (brasileira) 9%, e a BTB Gas que reúne a British Gas (britânica), Tenneco (norte-americana) e BHP (australiana) com 6%.

a construção do gasoduto de Corumbá até Campinas custará US\$ 1,5 bilhões. Os custos de distribuição e construção de linhas menores para outros estados não foram considerados neste estudo⁹.

Na determinação das curvas, o lucro anual foi calculado pela diferença entre a receita gerada pela venda de GN em pontos escolhidos deliberadamente. Estes são: para a Bolívia, o preço na fronteira; para o Brasil, o preço no city gate e os pagamentos anuais das empresas aos agentes financeiros, calculados mediante a fórmula de series uniformes y

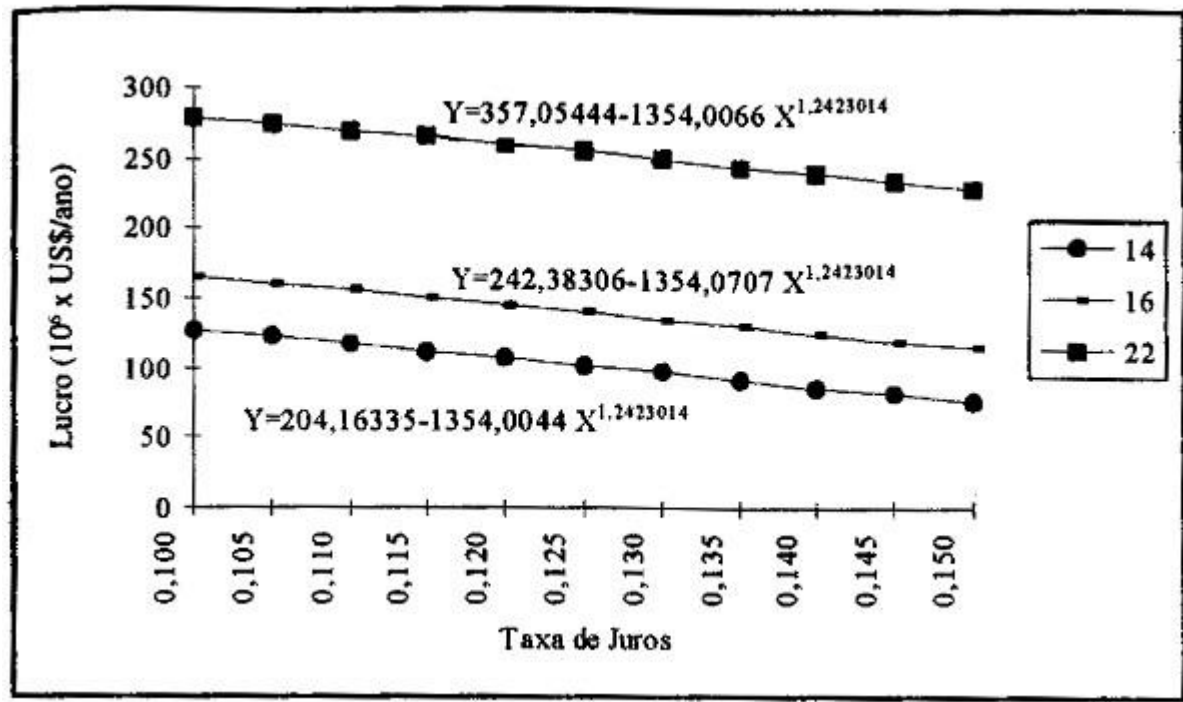
A razão de se considerar 14 milhões de m³/d como ponto de partida é baseada nas negociações que envolveram os mandatários de ambos os países incluindo a alteração do volume de GN importado já no primeiro ano. Evidentemente, há um aumento do lucro conforme se incrementa o preço do gás na boca do poço. Para testar tal afirmação, verificou-se que com US\$0.20 de acréscimo no preço a receita anual, para 22 milhões de m³/d escoados, tem uma diferença de US\$ 65 milhões.

