

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás

Junho de 2004 – Ano 5 – n.05

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

O Editorial do Mês ressalta a necessidade de um posicionamento claro por parte do governo acerca da competição entre o álcool combustível e o GNV, de modo a deixar transparente para consumidores e produtores as diretrizes para desenvolvimento dos mercados dos referidos combustíveis na política energética nacional.

No primeiro artigo do mês, André Canelas e Carmen Alveal discutem os reflexos da abertura do setor petrolífero no Brasil, enfocando os impactos sobre os investimentos em E&P.

No segundo artigo, Beno Ruchansky descreve o processo de reestruturação do setor de gás natural no Uruguai, dando ênfase às questões regulatórias e de política energética associada, ocorridas durante a década de 90.

No ensaio do mês, Edmar de Almeida e Vivian Macknight examinam a competitividade do GNV frente ao álcool, enfatizando a importância de uma política que explore as complementaridades entre os dois combustíveis.

As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.

EQUIPE

Secretário Executivo:

Edmar Luiz F. de Almeida

Conselho Editorial

Edmar Luiz F. de Almeida

Carmen Alveal

Helder Queiroz Pinto Jr.

Ronaldo Bicalho

Edição

Mariana Iooty

Nicholas Trebat

Akio Nakamura

Contato

Tel: (21) 3873-5270

Fax: (21) 2541-8148

e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

NESTA EDIÇÃO

Editorial	2
Petróleo	
Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo no Brasil	
Após a Abertura: Impactos Econômicos	4
Aspectos Regulatórios e de Política Energética Vinculados	
à Introdução do Gás Natural no Uruguai	8
Ensaio do Mês	
Evolução da Competitividade do GNV: O Álcool Pode ser uma	
Ameaça?	12
Fatos Marcantes do Mês	17
Anexo Estatístico	19
Apoio	
ONIP / FINEP / FNDCT / CTPETRO	

Editorial

A Política de Nacional de Combustíveis

Uma análise acurada da atual conjuntura do mercado nacional de combustíveis revela a ausência de princípios fundamentais de política energética. Atualmente, o consumidor brasileiro assiste a um debate entre setores empresariais ligados ao álcool combustível e ao gás natural veicular (GNV) em torno das vantagens de um combustível frente ao outro. Ambos os setores buscam salientar seu potencial de contribuição para a eficiência econômica e a sustentabilidade ambiental da matriz energética nacional. Na ausência de um posicionamento governamental claro sobre a questão, os consumidores ficam à mercê de argumentos pouco transparentes, tanto em termos técnicos quanto econômicos, que não contribuem para o processo de escolha entre uma das duas opções.

Não é a primeira vez que, na ausência de uma clara política de combustíveis, o consumidor é deixado à sua própria sorte diante de interesses comerciais restritos e de curto prazo. Cabe recordar, por exemplo, o caso do programa nacional do álcool. O Pro-álcool foi lançado em resposta à crise no mercado internacional de petróleo na década de 1970. No início da década de 1980, o preço elevado do petróleo e os fortes incentivos fiscais levaram o consumidor de veículos leves a optar majoritariamente por carros a álcool. Em 1987, mais de 90% dos veículos vendidos no país eram movidos a álcool. Em 1988, tão logo o mercado de carros a álcool atingiu o seu auge, os consumidores foram abandonados pelo governo e empresários do setor. Parte da safra de cana, normalmente destinada à produção de álcool, foi desviada para a produção de açúcar, mais rentável naquele ano, provocando a escassez generalizada de álcool no mercado, com fortes impactos para a reputação do programa. Em função disso, as vendas de carros a álcool praticamente cessaram logo após tal crise de abastecimento.

Atualmente, com o lançamento dos veículos *flexfuel*, que podem consumir álcool e gasolina em qualquer proporção, busca-se relançar o mercado de veículos movidos a álcool. Com esta inovação tecnológica, pretende-se que o consumidor de álcool hidratado tenha flexibilidade suficiente para consumir esse combustível, defendendo-se da elevação acentuada de seus preços ou mesmo da possibilidade de crise no seu suprimento. Esta

ofensiva a favor do álcool encontrou o mercado de GNV em rápida expansão e ocupando um nicho de mercado que atualmente concorre com os veículos *flexfuel*.

Não por acaso, assiste-se na imprensa a uma série de questionamentos quanto à sustentabilidade ambiental do veículo GNV, ao baixo nível da carga tributária do gás natural e à qualidade das conversões realizadas pelo setor de GNV. Em reação a estes questionamentos, cogitou-se, inclusive, obrigar todos os veículos movidos a GNV a realizarem, além da vistoria anual dos Detrans, uma outra vistoria pelo Ibama. Ou seja, os consumidores dos veículos que emitem menos seriam duplamente controlados para se certificar que realmente emitem menos. Certamente, isto significaria penalizar o consumidor que investiu no veículo de melhor qualidade ambiental.

Embora esta disputa, econômica e política, entre as indústrias do álcool e do GNV denote o vigor de uma matriz energética com uma significativa pluralidade de opções de suprimento, ela pode aumentar, desnecessariamente, os riscos para os investimentos setoriais e, principalmente, para os consumidores de veículos a álcool e a GNV. Para minimizar os riscos de adoção de incentivos tributários e regulatórios restritos a interesses específicos, é fundamental um posicionamento das autoridades energéticas brasileiras. É importante deixar transparente para os consumidores e produtores as diretrizes para os mercados de GNV e do álcool combustível na política energética nacional.

Esta política energética deve levar em conta questões que extrapolam ambos os setores. Por exemplo, está claro que a oferta de gás natural no Brasil e nos países vizinhos permite uma expansão da demanda nacional de gás, trazendo impactos positivos para a eficiência econômica e a sustentabilidade ambiental do país. Da mesma forma, o desenvolvimento do mercado de GNV se apresenta como uma das principais âncoras para a expansão dos demais mercados de gás de pequeno volume (pequena indústria, comércio e residências).

Por outro lado, cabe ressaltar que existe espaço para a definição de uma política energética

destinada ao setor de combustíveis, que contemple uma agenda positiva tanto para a indústria de álcool como para o GNV.

Atualmente, cerca de 20% dos ônibus fabricados nos EUA são veículos movidos a GNV. No Brasil, existe a possibilidade de expandir o mercado de gás veicular através de sua inserção no segmento de transporte coletivo urbano. Para tal, uma política de incentivos e de regulamentação é condição necessária. Da mesma forma, o mercado de álcool anidro para mistura na gasolina encontra-se em expansão no mercado internacional. O Acordo de Kioto para redução de gases de efeito estufa e a busca por substitutos para o MTBE colocam o álcool brasileiro numa ótima posição para exportação. Entretanto, a abertura dos mercados internacionais para o nosso álcool dependerá de um intenso trabalho de negociação do governo brasileiro com os governos dos países potencialmente parceiros. Este trabalho, por sua vez, depende de um posicionamento estratégico que reúna governo e empresários do setor, de forma a construir um compromisso equilibrado entre as possibilidades de exportação e o abastecimento do mercado interno.

Finalmente, vale enfatizar a importância da coerência e da estabilidade da política energética.

Caso se opte pela expansão do mercado de álcool hidratado, é importante que se garanta uma oferta de álcool a preços competitivos, esclarecendo que existe um custo ao se optar por esta tecnologia. Não apenas se paga mais pelo motor *flexfuel*, mas a eficiência do mesmo é menor que a de um motor dedicado a gasolina ou a álcool. Atualmente, boa parte do custo adicional dos veículos *flexfuel* é pago pela sociedade, através da renúncia fiscal de parte do IPI pelo governo federal. Assim, uma forte difusão dos veículos *flexfuel* só tem sentido se houver no país perspectivas de oferta de álcool a preços competitivos, condição que exige não apenas clareza sobre o papel de cada combustível no mercado nacional, mas a garantia de que os consumidores não sejam levados a tomar decisões que possam deixá-los, novamente, desprotegidos no futuro. Se isto ocorrer, estará se prestando um enorme desserviço à utilização racional de combustíveis renováveis no país, e dando-se, desta vez, um tiro em dois pés: no álcool e no GNV.

Conselho Editorial

Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo no Brasil Após a Abertura: Impactos Econômicos

André Canelas¹
Carmen Alveal²

Na primeira parte deste artigo – publicado no *Infopetro* de Maio – foi introduzido o tema da importância exercida pelos investimentos em E&P sobre a dinâmica da economia brasileira. Nesta segunda parte é desenvolvido o tema dos impactos macro-econômicos destes investimentos, a partir da consideração do nível do conteúdo da indústria local fornecedora de bens de capital e serviços tecnológicos.

