



Exacta

ISSN: 1678-5428

exacta@uninove.br

Universidade Nove de Julho

Brasil

Basile Tambourgi, Elias; Lourenço, Sérgio Ricardo

Gás natural: perspectivas e utilização

Exacta, núm. 3, 2005, pp. 63-70

Universidade Nove de Julho

São Paulo, Brasil

Disponível em: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=81000306>

- Como citar este artigo
- Número completo
- Mais artigos
- Home da revista no Redalyc

redalyc.org

Sistema de Informação Científica

Rede de Revistas Científicas da América Latina, Caribe, Espanha e Portugal

Projeto acadêmico sem fins lucrativos desenvolvido no âmbito da iniciativa Acesso Aberto



1 Introdução

A crescente participação do gás natural (GN) na matriz energética brasileira se deve, entre outros fatores, à crise no setor elétrico em 2001, que demandou o aumento na capacidade de geração. No entanto, os entraves técnicos e comerciais mitigam a busca por novas alternativas para a solução do problema.

O governo federal pretende ampliar a participação do gás na matriz energética de 2% para 12% nos próximos dez anos. Atualmente, a principal opção para atender à ampliação da capacidade de abastecimento de energia elétrica instalada do país passa a ser a geração térmica pelo aproveitamento do GN.

No âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado o programa prioritário de termelétricidade (PPT) para aumentar o abastecimento de energia elétrica, o que possibilitou relativa autonomia do parque gerador de energia elétrica quanto às boas condições hidrológicas, uma vez que hoje 80% da energia elétrica consumida no país é gerada por usinas hidrelétricas. O governo vem estimulando a utilização de outras fontes energéticas, tais como a solar, a eólica e a biomassa.

2 Utilização

O GN tem excelentes características técnicas, econômicas e ambientais para constituir-se alternativa energética, desde que seu preço seja competitivo. Na indústria, é utilizado na produção de vapor, em aquecedores, estufas, co-geração e para outros fins. Nos países desenvolvidos, sua participação na matriz energética é, em média, de 20%. E deve aumentar ainda mais com a descoberta de novas jazidas e o crescimento das reservas mundiais.

A Tabela 1 ilustra a participação no consumo de GN por setor, segundo o *Balanço Energético*

Nacional (BRASIL, 2004). Percebe-se acentuado incremento na utilização desse energético principalmente nos setores energético e industrial, que apresentaram crescimento superior a 100% na última década do século passado.

Tabela 1: Participação do GN nos setores consumidores (%)

Setor	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Energético	7,0	11,4	16,1	16,2	17,7	17,3
Comercial	0,8	0,9	1,4	2,9	3,7	4,1
Industrial	4,0	5,2	6,3	7,4	8,5	8,6
Residencial	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8
Transportes rodoviários	0,1	0,3	0,6	1,2	1,9	2,7

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2004, p. 60-66).

No Brasil, a evolução do consumo de GN em relação aos outros energéticos é representada na Tabela 2. Segundo previsões da Agência Nacional do Petróleo (ANP), o consumo de GN no país poderá chegar a 10%, em 2005 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2003).

Tabela 2: Evolução do consumo de gás natural (%)

Ano	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
%	2,4	2,7	3,3	4,1	4,8	5,6	7,7

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2004, p. 32).

A importância comercial do GN, no contexto global, pode ser avaliada por comparação com os dois energéticos que constituem a base da matriz brasileira: petróleo e eletricidade. Segundo dados do *Plano Decenal de Expansão 2003-2012* (COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS, 2002), a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil é de cerca de 86,5 gigawatts (BRASIL, 2004) e apresenta crescimento da ordem de 6,1% ao ano, ao longo do horizonte decenal.

Segundo o *Balanço Energético Nacional* de 2004 (BRASIL, 2004), o petróleo foi o combustí-

vel mais representativo, respondendo por 40% do consumo de energia. A eletricidade contou com 14,5% do consumo total, enquanto o GN representou apenas 7,7%.

Nota-se que a participação do GN na matriz energética é pequena, embora seu consumo tenha apresentado crescimento substancial. Com a crescente demanda por geração de energia, o Brasil poderá chegar a níveis muito superiores aos registrados no consumo de GN, consolidando o tripé energético formado pelo petróleo, eletricidade e GN.

3 Aspectos econômicos e legais

No setor de GN na América do Sul, a questão que provoca apreensão às empresas atuantes e potenciais investidores é a heterogeneidade das práticas regulatórias entre os países, havendo necessidade de alinhamento das regras que determinam essas práticas.