O gráfico 2 mostra as curvas de variação da taxa de juro em função do lucro. Fixar essa taxa depende do agente financiador.. O Banco Mundial tem como praxe trabalhar com taxas de juro de 12% aa. Analisando-se melhor o comportamento para um preço na boca-do-poço de US\$ 1.0/MMBTU, observa-se queda na receita bruta obtida à medida em que ocorram acréscimos nas taxas de juro. Quando são escoados 14 milhões de m³/f, a perda na receita é de quase US\$ 100 milhões. Esse valor é maior quando são transportados 22 milhões de m³/d. O acréscimo de vinte centavos de dólar no preço da boca de poço, leva a curvas cujo comportamento do lucro anual em relação ao período de amortização definem-se como elasticidade decrescente do lucro.

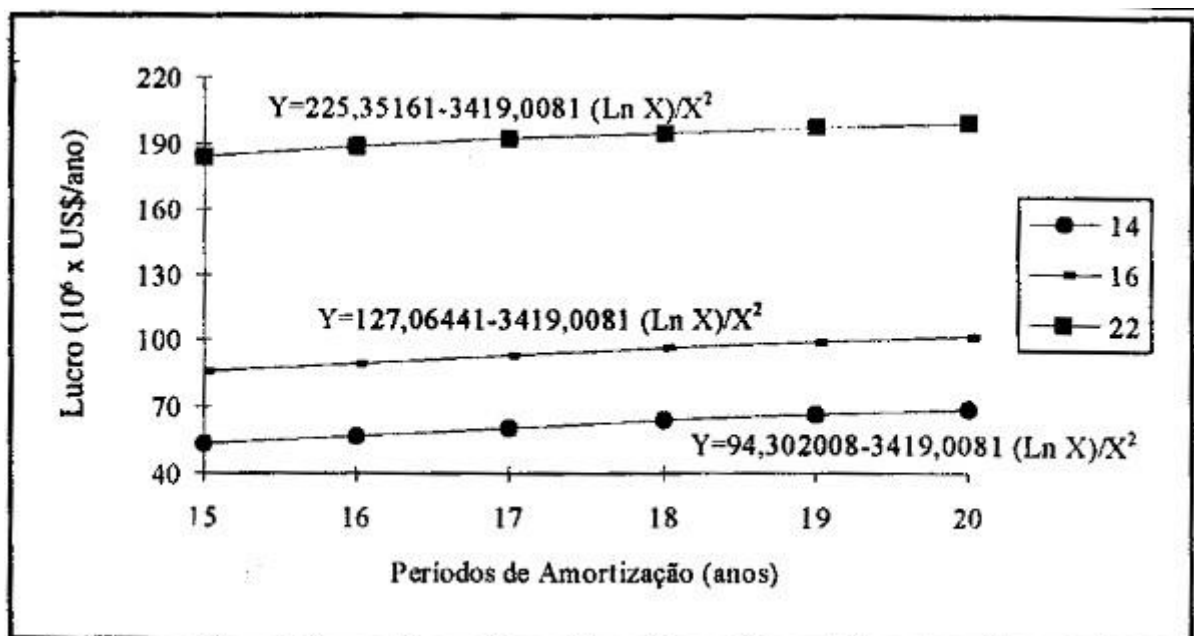


Amortização em 20 anos, juros 12 % aa.
 Gráfico 1. Bolívia: Lucro aa. vs Preço do Gás na Boca do Poço