Os impactos econômicos dos investimentos em E&P sobre a economia brasileira após a abertura podem ser estimados, como exercício, a partir da realização do montante de investimento total estimado de US\$ 38,41 milhões em E&P, durante o período 1998-2007, e com base na metodologia proposta em recente pesquisa, que assumiu a hipótese de que cerca de 75,5% dos investimentos na indústria de petróleo são direcionados aos segmentos de E&P e refino, supondo duas situações hipotéticas¹.

Na primeira hipótese, denominada de “situação atual”, considerou-se, para os cálculos, que o

conteúdo local das demandas de bens e serviços requeridos para os investimentos e fornecidos seria, em média, de 54,53%. Na segunda hipótese, chamada de “situação potencial”, considerou-se que fornecedores locais seriam os supridores de todos os bens e serviços demandados pelos investimentos.

Com base nestas situações hipotéticas pode-se elaborar, como exercício, a estimativa dos impactos econômicos totais dos investimentos em E&P no Brasil, no período pós-abertura da indústria (Tabela 1). Os resultados do exercício fornecem os impactos referentes à hipótese de “situação atual” (conteúdo local médio de 54,53%) e de “situação potencial” (100% de fornecimento local) para cinco indicadores, a saber: valor da produção; renda gerada; empregos criados; arrecadação tributária; e impacto na balança comercial ou economia de divisas.

Tabela 1 – Brasil: Impactos Totais do Investimento em E&P – 1998/2007 (US\$ milhões)

Situação Considerada:	Situação Atual (A)	Situação Potencial (B)	(B) - (A)
Valor da Produção /ano	4.853,24	8.906,08	4.052,84
Impostos / ano	688,28	864,76	176,48
Importação / ano	1.447,15	57,10	-1.390,05
Pessoal Ocupado*	142.664,35	243.227,53	100.563,18
Renda Gerada /ano	2.474,89	4.317,56	1.842,67

* medido em unidades, não em US\$ milhões.

Fonte: Elaboração própria a partir do montante total estimado de investimento em E&P de US\$ 38.410,63.

Mercado

Os valores encontrados são expressivos, e a relevância para a economia brasileira permite aquilatar a importância do aumento do nível de conteúdo local para a internalização dos impactos dos investimentos. Ao considerar as estimativas de impactos, mostradas na Tabela 1, e assumindo a hipótese de um conteúdo local médio dos investimentos em E&P no Brasil de 54,53%, pode-se observar que, se empresas nacionais fossem capazes de fornecer 100% das demandas de bens e serviços relacionadas aos investimentos em E&P no Brasil, um adicional médio anual de US\$ 4.052,84 milhões seria gerado no país em termos de valor da produção no período de 1998 a 2007. Da mesma forma, uma renda adicional de US\$ 1.842,67 milhões seria gerada por ano, em média, no mesmo período considerado. Adicionalmente, a hipótese de um Brasil auto-suficiente no fornecimento de bens e serviços para as atividades de E&P, no período considerado, provocaria uma economia anual de divisas de US\$ 1.390,05 milhões, um acréscimo anual de arrecadação tributária de US\$ 176,48 milhões, e a geração de mais 100.563 empregos, relativamente aos resultados estimados com a suposição de 54,53% de conteúdo local.

É importantíssimo considerar que desde a abertura da indústria tem ocorrido significativo aumento do nível de conteúdo local, fruto de decisão de política do atual governo brasileiro para incentivar a indústria local fornecedora de bens e serviços para E&P. Esta nova orientação é

observável tanto na alteração da forma de *bidding* na quinta rodada, com exigências de comprometimento de aquisição local de equipamentos e de serviços em níveis superiores aos das rodadas anteriores, quanto na decisão da Petrobras de demandar conteúdo local mínimo de 65% para aquisições relacionadas a seus investimentos em E&Pⁱⁱ. Assim, o atual nível de conteúdo local dos investimentos em E&P no Brasil é superior a 54,53%, de forma que os valores reais dos impactos dos investimentos tornam-se maiores que os estimados e mostrados na coluna “situação atual” da Tabela 1. Portanto, é razoável considerar que os impactos reais dos investimentos em E&P no Brasil sejam intermediários entre os valores estimados na “situação atual” e na “situação potencial”.

Os impactos dos investimentos se tornam mais representativos ao se considerar o valor total da produção do setor E&P; ou seja, ao se incluir o valor total da produção de petróleo gerada pelos investimentos passados e não apenas o resultado dos investimentos realizados após a abertura. De fato, o crescimento sustentado da produção de petróleo da Petrobras e dos investimentos em E&P no país têm resultado no contínuo crescimento da participação do setor E&P no produto do setor de petróleo e no produto da economia brasileira durante os anos da abertura (Tabela 2).

Tabela 2 – Brasil: PIB, Produto do Setor Petróleo e Produto do Segmento E&P

Ano	PIB (Preços Básicos)		PIB Setor Petróleo		PIB Segmento E-P	
	US\$ Bilhões	Petróleo/PIB Brasil (%)	US\$ Bilhões	E&P/PIB Petróleo (%)	US\$ Bilhões	E&P/PIB Brasil (%)
1997	724,00	2,74	19,85	18,34	3,62	0,50
1998	707,40	3,06	21,63	8,58	1,90	0,26
1999	474,03	4,27	20,22	24,53	4,96	1,05
2000	528,95	5,32	28,16	40,38	11,37	2,15
2001	447,50	5,94	26,57	39,59	10,52	2,35

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do IPEADATA e de Machado, G. (2003) – “Estimativa da Contribuição do setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil”, NT 18, ANP.

Tabela 3 – PIB Brasil: Taxa de Variação Anual Real (R\$ bilhões)

Ano	PIB Nominal (Preços de Mercado)	Taxa Anual Real (%)
1998	914,2	0,13
1999	973,8	0,79
2000	1.101,3	4,36
2001	1.198,7	1,31
2002	1.346,0	1,93
2003	1.480,6	- 0,22

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do IPEA (<http://www.ipeadata.gov.br>).

O acelerado e contínuo crescimento do setor petróleo e, sobretudo, do segmento E&P na economia brasileira contrasta notoriamente com a evolução muito instável e medíocre do nível de atividade econômica do país nos últimos anos (Tabela 3). De fato, em moeda estrangeira, o produto brasileiro tem apresentado contínuas reduções de valor: de US\$ 724 bilhões para US\$ 447,5 bilhões (1997-2001), uma redução acumulada de 38,19%. Já o produto da indústria do petróleo cresceu 33,85% (1997-2001), e o do segmento E&P cresceu a taxas muito superiores, totalizando 190,60% para o mesmo período. Assim, a participação percentual da indústria petrolífera na economia brasileira cresceu 116,56% entre 1997 e 2001, enquanto as participações percentuais do segmento E&P no produto do setor petróleo e no produto nacional cresceram 117,10 e 370,16%, respectivamente, evidenciando que o segmento E&P tem sido o motor de expansão da indústria de petróleo no Brasil.

Na verdade, as únicas atividades que têm apresentado crescimento na economia brasileira nos anos mais recentes são a indústria petrolífera, o setor bancário e os setores direcionados à exportação (basicamente agricultura, papel, celulose e siderurgia). Entre estes pouquíssimos setores, o setor petróleo é o único a possuir todos os seguintes atributos: i) alto dinamismo tecnológico e capacidade de encadeamento sobre outros setores e, por conseguinte, geração de renda e emprego; ii) produção orientada ao suprimento da demanda interna e não a exportações, contribuindo para a futura auto-suficiência do país no consumo dos

bens de maior peso na pauta brasileira de importações (petróleo e derivados); iii) característica infra-estrutural, cujos produtos (derivados de petróleo) são insumos fundamentais para o funcionamento e a expansão da economia, insubstituíveis em uma matriz produtiva no curto e no médio prazo, e de grande impacto nos índices de preços de uma economia; e iv) substantiva “independência” das flutuações do ritmo de crescimento da economia.

Este último atributo, em especial, é de singular relevância: enquanto os demais setores em crescimento têm se baseado no estímulo da demanda externa para sustentar seu crescimento, as atividades de E&P no Brasil são direcionadas ao suprimento da demanda nacional de óleo cru, que não apresenta retração mesmo no ambiente de baixo e instável crescimento, característico da economia brasileira.