No entanto, a questão que se põe é como buscar uma forma de criar regras gerais estáveis e claras para países com cenários tão heterogêneos entre si, como Brasil, Bolívia e Argentina. Na Argentina, o setor de GN é totalmente liberalizado e a indústria, madura. No Brasil, o setor está em processo de liberalização e a indústria encontra-se na fase primária. Na Bolívia, existe grande volume de reservas sem um mercado doméstico para absorvê-las. A diferença estrutural da indústria de GN entre esses países leva à adoção de práticas regulatórias singulares para equacionar os problemas específicos de cada caso (SANTOS, 2002).

Apesar de o aumento no consumo de GN no Brasil ter sido significativo no último ano, crescendo 35,5% no transporte veicular, ele ainda é baixo, considerando-se o tamanho do país. A Venezuela, por exemplo, cuja população representa menos de

um oitavo da brasileira, tem um mercado interno muito maior.

Um pouco menos de 50% do gás consumido no Brasil é importado da Bolívia pelo gasoduto Bolívia-Brasil. A empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), por meio de sua subsidiária – a Petrobras Gás S.A. GASPETRO ou simplesmente GASPETRO –, é proprietária de mais de 50% da parte brasileira do gasoduto. A capacidade máxima de transporte do gasoduto é de 30 milhões de metros cúbicos por dia, marca que deverá ser atingida em 2007 (PETROBRAS GÁS S.A. GASPETRO, 2005?).

Atualmente todo o transporte do gás natural é realizado pela PETROBRAS, por meio de suas três transportadoras subsidiárias: Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO), Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Para ampliar a distribuição de gás na esfera estadual, a PETROBRAS comprou quantidades significativas de ações de muitas das companhias estaduais.

Parece claro que a atual expansão na cobertura e rendimento das companhias de distribuição no Brasil depende, em larga escala, da demanda de gás das usinas termelétricas.

3.1 Legislação para o gás natural

De acordo com o Artigo 177 da *Constituição da República Federativa do Brasil* (BRASIL, 1988), o governo federal é responsável pela exploração, produção e transporte de óleo e gás, entre outras atividades de hidrocarbonetos. A *Emenda Constitucional nº 9* (BRASIL, 1995), uma das principais mudanças da *Constituição* de 1988, autorizou o governo federal a contratar companhias privadas para essas atividades, antes reservadas, e sujeitou-as a provisões que, mais tarde, passariam a constituir a futura Lei de Hidrocarbonetos, aprovada no Congresso em 1997, *Lei 9.478* (Lei do Petróleo) (BRASIL, 1997).



A distribuição de gás, através de gasodutos, está reservada aos estados, que também podem fechar contratos com companhias privadas. Desenvolveu-se uma interpretação jurídica para o Artigo 25, Parágrafo B da *Constituição* (BRASIL, 1988), que proíbe grandes consumidores de comprar gás diretamente dos produtores, obrigando-os a adquiri-lo da companhia de distribuição local. Esse é o ponto-chave da lei.

Com vistas ao GN, a Lei do Petróleo (BRASIL, 1997) remete a quatro pontos importantes: regulamentação, PETROBRAS, *upstream*, *midstream/downstream*.

Com relação à regulamentação, A Lei do Petróleo criou a ANP para regulamentar o mercado de óleo e gás no Brasil, em todos os estágios, exceto a distribuição do gás. O Artigo 8º da Lei de Petróleo lista 25 grandes responsabilidades da ANP. Entre as de maior importância estão a implementação da política nacional de óleo e gás, organização das rodadas de licitação para *upstream* e concessão das licenças de operação e autorização para processamento, transporte e importação de gás. Enquanto as concessões do *upstream* só podem ocorrer por meio de leilões, o mesmo não é requerido para a outorga de autorizações. É importante notar que a ANP é também responsável pela resolução dos processos de disputas de acesso a dutos para transportar óleo ou gás.