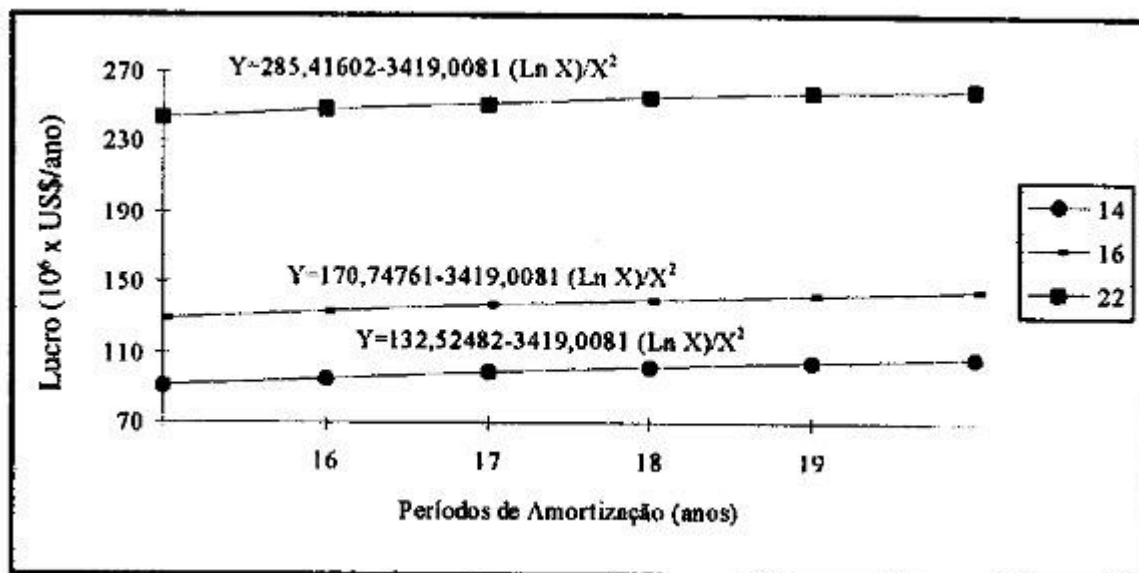
⁹ Lucro Líquido = $\frac{Receita - (1+i)^n \times Investimento}{(1+i)^n - 1}$



Preço do gás boca-do-poço 1,1 US~IMMBTU; amortização em 20 anos
Gráfico 2. Bolívia: Lucro aa. vs Taxa de Juros



Preço do gás na boca do poço 0.90 US\$/MMBTU
Gráfico 3. Bolívia: Lucro aa. vs período de Amortização



Preço do gás na boca do poço 1.1 US\$/MMBTU
Gráfico 4. Bolívia: Lucro aa. vs período de Amortização

As curvas dos gráficos 3 e 4 contrapõem o lucro anual e o período de amortização. Percebe-se um leve crescimento do lucro quando o período contemplado passa de quinze para vinte anos. Além do mais, há uma diferença de US\$ 45 milhões, para qualquer volume escoado, entre a venda a US\$ 0.90 e a US\$ 1.10/MMBTU na boca-do-poço.

O lado brasileiro

Analisam-se agora os cenários para o caso do lucro do consórcio de empresas que atuam no lado brasileiro¹⁰. O custo do gás natural no city gate tenta justificar e mostrar qual deveria ser seu valor de tal forma a tornar viável o GN no mercado brasileiro (principalmente em SP). Entre os estudos avaliados para este trabalho, pode ser mencionado o de Turdera et alii (1995) que analisou a apropriação de renda do GN BrasilBolívia¹¹. Tal estudo mostrou que na interseção da reta do preço histórico do gás natural indexado ao petróleo com a de custo na boca-do-poço e a curva do preço do petróleo, existe uma área de negociação do seu preço entre o produtor-exportador e o consumidor-importador que varia entre US\$ 2.01 e 3.33/MMBTU.

Essa faixa torna-se mais realista se forem tomados os valores de US\$ 2,10/lvMMBTU como piso e US\$ 2,60/MMBTU como teto. Essa hipótese é válida porque um preço de venda inferior ao considerado como piso não interessa ao importador (empresa transportadora). Por outro lado, um valor acima dele inviabiliza totalmente a concorrência do gás natural com outros energéticos.