A dimensão notória dos investimentos em E&P reside no aumento persistente da produção nacional de petróleo. A despeito de a dependência externa de petróleo e derivados ser atualmente pequena, a contínua redução da dependência petrolífera brasileira de importações é muito relevante: o petróleo ainda representa, individualmente (sem contar importações de derivados), grande peso nas importações brasileiras em termos de divisas gastas. A importância da redução da dependência de petróleo importado é saliente quando se leva em consideração a evolução da balança comercial e do balanço de pagamentos do Brasil.

Tabela 4 – Brasil: Dependência Externa de Petróleo e Derivados

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
47,5%	...	46,9%	45,4%	39,4%	34,6%	28,4%	19,8%	9,4%

Fonte: ANP (Anuário Estatístico 2003, <http://www.anp.gov.br>)

Mercado

Em síntese, a abertura da indústria de petróleo no Brasil e o aumento no fluxo de capital investido em atividades de E&P no país, em função do aumento dos investimentos da Petrobras e da entrada de novos *players*, têm resultado numa intensificação dos impactos econômicos dos investimentos em E&P da Petrobras, que sempre foram de grande importância para a economia brasileira, desde o período de monopólio. Além do aumento no montante de investimentos em E&P realizados no Brasil após a abertura, outro fator responsável pela intensificação dos impactos econômicos do segmento E&P é o crescimento do nível de conteúdo local dos investimentos, em função de um acertado mecanismo de política de incentivo do governo brasileiro, representado pelo aumento do peso do conteúdo local nos critérios de *bidding* das rodadas de licitação da ANP e pela nova determinação da Petrobras acerca do conteúdo

local de suas demandas. Na problemática evolução da economia brasileira, é altamente positivo o crescimento de uma atividade que pode contribuir para a superação da restrição externa da economia brasileira e para o *catch-up* tecnológico e competitivo da indústria brasileira fornecedora de bens de capital e serviços de produção.

¹ Professora IE-UFRJ/Pesquisadora GEE

² Mestrando PPE-UFRJ

ⁱ Kupfer, D (Coordenador); Haguenuer, L.; Young, C. E. F.; e Dantas, A. T. *Impacto Econômico da Expansão da Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Instituto de Economia/UFRJ, 2000. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/gic>.

ⁱⁱ *Petrobras vai manter exigência de conteúdo nacional mínimo de 65%*. EFEI Energy News, Itajubá, 03 de outubro de 2003, <http://www.energynews.efei.br>.

Aspectos Regulatórios e de Política Energética Vinculados à Introdução do Gás Natural no Uruguai

Beno Ruchansky¹

O Uruguai necessita de reservas comprovadas de petróleo e alcançou um aproveitamento quase total de seus recursos hidroelétricos (responsáveis, em um ano hidrológico médio, por aproximadamente 80% da produção de energia elétrica). Estes condicionantes, somados ao fato de que a demanda de eletricidade crescia a uma taxa anual de 5%, formavam a complexa encruzilhada energética em que se encontrava o país no início da década de 90. As medidas propostas pelo governo para o setor energético se inseriam no marco geral de uma série de reformas, inspiradas no chamado “Consenso de Washington”, que propiciavam a abertura do setor externo da economia, a desregulamentação dos mercados locais e uma modificação substantiva do papel do Estado, que implicava o abandono de seu papel de empresário (privatização das empresas públicas) e centrava sua atividade na formulação de políticas setoriais e aspectos normativos e regulatórios.

Neste contexto, as direções da política energética impulsionadas pelo Poder Executivo da época apontaram para a realização de convênios de integração energética com a Argentina e o Brasil, particularmente à incorporação, na matriz energética, do gás natural proveniente da Argentina através de gasodutos. Argumentava-se que se as expectativas em relação à incorporação do gás natural se concretizassem, o Uruguai se beneficiaria da ampliação das opções energéticas e da conseguinte redução da pressão da demanda sobre o setor elétrico (principalmente por substituição de grande parte do consumo residencial e industrial), uma vez que a utilização desse combustível na produção de energia elétrica permitiria diminuir os custos de geração. Além disso, entendia-se que o investimento privado era um elemento fundamental para o desenvolvimento do setor e deveriam ser criadas, portanto, as condições apropriadas para a participação de atores privados.

Cabe ressaltar que o resultado do referendo de 1992 mostrou ser um empecilho frente às propostas de privatização dos ativos das

empresas públicas mais importantes ou de concessão de seus serviços a agentes privados. Em 1994, o governo do Dr. Lacalle conseguiu concretizar a reprivatização da Compañía Del Gás (concessionária da distribuição de gás em Montevideu). Nos anos seguintes, se desenvolveu um trabalhoso processo destinado ao desenvolvimento da nova infra-estrutura de transporte e distribuição do gás natural com base na participação de capital privado. O investimento privado no setor era visto como símbolo de uma nova era em matéria de serviços públicos, o que permitiria superar a etapa estatal.

Da parte do governo, postulava-se que para possibilitar o desenvolvimento do gás natural deveriam ser promovidos a criação de um mercado competitivo para as atividades que não constituem monopólio natural (nesse caso, a provisão de gás a grandes consumidores), e a ocorrência de livre acesso às instalações de transporte e distribuição de gás (que continuam sendo monopólio natural), mediante o pagamento de pedágios razoáveis.

Concomitantemente, se entendia ser imprescindível a constituição de organismos regulatórios e de um marco regulatório que atraíssem e dessem segurança ao investimento privado.

Em 1991, quando os governos da Argentina e do Uruguai firmaram o Acordo sobre o Abastecimento de Gás Natural Argentino ao Uruguai, a construção de um gasoduto entre Montevideu e Buenos Aires se apresentava como opção. Posteriormente, começou-se também a analisar a possibilidade de construir um gasoduto no litoral. Em 1996, após intensas negociações entre UTE e ANCAP com o governo de Entre Rios, na Argentina, foi firmado um acordo no qual as duas empresas estatais uruguaias se associaram com o governo desta província para a construção do Gasoduto Entrerriano, com um aporte de capital de US\$ 20 milhões. Este investimento incremental permitiu aumentar o diâmetro do gasoduto, originalmente projetado entre 8 e 12 polegadas, e atender, assim, a

demanda potencial de Paysandu e de uma central térmica que seria implantada em Casablanca. Para satisfazer as necessidades de Paysandu, a construção de um ramal sobre a ponte General Artigas ficou a cargo da ANCAP, enquanto a UTE investiu US\$ 2 milhões na construção de um trecho de gasoduto subfluvial. Em 1998, logo depois da tentativa fracassada de construir essa central com a participação de capital privado, o governo determinou que ela ficaria localizada no sul do país, como forma de viabilizar a construção do Gasoduto del Sur (considerado pelo governo como prioridade estratégica em matéria energética).

No princípio, a viabilidade do Gasoduto del Sur esteve ligada à possibilidade da utilização dos reservatórios hídricos do rio Santa Lucía, com o propósito de atender o abastecimento de Buenos Aires durante os meses de demanda de pico. Os estudos técnicos realizados descartaram esta possibilidade devido à inviabilidade econômica do projeto. Com o propósito de tornar a construção e a exploração desse gasoduto lucrativas, cogitou-se também as opções de abastecer centrais de geração elétrica a serem instaladas no Uruguai, cuja produção poderia ser colocada à disposição da Argentina ou do Brasil; e de estender o gasoduto até o sul do Brasil, onde se previa a existência de um importante mercado para o consumo do gás natural.

Em 1998, o consórcio "Gasoducto Cruz del Sur" (GCdS), formada pela Pan American Energy e pela British Gasⁱ, ganhou a licitação. Aparentemente, sua intenção era a de estender o gasoduto até o Brasil. A análise do valor da tarifa apresentada na oferta reforça essa hipóteseⁱⁱ. No ano de 1999, o GCdS descartou a opção de estender o gasoduto até o sul do Brasil por inviabilidade econômica. Como resultado disso, a construção do Gasoduto del Sur entrou em um impasse, chegando inclusive a se cogitar a possibilidade da GCdS rescindir o contrato de concessão (o que implicava o pagamento de uma multa de US\$ 5 milhões), já que a tarifa com a qual o consórcio ganhou a licitação era insuficiente para cobrir os custos do investimento.