Antes do processo de reforma, a PETROBRAS, representando o governo brasileiro, dominava totalmente o mercado de óleo e gás no Brasil. As áreas de exploração que produziam todos os hidrocarbonetos pertenciam à estatal. Todos os dutos e quase todas as refinarias também estavam sob seu controle. Com a continuação do papel da PETROBRAS como representante do Estado brasileiro no novo mercado aberto, a companhia foi autorizada a manter seus campos produtores bem como as áreas de exploração e avaliação, se houvesse potencial de hidrocarbonetos e fosse financeiramente viável. A ANP decidiu quais

áreas de exploração e avaliação a empresa poderia manter e, em 1998, outorgou concessões para todas as áreas produtoras, além de abrir outras áreas para as rodadas de licitação. Com isso, no mesmo ano, a PETROBRAS passou a destinar parte de suas concessões para companhias privadas. A quarta rodada, organizada pela ANP, foi em junho de 2002. No período de 180 dias, depois da implementação da Lei do Petróleo, a PETROBRAS recebeu autorizações para operar sua infra-estrutura de *midstream* e *downstream*, incluindo todos os gasodutos e unidades de processamento. A Lei do Petróleo também estabeleceu que o governo federal manteria pelo menos 50% mais uma ação para reter a maior parte do capital da PETROBRAS, que passa a competir, em igualdade de condições, com as companhias privadas no setor brasileiro de hidrocarbonetos. Nesse processo, a empresa foi “forçada” a criar uma nova subsidiária para operar dutos, terminais e frota de navios, a TRANSPETRO, responsável pela operação de todos os gasodutos brasileiros. A PETROBRAS, recentemente, envolveu-se na geração de eletricidade, transformando-se em um dos mais importantes participantes do programa PPT.

O sistema de concessão criado pela Lei do Petróleo (BRASIL, 1997), *upstream*, representa uma orientação de mercado com termos relativamente homogêneos e envolve total propriedade do patrimônio líquido da produção no poço e ativos fixos como *royalties* (basicamente 10%) e programas mínimos de trabalho apoiados por garantias, fases longas de produção e compromissos relativos ao abandono da área. Se não fosse pela dominação do mercado pela PETROBRAS, o sistema seria semelhante ao inglês. Taxas razoavelmente baixas são formadas por *royalties*, participação especial de pagamentos, bônus, taxas de superfície e imposto de renda. No entanto, impostos indiretos são temas-chave para a indústria.

Midstream/downstream, isto é, os direitos de transporte, importação e armazenamento de gás

são obtidos por autorizações da ANP. Na atualidade, a PETROBRAS detém o monopólio virtual sobre a produção e transporte de gás. Um aspecto criticado da Lei do Petróleo é o fato de esta lei não desmembrar a integração vertical do mercado brasileiro de gás, considerando especialmente as enormes participações do patrimônio líquido da PETROBRAS em muitas companhias de distribuição.

Um item importante contemplado pela lei, e que pode levar a enfraquecer o “poder” da PETROBRAS, é a *Portaria ANP nº 98*, de 2001 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2001), relativa à expansão dos gasodutos existentes, pois determina sejam os transportadores que fornecem mais de 50% da capacidade total do gasoduto original obrigados a suprir, no máximo, 40% da capacidade total de expansão. Importante ressaltar que essa restrição de fornecimento não se manterá se os 60% de capacidade remanescente não forem requeridos por outra companhia, pelo fato de o princípio do direito de outras empresas usarem o gasoduto em território brasileiro (livre acesso) estar incluído na Lei do Petróleo, artigo 58 (BRASIL, 1997), e se referir a todos os hidrocarbonetos.

3.2 Preços e tarifas

O principal objetivo da Lei do Petróleo era definir um período de transição de três anos para o país adotar um sistema de livre mercado no comércio interno. No entanto, devido à posição dominante da PETROBRAS, isso se tornou impossível, no caso do GN. Em função desse impasse, os Ministérios de Minas e Energia e o da Fazenda estabeleceram o sistema de preço de *commodity* para o gás produzido no Brasil, com tarifa de transporte determinada separadamente.

A ANP tem o poder de estabelecer as tarifas de transporte por gasoduto, definindo diferentes tarifas de transporte para estados consumidores, individualmente, com preços mais altos para a região Norte do país e São Paulo e tarifa mais

baixa para o Rio de Janeiro e Espírito Santo, onde o gás está mais perto do consumidor. No entanto, como o Gasoduto Bolívia-Brasil transporta GN vendido a preços mais elevados, em dólar, os contratos *take or pay* – cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independentemente de retirá-la –, e *ship or pay* – cláusula incluída nos contratos de transporte de GN, segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, é obrigado a pagar pelo transporte do gás, mesmo no caso de o gás não ser transportado –, começam a gerar inflexibilidade na política de preços. Isso torna o preço do GN variável, ao sabor das oscilações do mercado externo. Dessa forma, o custo final do GN passa a ser definido pelos custos de produção, processamento, transporte e distribuição.