Nesta mesma linha, Gomes (1994)¹² mostra que o preço do gás natural no city gate, para uma importação de 8 milhões m³/dia, deveria estar entre US\$ 2.01 (TIR 12% a.a) e US\$ 2.13/MMBTU, com a taxa interna de retorno (TIR) igual a 15% a.a. Caso o preço negociado venha a ser de US\$ 2.70 MMBTU no city gate a TIR para a distribuidora seria de -9,3%. Segundo a autora, para garantir taxas internas de retorno entre 12% e 15 % o gás natural teria que ser comprado de US\$ 2.01 a 2.13 /MMBTU. A diferença de valores (US\$ 0.69 a 0.57/MMBTU) provavelmente seria bancado pela concessionária.¹³

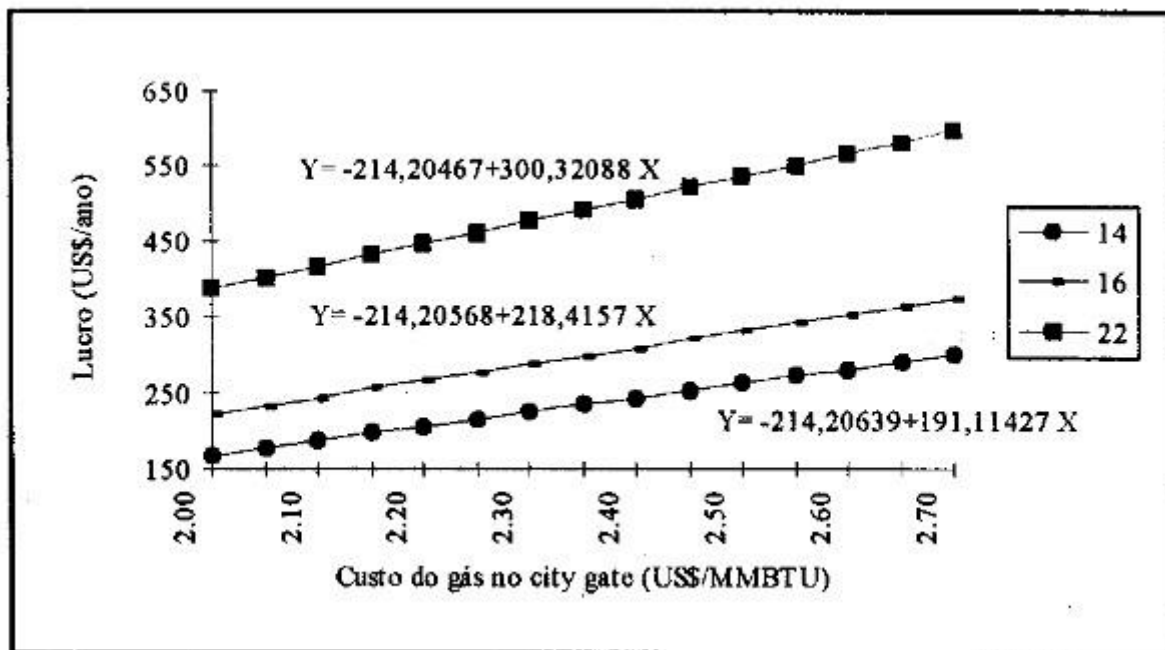
¹⁰ As empresas são: Petrobrás (estatal brasileira) 51 %a, BTB 25%, YPFB/Enron/Shell 20%, outros investidores brasileiros 4%

¹¹ TURDERA, E. M. V, GUERRA, S. M-G. E ALMEIDA, R. A. "Apropriação de Renda no Sistema Nacional de Gás Natural", Revista Brasileira de Energia, vol. 4, no. 2, p. 38-55, RJ, 1995

¹² GOMES, I. C. Preços do Gás Natural Boliviano: A óptica do mercado, Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Unicamp Campinas/SP, p. 274-279, 1994.