Finalmente, a situação foi solucionada quando dois dos acionistas da Cruz del Sur (Pan American Energy e Wintershall) conseguiram acertar com a UTE, submetida a fortes pressões do governo, um contrato de venda de gás na modalidade *take or pay*ⁱⁱⁱ, destinado à geração elétrica com as seguintes características: 15 anos de duração; 300 milhões de m³ anuais; e, um

montante de US\$ 270 milhões. A UTE decidiu, ainda, investir US\$ 16 milhões na construção de um trecho de gasoduto na Argentina, imprescindível para seu próprio abastecimento e o da Gaseba, em Montevidéu, e que não estava previsto na concessão de Cruz del Sur (ligação Buchanan – Punta Lara).

Contratos de Concessão

A ferramenta jurídica escolhida pelo Estado uruguaio para impulsionar o desenvolvimento da atividade de gás natural foi a de contratos de "concessão de obra pública", nos quais o Estado concede a exploração de um ativo de sua propriedade a um particular, em troca de uma remuneração, e sob o cumprimento de determinadas condições. Até o presente momento, foram outorgados três contratos desse tipo (um de transporte e dois de distribuição), que compreendem a determinação de uma tarifa, um conjunto mínimo de investimentos e uma série de normas para a prestação do serviço.

Transporte de gás natural de Buenos Aires a Montevidéu: Gasoduto "Cruz del Sur"

Em 1997 foi licitada a concessão para construção e operação de um gasoduto entre Punta Lara, nas proximidades de Buenos Aires, e Montevidéu. Pelas regras da licitação foi estabelecido que os proponentes deveriam competir pela menor tarifa para a reserva de capacidade de transporte firme, expressa em US\$/m³. Estabeleceu-se também que por cada metro cúbico efetivamente transportado se aplicaria uma taxa adicional de 15% sobre a tarifa de reserva de capacidade. Além disso, o Estado uruguaio, por intermédio das empresas públicas ANCAP e UTE, comprometeu uma reserva de capacidade de 2 milhões de m³/dia por um período de 15 anos.

O concessionário assumiria a obrigação de construir, operar e manter o gasoduto, devendo ainda proporcionar transporte firme a todos que o solicitassem, dentro da obrigação de fluxo máximo, assegurando assim o mais irrestrito livre acesso à capacidade que não estivesse comprometida para abastecer a demanda contratada, observando a tarifa. A estes efeitos, cabe ressaltar que as regras estabeleciam uma capacidade mínima inicial do gasoduto de 2,5 milhões de m³/dia, com uma obrigação de fluxo máximo de 5 milhões para solicitações de transporte firme.

A empresa ganhadora se reservaria ao direito de fixar suas tarifas de transporte nas extensões do gasoduto com a finalidade de abastecer outros pontos de entrega no país ou fora dele (Brasil), estando estas tarifas submetidas à aprovação do MIEM. Todavia, a empresa vencedora deveria reservar uma capacidade de até 500 mil m³/dia para usuários situados no país com a tarifa resultante da licitação. O transportador também teria o direito de primeira opção para qualquer empreendimento de transporte de gás ao sul do rio Negro.

O valor da tarifa da oferta ganhadora, apresentado pelo "Gasoducto Cruz del Sur", foi de 0,005488 US\$/m³ efetivamente transportado. Os carregadores iniciais foram: ANCAP (1,5 milhões m³/dia), UTE (0,5 milhões m³/dia) e DINAREM S.A. (1,5 milhões m³/dia). Esta última é uma comercializadora de gás de propriedade dos acionistas privados da GCdS.

Distribuição de gás no interior do país: Conecta

Tanto a tarifa e seu mecanismo de ajuste como a remuneração ao Estado estavam fixados de antemão e especificados nos termos da licitação. As regras só previam uma tarifa para o gás natural. Mais adiante, nas negociações que se seguiram à concessão e que precederam à assinatura do contrato, se acordou uma tarifa para sistemas isolados abastecidos com GLP.

O critério de seleção da oferta era o número de usuários potenciais que o proponente se comprometia a atender (se define como cliente potencial atendido aquele que pertence a uma área que tenha sido declarada servida, o que implica o compromisso por parte do distribuidor de conectar o usuário quando este solicite o serviço). O prazo de concessão estabelecido era de 20 anos e o distribuidor poderia fornecer gás natural ou GLP, desde que resultasse nos menores custos para o consumidor.

Obrigações do concessionário:

- Construir a rede de distribuição, cobrindo o número mínimo de padrões estabelecido na oferta que deu lugar à concessão, dentro do cronograma estabelecido;
- Prestar o serviço a todos que os solicitem, dentro de sua área de concessão, observando a tarifa;
- Proporcionar livre acesso a grandes consumidores com *by-pass* comercial;

- Operar e manter a rede de distribuição, prestando o serviço de forma regular e contínua, salvo casos de exceção justificados segundo as boas práticas da indústria;

- Pagar a remuneração de Controle ao Estado;

- Comprar determinada capacidade de transporte da ANCAP, tanto no Gasoduto del Litoral como no Gasoduto Cruz del Sur.

O contrato de concessão estabelece que: "o Regulamento de Serviço que se inclui como anexo II poderá ser modificado periodicamente pela Autoridade Reguladora (...) para adequá-lo à evolução e melhoria do Serviço Concedido", com o conhecimento prévio do concessionário e admitindo-se uma renegociação da tarifa em caso de alteração da equação econômica do negócio.

Tomando como base o atraso das obras de construção do Gasoduto Cruz del Sur, o Poder Executivo aprovou, em outubro de 2002, uma adequação do contrato original. Essa adequação implicou na extensão do prazo de concessão de 20 para 30 anos, e na diminuição do número de conexões que o proponente se comprometia a realizar (de 777.007 para 252.000). Também foi alterado o cronograma de investimentos previstos, atrasando o início em mais de 3 anos, e prorrogando o prazo de cumprimento dos investimentos iniciais obrigatórios de 5 para 10 anos. Além disso, foi adicionada uma cláusula que especifica que se entre o quinto e o décimo ano do cronograma de investimentos o PIB do país for negativo ou nulo, tal ano não será computado nos efeitos do cronograma.

Distribuição de gás em Montevideu: Gaseba

No contrato de concessão original se estabelecia que os poderes regulatórios seriam exercidos por um órgão assessor do MIEM, com competências de Autoridade Reguladora sobre os efeitos desse contrato^{iv}. Suas funções consistiam, principalmente, em controlar o cumprimento do plano de obras estabelecido no contrato de concessão e em atender as reclamações dos usuários.

O prazo da concessão foi fixado em 30 anos, a partir da assinatura do contrato original em 1994.

Obrigações do concessionário:

- Prestar o serviço a todo aquele que o solicite dentro de sua área de concessão, observando a tarifa;

- Proporcionar livre acesso a grandes consumidores com *by-pass* comercial;
- Observar as normas de cumprimento do serviço; as interrupções ou restrições deverão ser comunicadas aos usuários com a maior antecedência possível, fundamentando as causas ante a autoridade reguladora;
- Pagar a remuneração ao Estado;
- Realizar um conjunto mínimo de obras de infra-estrutura, acordadas nas negociações.

O contrato original previa somente uma tarifa para a distribuição de gás manufacturado. Entretanto, como consequência da introdução do gás natural, houve a necessidade de uma adequação do contrato. Em fevereiro de 2002, o Estado uruguaio e a GASEBA subscreveram um adendo ao contrato original. No que se refere à tarifa, esta deverá ser o resultado de uma soma de 3 componentes básicos: a) preço do gás; b) preço do transporte; e c) valor agregado de distribuição (VADEG). Para cada componente

foram fixados os respectivos preços de referência e parâmetros de ajuste.

¹ Unidade Reguladora dos Serviços de Energia e Água-Uruguaí

ⁱ Posteriormente, a ANCAP foi incorporada com 20% de capital acionário da empresa e a Pan American Energy transferiu para a Wintershall 10% das ações.

ⁱⁱ O Gasoduto del Sur implicou um investimento de, aproximadamente, US\$ 140 milhões. O valor atualizado (15 anos a uma taxa de 11,5%) da cobrança pela reserva de capacidade comprometida pela UTE, ANCAP e DINAREL aumenta em, aproximadamente, US\$ 50 milhões. Se for considerado o investimento dos acionistas privados, este foi de US\$ 112 milhões. Neste caso, o cálculo do valor atualizado dos pagamentos pelas reservas de capacidade da UTE e da ANCAP fica ao redor de US\$ 30 milhões.

ⁱⁱⁱ A data de início dos pagamentos estava inicialmente acordada para julho de 2004. Posteriormente, a UTE negociou seu adiamento até dezembro de 2005.