A implantação de um projeto de GN envolve o custo do gás na jazida e as despesas de processamento, transporte e distribuição. No caso de centrais termelétricas, o fator condicionante da competição não é o custo do combustível, e sim o custo da energia elétrica gerada, que é determinada pelo custo do insumo. Como o GN possibilita a instalação de usinas de ciclo combinado, com maior rendimento que as centrais convencionais, é possível que o gás seja competitivo, mesmo que, eventualmente, tenha custo maior que o do óleo combustível.

4 Estudo de viabilidade econômica na conversão de um veículo para GNV

O estudo mostra a viabilidade da instalação de um equipamento de conversão para utilizar gás natural veicular (GNV), em uma caminhonete, originalmente movida a gasolina.

O veículo em estudo foi uma caminhonete GM Corsa, 1.6, a gasolina, ano de fabricação



2001. O equipamento de conversão utilizado possuía válvula de redução de pressão, equipamento variador de avanço de ignição e cilindro para GNV. O investimento total no equipamento completo, instalado em julho de 2002, foi de 2,5 mil reais.

4.1 Metodologia

O estudo foi realizado, levando-se em conta o consumo de combustível nas duas situações: gasolina e GNV mais o consumo de lubrificante, itens considerados de maior sensibilidade nos custos de transporte. Com relação às condições de contorno, foram adotados os seguintes dados: taxa de retorno de capital de 2% ao mês, veículo percorrendo 520 quilômetros por semana (ou 2,1 mil quilômetros por mês). Calculou-se o valor presente líquido (VPL) dos custos, procurando, no tempo de viabilidade, em que momento os custos das duas situações (gasolina e GNV) se igualassem, técnica bastante comum na área de Engenharia Econômica.

4.2 Estudo dos custos para alimentação a gasolina

Com relação à lubrificação, o intervalo médio entre cada troca de óleo lubrificante é de 5 mil quilômetros, o que estabelece uma troca a cada 2,4 meses, arredondando para três meses. O consumo de óleo é de 3 litros por troca, a um custo de 7 reais por litro, o que representa um custo de 21 reais a cada três meses. Mas a cada 10 mil quilômetros (ou duas trocas de óleo) substitui-se também o filtro de óleo; nesse caso particular, o consumo de óleo sobe para 3,5 litros e o custo para 24,50 reais. Computados esses dados, chega-se ao custo mensal com lubrificação de 11,57 reais.

Considerando que o veículo consome um litro de gasolina em 11,5 quilômetros percorridos, tem-se, em 2,1 mil quilômetros por mês, o consumo de gasolina de 183 litros.

Para calcular o custo médio mensal do combustível, cujo preço variou entre julho de 2002 e abril de 2004, de 1,69 para 2,12 reais, transformou-se essa variação em custo uniforme, por meio do gradiente aritmético de 0,057, chegando-se a um custo mensal de 309,27 reais.

O cálculo do VPL foi feito relacionando-se o valor uniforme com o valor presente. Os custos uniformes se devem ao óleo lubrificante (11,57 reais) e à gasolina (309,27 reais). Isso fornece um total mensal de 320,84 reais.

4.3 Estudo dos custos para alimentação com GNV

A instalação do sistema de conversão acarreta um aumento no consumo de óleo lubrificante de 25%. Portanto, em cada troca simples (5 mil quilômetros) são necessários 3,75 litros (26,25 reais) e, em cada troca com filtro (10 mil quilômetros), 4,375 litros (30,62 reais). Assim, em relação a lubrificantes, o custo médio mensal passa a ser de 14,46 reais, ou seja, 25% superior ao que se gastaria com um veículo movido a gasolina.

Quanto ao combustível, com um metro cúbico de GNV, o veículo estudado percorre 12,2 quilômetros. Para calcular o consumo mensal, num percurso de 2,1 mil quilômetros, divide-se a distância percorrida pelo total de quilômetros conseguidos com um metro cúbico, resultando um consumo de 172 metros cúbicos. Sabendo-se que o valor do gás variou de 0,69 para 1,04 real no mesmo período considerado anteriormente, utiliza-se um valor uniforme (0,69 reais) e um gradiente aritmético de 0,044 para determinar o valor médio. Na sequência, somam-se os custos uniformes do óleo lubrificante (14,46 reais) com os de GNV (118,68 reais) que totalizam 133,14 reais.

4.4 Prazo de retorno

O prazo de retorno do capital investido será determinado trivialmente, igualando-se as equações

do VPL para os dois combustíveis, encontrando-se, após a resolução numérica, 14,08 meses para uma taxa de atratividade de 2% ao mês.