¹³ No mesmo trabalho, Gomes calculou que o preço máximo para o consumidor, baseado no custo médio ponderado da cesta de energéticos concorrentes, estaria na faixa dos US\$ 3,1-3,33/MMBTU, levando em consideração o custo de conversão de equipamentos para queimar gás natural. Embora, esta referência para a substituição de energéticos pelo gás natural não seja a mais indicada segundo Davidson et. alii (1988), pois, ela leva inconveniências como a de relacionar energéticos que são concorrentes diretos do gás natural

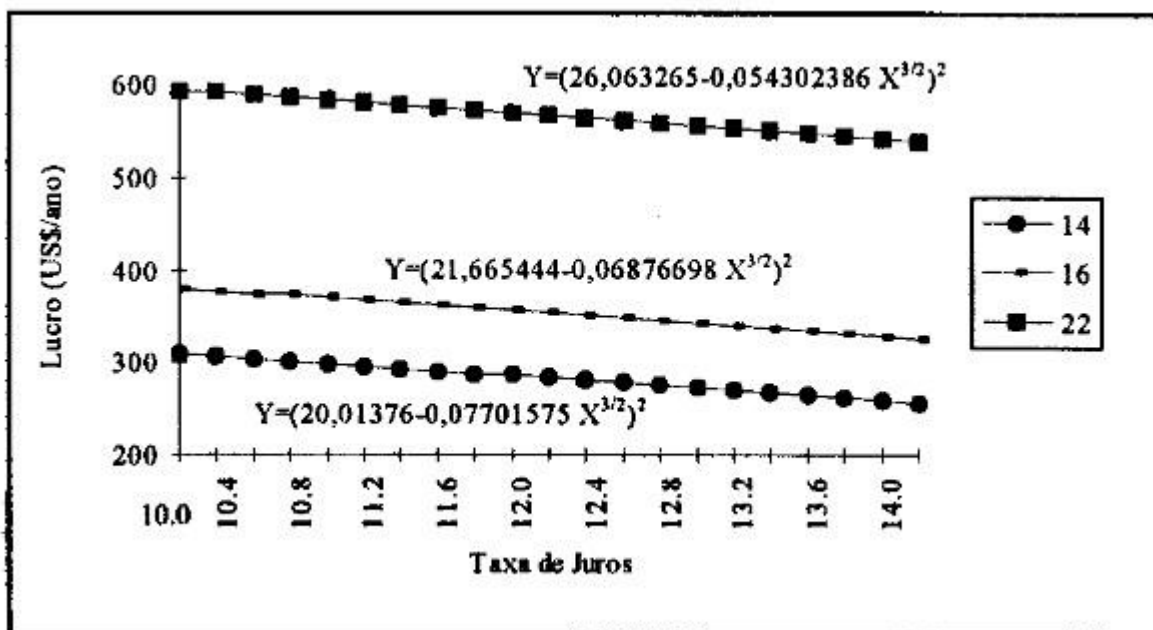
Conforme as justificativas acima, exemplificam-se cenários entre o lucro anual e o preço do gás natural no city gate. Para uma taxa de juros de 12% aa. observa-se uma relação elástica entre o preço do GN e o lucro a ser obtido. Este pode variar de US\$ 400 milhões quando fixado um preço de US\$ 2.00/MMBTU até US\$ 700 milhões se vendido a US\$ 2.60/MMBTU quando se transportam 22 milhões m3/d, evidenciando maior inclinação da reta quanto maior for o volume escoado (gráfico 5).