^{iv} A partir de dezembro de 2002, essas funções passaram a ser competência da Unidade Reguladora dos Serviços de Energia e Água (URSEA).

Latin Oil & Gas 2004

Em sua décima edição, o **Latin Oil & Gas: "Latin American Oil & Energy Integration"** focará o segmento de exploração e a indústria do gás. Serão tratados temas como a competição no setor, as companhias nacionais, riscos regionais, novos empreendimentos, rounds licitatórios e o futuro do setor na América Latina e Caribe.



Data: 21 e 22 de Junho de 2004
Local: Sheraton Rio Hotel

Inscrições poderão ser feitas no site: <http://www.petro21.com>, ou por correio eletrônico (info@glpac.com)

Evolução da Competitividade do GNV: O Álcool Pode ser uma Ameaça?

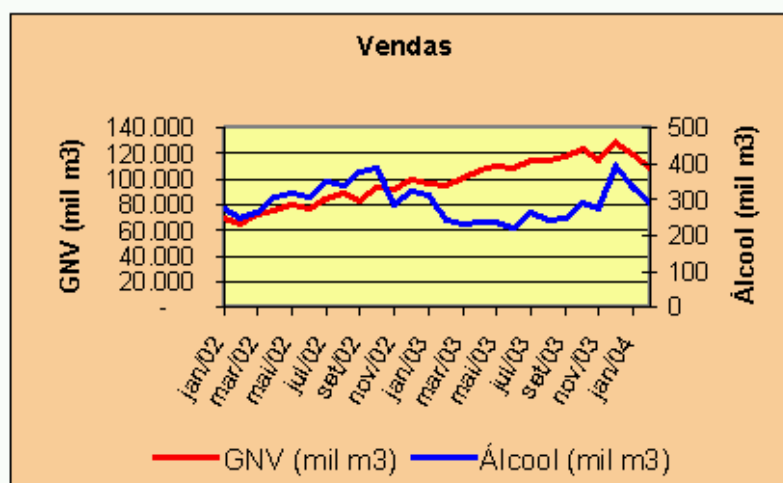
Edmar de Almeida¹
Vivian Macknight²

O mercado de gás natural veicular (GNV) constitui hoje uma das principais âncoras para o desenvolvimento da infra-estrutura de distribuição de gás natural no Brasil, tendo crescido a um ritmo superior a 30% ao ano, no último quinquênio. Atualmente, o Brasil já constitui, com mais de 500 mil veículos convertidos, o segundo maior mercado deste combustível, perdendo apenas para a Argentina.

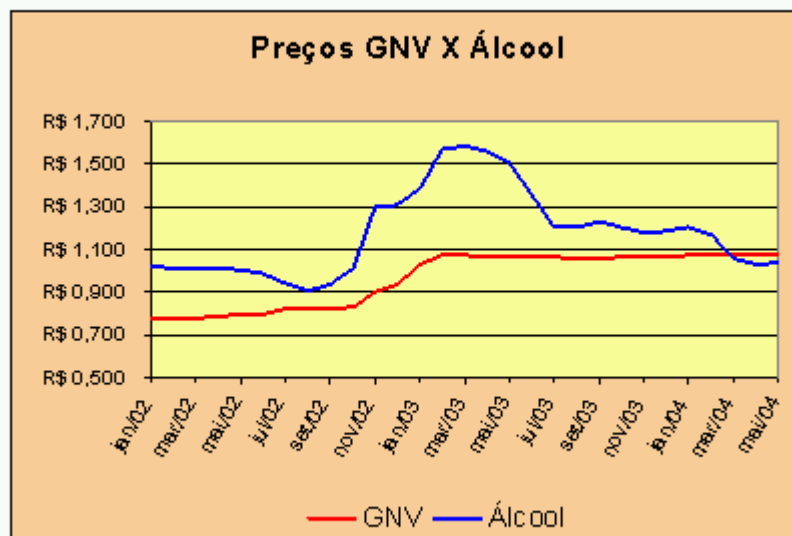
Até recentemente, o mercado de álcool hidratado não constituía uma ameaça importante para a competitividade do GNV. A forte instabilidade dos preços do álcool e a lembrança do racionamento do produto em 1988 assustavam os potenciais consumidores de carro a álcool. Entretanto, o lançamento dos veículos *flexfuel*, que podem consumir em qualquer proporção de álcool e gasolina, representou uma mudança radical no cenário do mercado de álcool hidratado. A partir de agora, o consumidor de álcool hidratado tem a segurança de consumir álcool sem temer a elevação de preços ou mesmo a falta do produto. Esta inovação nos indaga sobre até que ponto o álcool hidratado pode representar uma ameaça para o GNV.

Nos últimos dois anos, ambos os mercados apresentaram uma trajetória de crescimento. Como pode ser observado no Gráfico 1, a demanda por GNV vem crescendo de forma acelerada e estável. Por outro lado, a demanda por álcool vem crescendo de forma mais volátil. O que explica esta diferença são as variações no preço do GNV e do álcool. O Gráfico 2 deixa claro que o preço do álcool é muito mais instável que o preço do GNV. Isto acontece em função de uma série de fatores, sendo principais os seguintes: variações climáticas e seus impactos na produtividade da cana; evolução do preço do açúcar no mercado internacional; e, evolução do câmbio. Vale lembrar que muitas usinas produtoras de álcool hidratado produzem também açúcar. Desta forma, uma parcela da safra de cana que seria alocada à produção de álcool depende das condições de preços de cada um dos mercados. Um preço elevado do açúcar no mercado internacional pode reduzir a quantidade de cana alocada à produção de álcool, provocando uma elevação dos preços do álcool no país.

Gráfico 1 – Evolução das Vendas de Álcool Hidratado e GNV



Fonte: ANP, Gasnet, Gás Brasil, Brasil Energia.

Gráfico 2 - Evolução do Preço do Litro de Álcool e do m³ de GNV

Fonte: ANP, Gasnet, Gás Brasil, Brasil Energia.

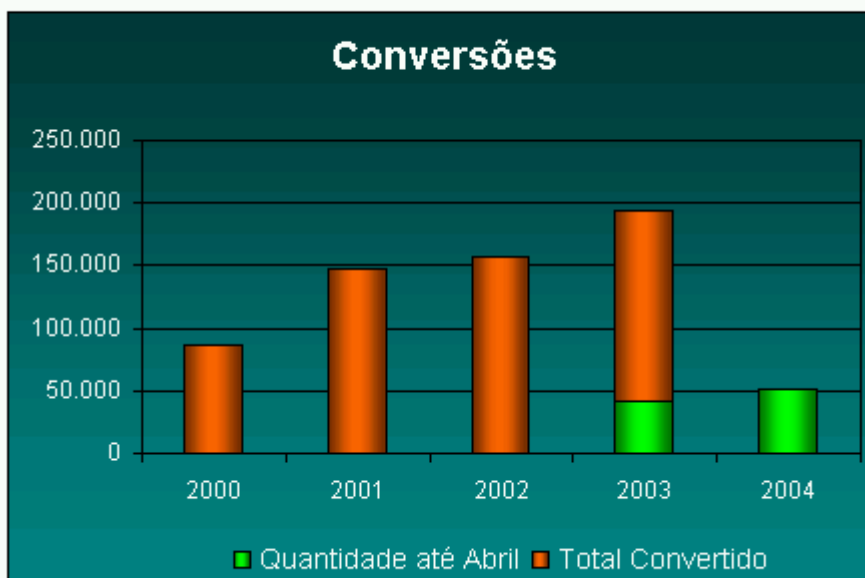
O fator climático foi preponderante na queda do preço do álcool no início de 2003, quando, após um período de alta, os preços assumiram uma trajetória de queda até meados de 2004. Condições climáticas ideais e a renovação de canaviais permitiram um aumento na produtividade da cana e um forte aumento na produção do álcool. No entanto, as fortes chuvas do último verão têm prejudicado o plantio, com impactos negativos sobre a safra de 2004. Este problema, juntamente com o processo de elevação do preço do açúcar, vêm novamente contribuindo para a elevação dos preços. Estima-se que o aumento nas bombas chegue a 14% em junho de 2004. Já o preço do GNV teve uma alta no início de 2003 e depois se manteve praticamente constante.