5 Considerações finais

A escassez de investimento no setor elétrico promoveu um contexto favorável para a crise energética ocorrida em 2001. Em decorrência dessa situação, somente em 2008 o consumo *per capita* do país deverá voltar ao patamar de 170 quilowatts hora por mês (kWh/mês), impactando diretamente o crescimento do GN na matriz energética, no que se refere à modalidade elétrica.

A falta de definição das regras de mercado prejudica os investimentos, pois não há segurança para que seja instalado um clima imparcial de competição. É necessário alterar algumas cláusulas contratuais que tornam inflexível o sistema de formação de preços e ocasionam perda de competitividade. Isso acarreta certas restrições durante as etapas de projeto de sistemas alimentados com o GN.

Um mercado maduro, com regras e infraestrutura compatíveis, assegura um ambiente propício para a expansão do sistema de GN, pois outros setores da economia poderão tirar proveito das facilidades de utilização do gás, nos sistemas de geração distribuída, em especial na co-geração, beneficiando-se de seu uso.

Analisando a utilização do GNV, pode-se concluir que a viabilidade da conversão de um veículo movido à gasolina ou por outro combustível pode tornar-se atrativa enquanto a relação de preços entre gasolina e GNV se mantiver no patamar atual. Há também um ganho ambiental, uma vez que, com o uso do GNV, o nível de poluentes lançados na atmosfera pelos motores de combustão interna é menor; por isso, o aumento no número de veículos que utilizam o GNV diminuiria a carga de poluentes lançada na atmosfera.

Natural gas: perspectives and uses

The use of natural gas as a viable alternative for the generation of electrical energy by means of thermoelectrical plants has drawn attention since some time. However, in the last years the evolution of its participation in the Brazilian energy matrix has not increased the way it was expected. After the devaluation of the Brazilian Real, which took place in early 1999, the proposed model proved its vulnerability for the insertion of natural gas into the Brazilian context, due to the indexation of its price to the American dollar. In addition, the installation of power plants faced both environmental and commercial barriers, proving the fragility of the model adopted by then. On the other hand, the distribution of natural gas is a reality, reinforced by the Bolivia-Brazil Gas Pipe – a project for the use of gas for thermoelectrical generation purposes. Despite this, other forms to use this energetical potential may and must be fomented to seek for the best systemic yield. Therefore, the present work deals with the relevant aspects to increase the use of natural gas in the Brazilian energy matrix, aiming the systematizing of its use for being a primary source of energy from fossil origin, consequently non-renewable, and its use is eventually determined to last for a period.

Key words: Development.

Energy resources. Fossil fuels. Natural gas.

Thermoelectrical energy.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Anuário estatístico*. Rio de Janeiro: ANP, 2003. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/anuario_estat/anuario2003.exe>. Acesso em: 16 maio 2005.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Portaria ANP nº 98, de 22 de junho de 2001*. Determina a elaboração do Manual do Concurso Aberto pelos transportadores, detalhando os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para o serviço de transporte firme decorrente da expansão de suas instalações de transporte de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 22 jun. 2001. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/legislacao/P098_2001.pdf>. Acesso em: 16 maio 2005.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. *Lei nº 9.478/97*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: MCT, 6 ago. 1997. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/legis/leis/9478_97.htm>. Acesso em: 16 maio 2005.

_____. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia de Assuntos Jurídicos. *Constituição da República Federativa do Brasil de 1988*. Brasília, DF: Presidência da República, 1988. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 16 maio 2005.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia de Assuntos Jurídicos. *Emenda Constitucional no 9, de 9 de novembro de 1995*. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, DF: Presidência da República, 10 nov. 1995. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm>. Acesso em: 16 maio 2005.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional*. Brasília, DF: MME, 2004.

COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. *Plano Decenal de Expansão 2003-2012*. Brasília, DF: MME, 2002.

PETROBRAS GÁS S. A. GASPETRO. *Gasoduto Bolívia-Brasil*. Rio de Janeiro: GASPETRO, 2005?. Disponível em: <<http://www.gaspetro.com.br/paginadinamica.asp?grupo=287&apres=publ>>. Acesso em: 16 maio 2005.

SANTOS, R. T. Latin gas 2002: instabilidade política e regulatória e seus reflexos para o setor de gás natural no Cone Sul. *Petróleo & Gás Brasil*, Rio de Janeiro, ano 3, n. 12, p. 14-15, 2002.

recebido em: 16 maio 2005 / aprovado em: 14 out. 2005

Para referenciar este texto:

TAMBOURGI, E. B.; LOURENÇO, S. R. Gás natural: perspectivas e utilização. *Exacta*, São Paulo, v. 3, p. 63-70, 2005.