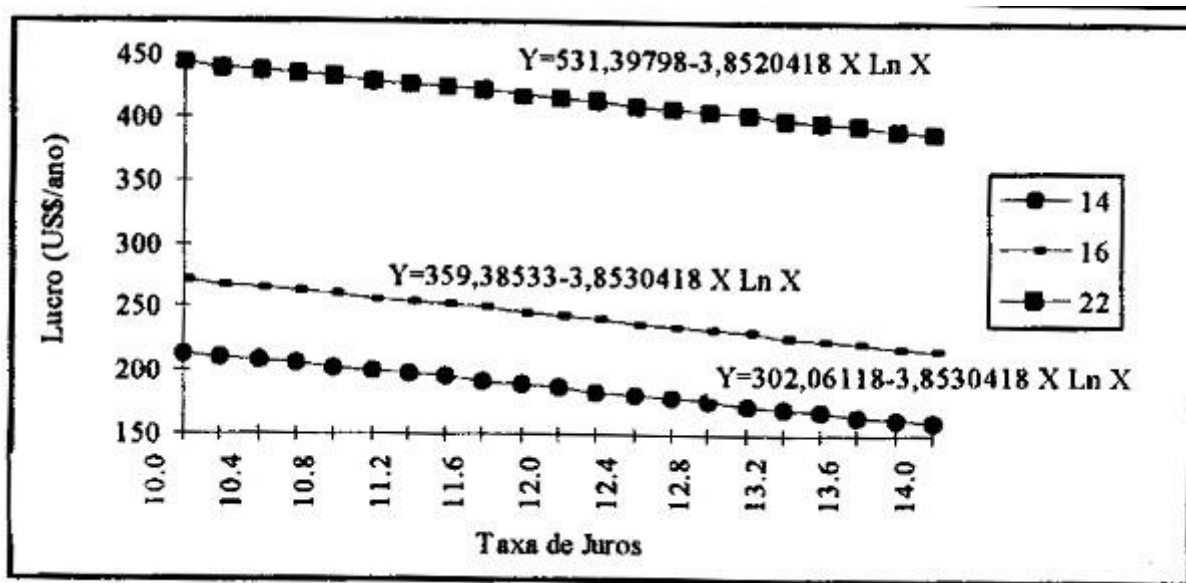
Amortização em 20 anos, juros 12% aa.
Gráfico 5. Brasil: Lucro aa. vs Preço do Gás no City Gate

Os cenários construídos para dois valores de preço no city gate, US\$ 2.60 e 2.10 MM/BTU (período de amortização de 20 anos), têm comportamentos similares quanto ao lucro em decorrência da taxa de juros (elasticidade decrescente). Em ambas as situações, há uma relação inversa entre a diminuição do lucro anual e o crescimento da taxa de juros.

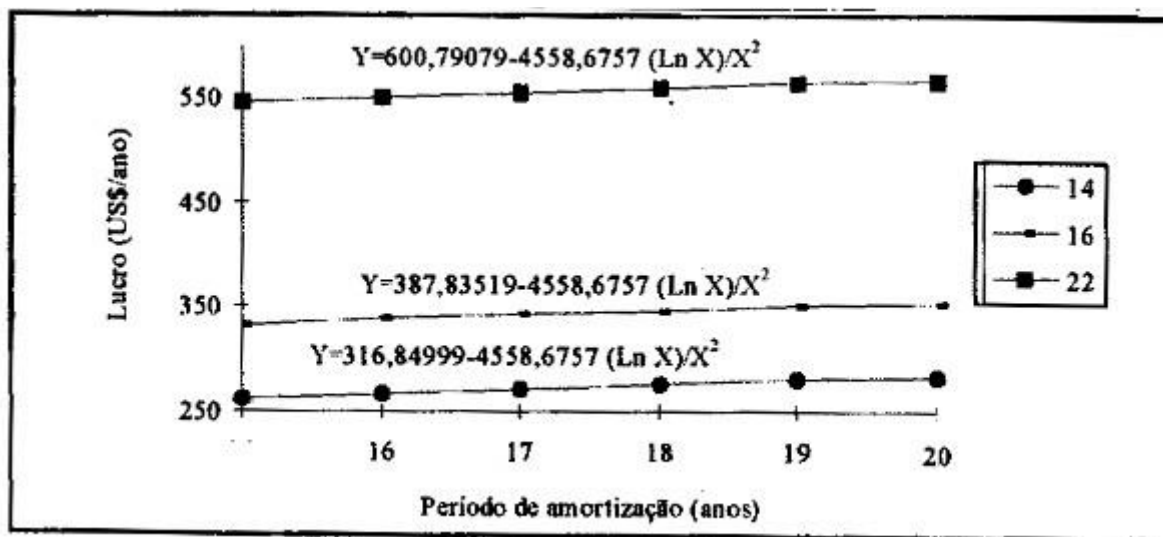
Preço do gás no citygate 2.60 US\$/MMBTU, amortização 20 anos
Gráfico 6. Brasil: Lucro aa. vs Taxa de Juros



Contudo, é significativa a margem de lucro anual obtida entre os valores do gás natural no city gate para qualquer volume transportado. No caso concreto de um volume de 22 milhões de m³/d, obteve-se uma diferença de US\$ 150 milhões a mais quando o preço é de US\$ 2.6^o/MMBTU, similar situação se observa para os outros casos (Gráficos 6 e 7).



Preço do gás no city gate US\$ 2.10/MMBTU, amortização em 20 anos
Gráfico 7. Brasil: Lucro aa. vs Taxa de Juros



Preço no city gate 260 US\$/MMBTU, juros 12% aa
Gráfico 8. Lucro Brasileiro vs Tempo de Amortização

Finalmente, quanto ao cenário da receita anual em função do período de amortização se analisou um único caso (preço city gate US\$ 2.60/MMBTU). Quando o agente outorga um prazo maior de financiamento da dívida, os lucros obtidos nesta situação são ligeiramente maiores, a taxa de juros considerada na análise é de 12% aa (Gráfico 8).

Conclusões

A necessidade de atrelar o consumo de gás natural à geração de energia elétrica não é um fato isolado nem novidade na estruturação de mercados, por isso a demanda de gás natural no Japão está, preponderantemente, voltada para a geração termoeletrica¹⁴. O mercado norte-americano de gás natural nos últimos anos também tem enfatizado o consumo no segmento da termoeletricidade. Como decorrência, impulsiona sua expansão e tudo indica, que até o ano 2000, seja o único mercado que demandará grande consumo de gás natural¹⁵, enquanto os segmentos residencial, comercial e industrial praticamente estarão estagnados.

O preço de gás natural a ser pago por um produtor independente para gerar eletricidade competitiva no mercado deve oscilar na faixa de US\$ 2.10-2.50/MMBTU para que o MWh gerado custe entre US\$ 35 a 45. Os cenários mostrados nos gráficos evidenciam que, inclusive, para o valor mínimo do gás natural, o lucro obtido pelo grupo de companhias encarregadas do transporte é suficiente para incentivar a importação do gás da Bolívia permitindo investimentos na consolidação do mercado brasileiro.

Inicialmente se concebe o mercado de GN no Brasil como altamente voltado para o consumo em termoeletricidade. No entanto, pela característica do sistema elétrico brasileiro basear-se preponderantemente em fontes hídricas e portanto, sujeito a vazões sazonais, prevê-se vulnerabilidade no mercado gasífero. Tal vulnerabilidade decorre sobretudo do fato dos contratos serem estabelecidos na modalidade "take or pay" o que levaria a obrigatoriedade do consumo do GN por parte das centrais térmicas independente do período hídrico. Isto traria grandes riscos para a continuidade dos contratos de venda entre fornecedores, companhia transportadora e consumidores. Tal risco pode vir a ser amplificado ao se pretender importar já no primeiro ano 14 milhões de m³/d.

Em contrapartida, segundo os cenários estimados pela Eletrobrás o déficit de energia elétrica no estado de São Paulo será de importância significativa já em 1998, mesmo com a conclusão das atuais hidrelétricas em fase final de construção (Porto Primavera, Canoas). Esse déficit estaria em tomo de 2000 MW, o que poderia significar, um consumo de 8 milhões de m³/d, restando 6 milhões que seriam absorvidos pelos outros segmentos (industrial, comercial, residencial), o que de fato, acontecerá com a compromisso de compra de 4 milhões de m³/d garantidos pela Comgás¹⁶. Contudo, sem um incentivo ao uso do gás natural para estes setores, o excedente, se houver, tomar-se-á uma questão espinhosa de resolver.

A conjugação mais atinada do preço que expressa a oportunidade no que diz respeito ao valor bruto do gás natural (Pr), ao preço de oportunidade que expressa seu valor líquido (Pv) e o preço cobrado ao consumidor final (Pc), dependerá em grande medida da expansão e o conseguinte sucesso do mercado de gás natural no Brasil. O lucro desejado pelas empresas pode ser amenizado nos primeiros anos da importação até a consolidação do mercado e sua maturação quanto a uma demanda mais estável, que no fundo é o que interessa aos investidores.

O papel que virá a jogar o órgão regulador determinará em grande medida o sucesso de um mercado de gás natural competitivo. Embora não haja cultura nem tradição para a atuação de mercados energéticos regulados no Brasil, entende-se que a elaboração do arcabouço regulador deve incorporar no estatuto a autoridade e o poder necessárias para que o órgão regulador promova da melhor maneira uma concorrência justa e propicie o engajamento da uma iniciativa privada altamente motivada a participar no mercado.

¹⁴ Kiani, Energy Policy 1995

¹⁵ Nos Estados Unidos o consumo de gás natural na geração de energia elétrica aumentará de 333,5 106 m³/d para 454 103 m³/d. Carson, OGJ, 1996

¹⁶ Assinado este compromisso de compra, em fevereiro de 1997, entre a Comgás e a Petrobrás (Revista Brasileira de Energia, No 196, fevereiro de 1997).

Referências Bibliográficas

- Carson, M. 1996, Demands grows in North America as gas supply sources shift OGJ, August 12, pp. 54-58.
- Davidson, A, Hurst, C. Mabro R., 1988, Natural Gas: Governments and Oil Companies in the Third World Oxford Institute for Energy Studies, Oxford University Press.
- Flanzer, H. 1974, Elementos de Matemática Financeira in Simonsen, M. H. et alú Elaboração e Análise de Projetos, Sugestões Literárias, SP, pp. 156-2190
- GTGAS 1994, Grupo de Trabalho para Análise do Gás Natural para geração de energia elétrica no sistema interligado Sul/ Sudeste/Centro-oeste Gasoduto Brasil-Bolívia: Análise da competitividade econômica e oportunidade da inserção de termelétricas a gás natural no programa de expansão do parque gerador interligado S/SE/CO São Paulo, Outubro
- Gomes, I. C. 1994, Preços do Gás Natural Boliviano: A óptica do mercado. Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Unicamp pp 274-279.
- Kiani, B. 1991, The NG trade in the Asia-Pacific region: current status and future prospects Energy Policy Vol. 19, No 1, Jan/Feb, pp. 63-75.
- Turdera, M. Guerra S. M-G, Alves, R. 1995, "Apropriação de Renda no Sistema Nacional de Gás Natural", Revista Brasileira de Energia, vol. 4, no. 2, p. 38-55.
- Turdera M. V 1997, Os Desafios da Regulação na Indústria do Gás Natural, Tese de Dr., PSE/FEM/ITNICAMP.

Abstract

This paper aims to present some scenarios about revenue appropriation in the natural gas (NG) transmission link. This pipeline will be constmed between Bolivia and Brazil, several actors will participate in its operation, but the final price to sell the NG in city gate do not, necessarily, reflect the share of each one. We intend to discriminate through revenue appropriation the probable profit of the Brazilian and Bolivian operators. We consider for this simulation the modification of the next parameters; interest return, bulk sold, period to discharge the debt, FOB price and city gate price.