Mesmo frente a esta variação de preços, no atual contexto de mercado, o álcool pode representar uma barreira para a expansão do GNV no país. Com a tecnologia *flexfuel*, os motoristas perderam o medo de investir para aproveitar os preços reduzidos do álcool combustível. A explosão das vendas de veículos

a álcool, na grande maioria com tecnologia *flexfuel*, demonstra este fenômeno: em 2003, as vendas de veículos a álcool atingiram 84.558 veículos; em 2004, apenas no primeiro trimestre, as vendas já superaram todo o ano de 2003, atingindo 85.527 veículos. Os veículos *flexfuel* não apenas dão segurança de abastecimento ao consumidor, mas também usufruem de benefícios fiscais. Enquanto o IPI do carro a gasolina é de 15%, o IPI do carro *flexfuel*, destinado a uso como táxi, é zero, e para os demais casos, apenas 10%.

Até o presente momento, as vendas de carro a álcool não parecem ter atingido ainda o mercado de GNV. O total de veículos convertidos no Brasil é de 693.581 (acumulado desde 1996) e o número de conversões vêm crescendo ano a ano (Gráfico 3). As conversões em 2004 (até abril) somam 51.668 veículos, enquanto que no mesmo período do ano passado este número foi de 40.976 veículos. Cabe indagar, portanto, se o álcool pode vir a ser uma ameaça à evolução do GNV.

Gráfico 3 – Evolução das Conversões de Veículos para GNV no Brasil



Fonte: folha do GNV, Anfavea.

Para começar a responder esta pergunta, é importante, inicialmente, verificar a competitividade do GNV frente ao álcool. Para verificar a vantagem do GNV, tomemos o caso de um taxista que rode em torno de 100 km diariamente e que trabalhe 5 dias por semana. Caso o taxista tenha um veículo a álcool, teria um custo anual de combustível de, aproximadamente, R\$4.475,71, assumindo um preço de R\$1,205 por litro, (preços de janeiro/2004) e uma eficiência do carro *flexfuel* rodando a álcool de 7 km por litro. Caso tivesse optado por GNV, seu custo anual de combustível seria de R\$ 2.300,00, considerando um preço médio de \$1,074 por m³ e uma eficiência de 12 km por m³. O custo de conversão para o GNV é, em média, R\$3.000,00 atualmente. Desta forma, considerando a diferença de R\$2.175,00 nos custos com combustível, o taxista levaria cerca de um ano e 5 meses para recuperar o investimento na conversão. Se esse taxista fosse de São Paulo, onde o preço do álcool é menor devido a menor carga tributária (a diferença entre os preços é mínima - álcool R\$0,967 e GNV R\$0,978), ele levaria 2 anos e 3 meses para rever o seu investimento. Como pode ser observado,

no primeiro caso, com o preço do álcool a R\$1.205,00, o carro convertido para GNV apresenta amplas vantagens econômicas em relação ao carro *flexfuel*. Já em São Paulo, a redução da carga tributária sobre o álcool afeta a competitividade da conversão do carro para GNV.

A variação da carga tributária é um fator que pode afetar a competitividade do álcool frente aos outros combustíveis. Os impostos indiretos podem chegar a 30% do preço final do álcool. No caso do GNV, a carga tributária total hoje é de, aproximadamente, 20%. Assim, existe uma margem para redução da carga tributária do álcool e do seu preço nas bombas em relação ao preço do GNV. No Estado de São Paulo, a redução do ICMS do álcool de 25% para 12% provocou uma grande diminuição da competitividade do GNV. Esta realidade é fonte de incertezas para o setor de GNV. Os consumidores deste combustível correm o risco de se encontrarem na situação em que se viram os consumidores de álcool hidratado na década de 1980, quando depois de investirem na compra de carros a álcool, foram surpreendidos com a redução do diferencial de preços entre o álcool e a gasolina.

Gráfico 4

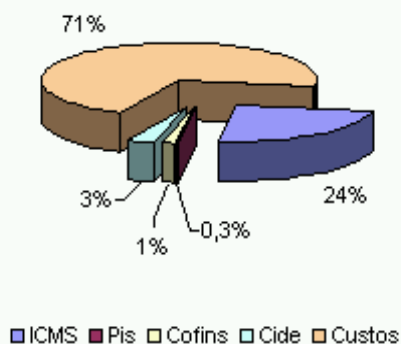
Composição do preço do álcool hidratado
(Rio de Janeiro)

Gráfico 5

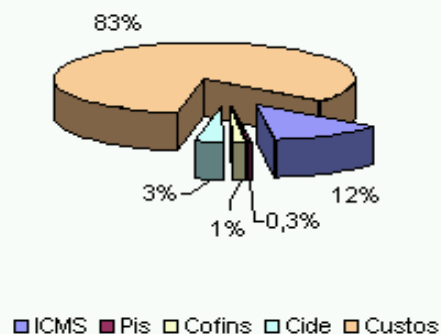
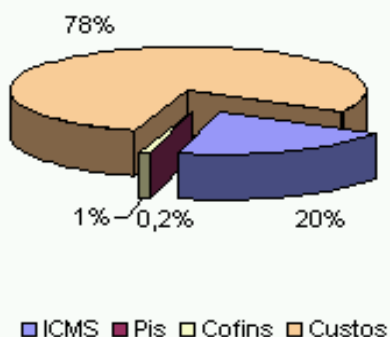
Composição do preço do álcool hidratado
(São Paulo)

Gráfico 6

Composição do preço do GNV



Os Gráficos 4, 5 e 6, expostos acima, mostram o percentual dos impostos sobre o preço final de GNV e álcool hidratado, deixando claro que agora, mais do que nunca, é importante um posicionamento das autoridades energéticas brasileiras quanto à política energética para o setor de combustíveis. É fundamental que os consumidores saibam o papel do GNV e do álcool na política energética nacional, a qual deve levar em conta algumas mudanças importantes no cenário energético do país.

Em primeiro lugar, as recentes descobertas de gás natural pela Petrobras na bacia de Santos, juntamente com as grandes reservas disponíveis nos países vizinhos, coloca a elevação do consumo de gás natural como o principal problema desta indústria. A elevação da demanda por gás natural passa pelo desenvolvimento da rede de distribuição. Esta, por sua vez, tem nos postos de abastecimento de GNV uma das principais âncoras para a expansão da rede.

Em segundo lugar, é importante levar em consideração que o lançamento dos automóveis com tecnologia *flexfuel* tornam o álcool e o GNV combustíveis potencialmente concorrentes. Portanto, a política de preços do GNV não deve ser formulada em referência apenas aos preços da gasolina e diesel. As variações e tendências do preço do álcool devem ser consideradas na formulação da política de preços para o GNV.

Finalmente, é importante lembrar que os custos de exportação do álcool são muito inferiores aos custos de exportação do gás natural via cadeia do gás natural liquefeito. Atualmente, existe uma grande "janela de oportunidade" para a indústria do álcool que é a exportação do álcool anidro para misturar com a gasolina, visando melhorar seu índice de oxigenação, em substituição ao MTBE e outros aditivos. Estudos preliminares do potencial do mercado de exportação para países como Japão, Coréia, China, Índia e Tailândia indicam que o mercado externo nessa modalidade pode atingir entre 10% e 15% da produção nacional.

Além das oportunidades mencionadas acima, cabe mencionar que o desenvolvimento do mercado de álcool anidro para mistura da gasolina apresenta algumas vantagens frente ao mercado de álcool hidratado. O uso do álcool misturado à gasolina apresenta riscos menores aos consumidores, já que problemas relativos à variação nos preços e na oferta podem ser enfrentados através da variação da proporção do álcool na gasolina. Já no caso da redução da oferta de álcool hidratado, o consumidor acaba arcando com o prejuízo de ter optado por uma tecnologia de carro a álcool ou *flexfuel*. No primeiro caso, o consumidor tem que continuar utilizando o álcool com custos de combustível mais elevado; no segundo caso, ele passa a “rodar” a gasolina com um motor que apresenta eficiência energética inferior ao veículo otimizado para gasolina.

Dado o exposto acima, fica evidente que é importante um posicionamento das autoridades energéticas, através de uma política que assegure os consumidores de álcool e GNV. Esta política deve buscar caminhos estratégicos que viabilizem o crescimento da indústria de GNV e álcool simultaneamente. As recentes turbulências no mercado internacional do petróleo nos alertam para a importância da diversificação da matriz energética brasileira. Num país tão grande quanto o nosso, existem estratégias possíveis para que o desenvolvimento das diversas indústrias de energia aconteça de forma harmônica e segura para os consumidores. Entretanto, isto requer políticas estratégicas coordenadas que não podem ser atingidas apenas pelas forças de mercado.

¹ Professor IE-UFRJ/Pesquisador GEE

² Bolsista ANP/Graduanda IE-UFRJ

Economia e Gestão em Energia

Inscrições abertas para turmas com início em setembro

O programa de Economia e Gestão em Energia é destinado a Executivos de empresas, funcionários de alto nível de órgãos governamentais e consultores ligados à questão energética. O curso está estruturado em disciplinas e seminários. Seu diferencial é a forte integração entre as áreas de Gestão e de Economia da Energia.

Turmas às quintas-feiras.

**COPPEAD
E INSTITUTO DE
ECONOMIA - UFRJ
UMA UNIÃO
DE SUCESSO.**

Informações: Tel.: (21) 2598-9898/2560-6522 - Fax: (21) 2598-9883 - atendimento@coppead.ufrj.br
www.coppead.ufrj.br

Fatos Marcantes

Petrobras Pode Atrelar Preço do Gás à Eletricidade

Em palestra proferida no Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), no dia 07/06, o diretor de Gás e Energia da Petrobras, Ildo Sauer, afirmou que a empresa está estudando vincular o preço do gás natural ao das tarifas de energia elétrica para o setor industrial. Outro setor no qual poderá haver essa vinculação é o de co-geração. A empresa já realiza uma política de preços nesses moldes para o transporte coletivo, em que o gás foi fixado em valor equivalente a 50% do óleo diesel. O objetivo desta ação é dar mais garantias aos empresários do setor e facilitar a conversão das plantas industriais para o consumo de gás natural. Sauer ressaltou que a proposta ainda precisa ser formalmente aprovada pela diretoria da Petrobras.

A Shell se Retira do Ramo de Distribuição

Após 91 anos atuando no Brasil na área de distribuição de derivados de petróleo, através de uma rede que se estende atualmente por quatro mil postos de gasolina, a Shell está planejando sua saída do Brasil. Ela, no entanto, continuará com seus empreendimentos de exploração e produção de petróleo na Bacia de Campos. A decisão faz parte de uma estratégia da empresa, que decidiu enxugar seus negócios na América Latina. Dos quatro mil postos, ela já vendeu 285 para a Agip. Espera-se que a Petrobras fique com os postos restantes caso consiga fechar acordo com a Shell.

Refinarias Privadas Reduzem Produção de Combustíveis e Derivados

Em virtude do descompasso entre as cotações do petróleo no mercado internacional e os preços internos da gasolina e do óleo diesel, a Refinaria Ipiranga reduziu em 40%, desde abril, a produção de combustíveis e derivados, e ameaça paralisar a produção. A Ipiranga, que recebe R\$ 0,68 por litro de gasolina, afirma que o valor deveria ser reajustado em 50%. No caso do óleo diesel, o aumento deveria ser de 23%. Como alternativa, a empresa cobra a concessão de subsídios com base na Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) ou garantias de aquisição de

matéria-prima a preços compatíveis com os aplicados aos produtos finais.

Segundo a diretora-superintendente da refinaria, localizada em Rio Grande (RS), Elizabeth Tellechea, a defasagem nos preços dos derivados já provocou um prejuízo de R\$ 20 milhões neste ano. A alta nos preços do petróleo já afetou os resultados do primeiro trimestre. De janeiro a março a companhia apurou receita líquida de R\$ 142,8 milhões, abaixo dos R\$ 157 milhões do mesmo período do ano passado. O lucro líquido recuou de R\$ 54,8 milhões para R\$ 30,9 milhões.

Outras refinarias privadas sofrem com o mesmo problema. A refinaria de Manguinhos, no Rio, responsável por 30% do abastecimento da região metropolitana, reduziu no dia 24/05 a produção de derivados de 15,5 mil para 9 mil barris por dia e estuda suspender as operações em 15 dias, quando termina seu estoque de petróleo. Controlada pela Repsol YPF e pelo grupo Peixoto de Castro, a refinaria compra petróleo no mercado internacional para produzir os combustíveis, que vende no mercado interno seguindo os preços da Petrobras.

De acordo com o diretor do Centro Brasileiro de Infra-estrutura (CBIE), Adriano Pires, não há risco de desabastecimento porque a produção das refinarias privadas é de cerca de 2% do consumo nacional. Segundo Pires, a Petrobras pode garantir o fornecimento sozinha reduzindo as exportações de gasolina e aumentando as importações de diesel, mas teria perdas financeiras com isso.

Argentina Comparará Gás Boliviano

De acordo com os termos de um contrato estimado em 30 milhões de dólares, a Petrobras Bolívia (PEB) e a Repsol-YPF deverão vender gás Boliviano, à subsidiária da Petrobras na Argentina e à Repsol-YPF Argentina, com o objetivo de suprir o norte do país durante o inverno. As empresas envolvidas já acertaram todos os contratos bilaterais. "Falta finalizar as autorizações governamentais", afirmou o gerente de gestão de portfólio de gás e energia da Petrobras, Joaquim de Melo. A sua estimativa é que o fornecimento de 4 milhões de metros cúbicos/dia de gás tenha início em 2 semanas. A

Petrobras responde por 25% do contrato e a Repsol pelos 75% restantes.

Vendas de Petróleo Brasileiro à China Deverão Aumentar 180%

O acordo de cooperação entre a Petrobras e a chinesa Sinopec, assinado no dia 24/05 em Pequim, permitirá que a empresa brasileira quase triplique suas exportações de petróleo para a China. Com o acordo, o total deve passar, de 5 milhões de barris vendidos em 2003, para 14 milhões de barris em 2004, afirmou o presidente da estatal brasileira, José Eduardo Dutra. Com o aumento nas exportações, a China se tornará um dos três principais destinos das vendas da Petrobras no exterior, respondendo por 18,4% dos 72 milhões de barris de petróleo exportados pela empresa a cada ano.

Construção de Refinaria é Adiada para 2007

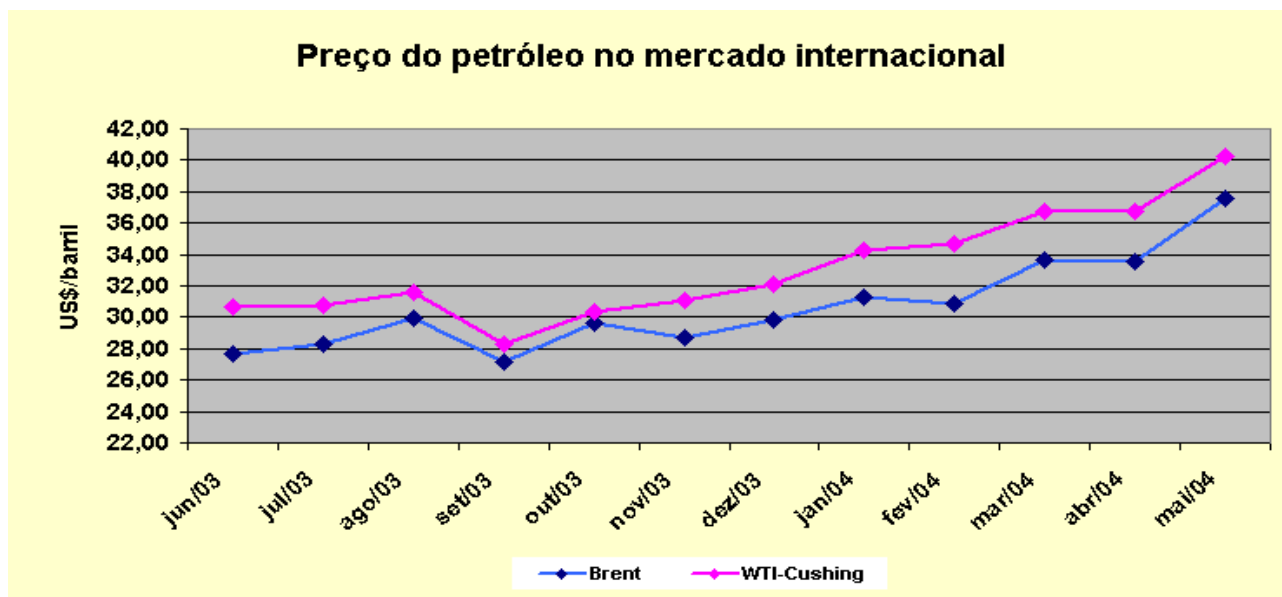
O presidente da Petrobras, José Eduardo Dutra, afirmou no dia 18/05 que o início da

construção da nova refinaria da Petrobras foi adiado para 2007, com entrada em operação prevista para o fim de 2010 ou 2011. Até o início do ano, a Petrobras previa que a refinaria deveria entrar em operação em 2008.

A justificativa para o adiamento está na queda da projeção da demanda por derivados de petróleo. A estimativa da estatal para o consumo de derivados de petróleo em 2010 caiu de 2,2 milhões de barris por dia para 2 milhões de barris. Segundo Dutra, a queda na projeção se deve ao aumento do uso do gás natural como combustível para veículos, o que reduz os gastos com gasolina e diesel, além da queda da demanda no ano passado, causada pela retração econômica.

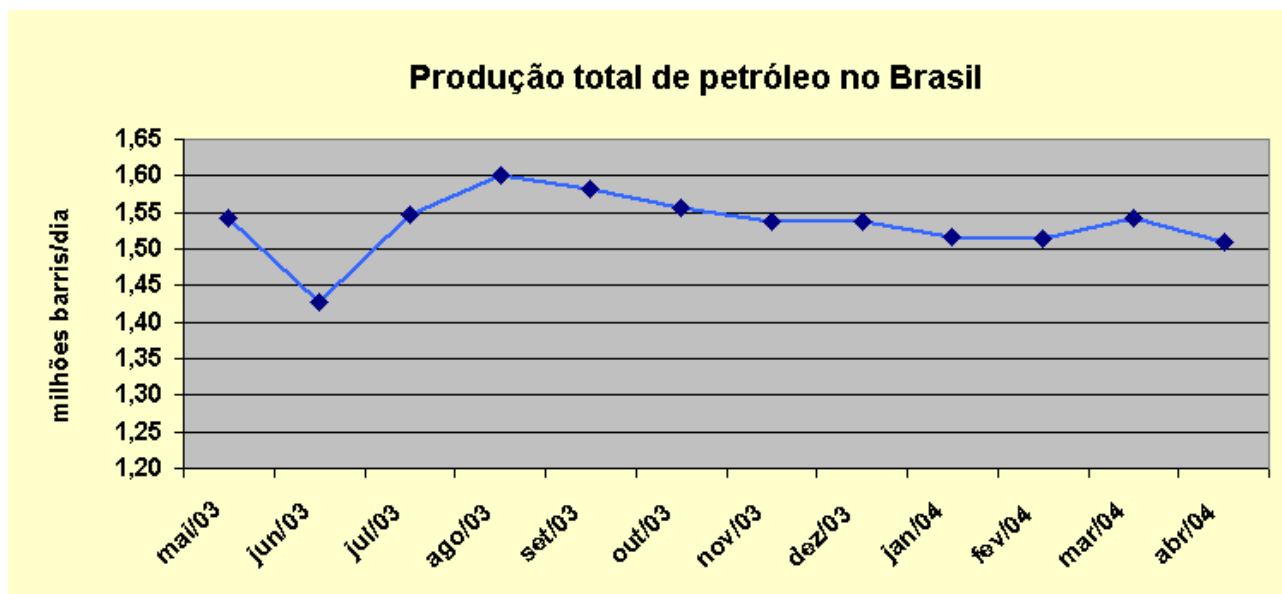
A capacidade total da nova refinaria deverá ser de 200 mil barris diários. O mercado estima que o seu custo de construção seja de cerca de US\$ 2 bilhões.

Gráfico 1



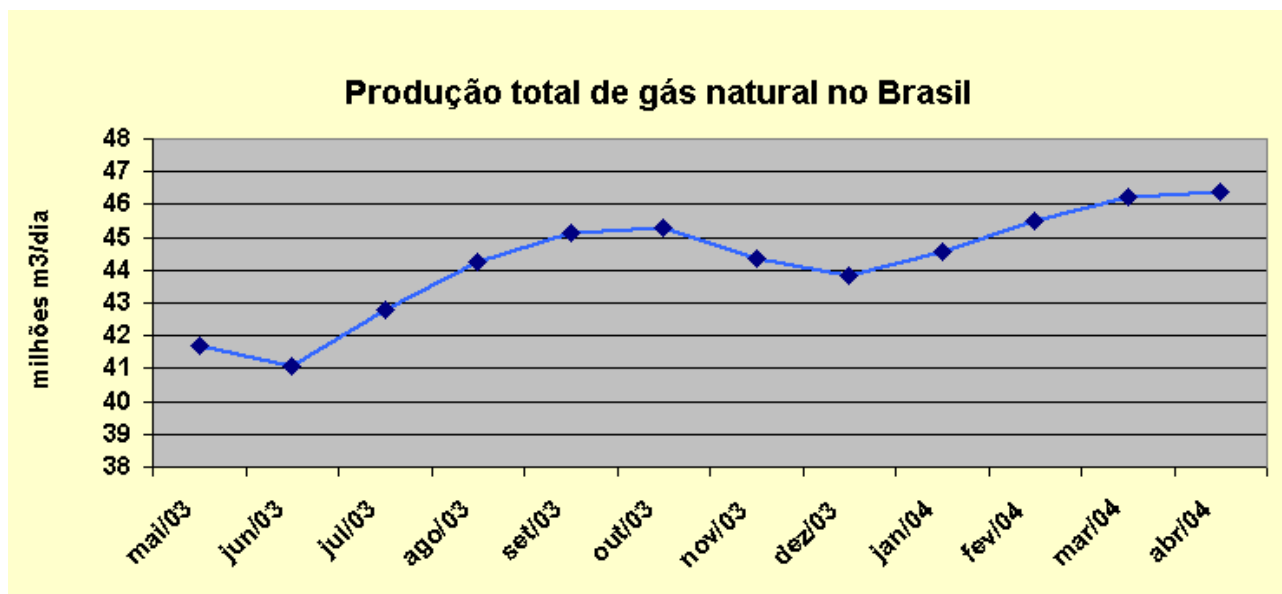
Fonte: EIA

Gráfico 2



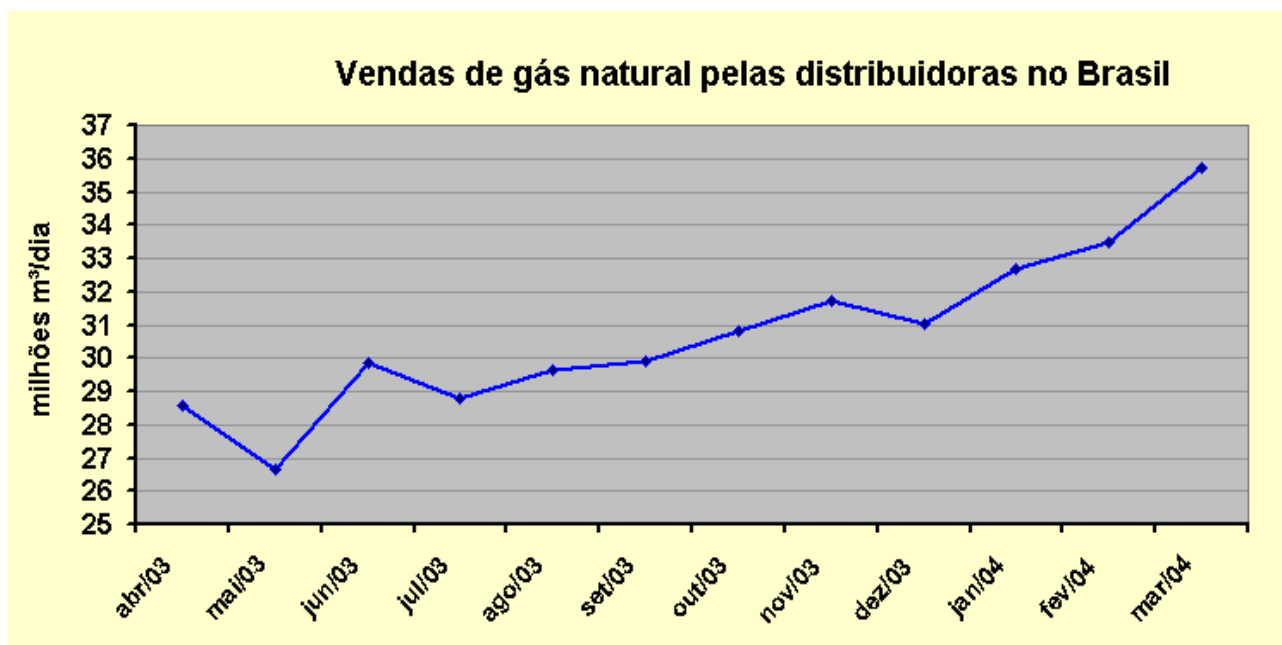
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia