



**ESTRUTURA E REGULAÇÃO  
DO MERCADO DE GÁS NATURAL  
ESPECIFICIDADES DO CASO BRASILEIRO**

**Gilson G. Krause  
Helder Q. Pinto Jr.**

***Setembro/1998***

## **1. INTRODUÇÃO**

A regulação técnica e econômica de um setor deve pautar-se no conhecimento do mesmo e de seus agentes, suportando-se em base teórica que assegure consistência temporal e credibilidade. A consistência nas ações do Regulador, que talvez possa ser chamada Doutrina Regulatória, sinaliza estabilidade aos agentes econômicos e diminui sua percepção do risco regulatório.

Esta Nota Técnica representa a seqüência de uma discussão iniciada na Nota Técnica 3, que versava sobre a estrutura e a regulação do setor de gás natural no plano internacional, havendo discutido os aspectos gerais da regulação do setor de gás. Assim, esta Nota Técnica tem o mesmo fio condutor da anterior: procura discutir a estrutura e alguns dos instrumentos de regulação aplicados ao mercado do gás natural brasileiro.

Inicialmente é apresentada a estrutura geral do mercado correlato ao gás natural, assim como as perspectivas de crescimento deste mercado. Na seqüência discute-se a evolução institucional recente, seus motores e tendências, fazendo-se breve ponte com as tendências internacionais apresentadas na Nota Técnica 3.

Tendo em vista o interesse crescente no Brasil com o GNL - gás natural liqüefeito, um item específico é dedicado às condições de sua penetração no país, assim como alguns elementos de sua regulação.

Por fim, o texto apresenta uma reflexão sobre a regulação do gás natural, excluindo o segmento exploração-desenvolvimento-produção.

## **2. O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL**

Constata-se em muitos países, incluindo o Brasil, um aumento expressivo no consumo de GN. Sua participação na matriz energética mundial é crescente, sem que este fato implique risco de aumentos expressivos de preços no curto prazo. No caso brasileiro, a participação do gás na matriz energética ainda é tímida, hoje de cerca de 2,5 % do consumo de energia primária, mas com taxas de crescimento superiores a 8% ao ano. Para muitos setores produtivos, a mudança para o GN tem especial relevância em sua competitividade e, no caso particular do setor elétrico, o gás se constitui em motor da evolução institucional em diversos países.

O mercado brasileiro de GN pode ser descrito como incipiente, função da sua baixa penetração na matriz energética e da pequena extensão dos gasodutos em um país de

dimensões continentais. A análise de sua regulação deve ter este ponto presente como pano de fundo, relativizando as comparações com países onde tal indústria é mais desenvolvida, ressaltando a necessidade de conceder incentivos para atrair agentes para o setor.

Esta necessidade de conceder incentivos que dinamizem a fase inicial da indústria de gás no Brasil, não deve no entanto deixar de relevar dois pontos, a saber:

- se o incentivo dado ao primeiro agente elide a entrada do segundo, cria-se um monopólio e a função objetivo “maximizar a competição” não é atingida;
- não se deve perder a oportunidade de criar, desde o começo, condições adequadas ao desenvolvimento do mercado; a assimetria de informações neste ponto é potencialmente menor, e o trabalho do regulador facilitado

Este *trade off* entre incentivo à entrada dos primeiros agentes e criação de uma estrutura que facilite a regulação de proteção da concorrência é por certo um desafio importante para o regulador. A posição forte de determinados agentes presentes no setor já em sua fase inicial e certas restrições institucionais ajudam a tornar o quadro mais complexo.

### **Estrutura existente e estatísticas**

Ao contrário do que acontece em muitos outros países, onde a maioria do GN é de origem não associada, grande parte das reservas brasileiras é de gás associado e sua oferta, nesse caso, depende ou influencia o nível de produção de óleo cru. Outra característica importante das reservas brasileiras é que praticamente 55% das reservas do país estão em águas profundas (reservas *off-shore*)<sup>1</sup>. Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas provadas mais que quadruplicaram no período 1980-97 atingindo 228 bilhões de m<sup>3</sup> (Tabela 1). A produção doméstica passou de 3 bilhões de m<sup>3</sup> em 1982 para 9,9 bilhões de m<sup>3</sup> em 1987 [BEN, 1998] (Tabela 2).

**Tabela 1 -Evolução das Reservas de Gás Natural no Brasil:**  
(Bilhões de metros cúbicos)

<b>Ano</b>	<b>1978</b>	<b>1980</b>	<b>1982</b>	<b>1985</b>	<b>1987</b>	<b>1989</b>	<b>1991</b>	<b>1994</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>
<b>TOTAL</b>	44,4	52,6	72,4	92,7	105,3	116,0	123,8	146,5	157,7	227,6

Fonte: BEN, 1998.

<sup>1</sup> Deve-se ressaltar, no entanto, que grande parte dos investimentos necessários são realizados para o desenvolvimento da atividade petrolífera, não sendo necessários grandes investimentos específicos para o GN.

**Tabela 2 -Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil:**  
(Bilhões de metros cúbicos).

<b>Ano</b>	<b>1983</b>	<b>1985</b>	<b>1987</b>	<b>1989</b>	<b>1991</b>	<b>1993</b>	<b>1995</b>	<b>1997</b>
<b>TOTAL</b>	4,0	5,5	5,8	6,1	6,6	7,4	8,0	9,9

Fonte: BEN, 1998.

No que diz respeito à infra-estrutura de transporte e distribuição, o Brasil conta com cerca de 4820 km de dutos de distribuição (2100km - COMGÁS; 2170km - CEG) e 4240 km de dutos de transporte, o que não inclui o gasoduto Brasil-Bolívia (cerca de 3000 km, a partir de Rio Grande, na Bolívia, incluindo o ramal até Porto Alegre).

Até recentemente, antes da quebra constitucional do monopólio, a indústria do GN era estruturada verticalmente, com a Petrobras sendo responsável pela exploração, produção, importação e transporte. Do ponto de vista da organização da exploração/produção dos recursos naturais, a Petrobras tem que gerir o aproveitamento econômico do GN, cuja expansão da oferta, provoca um excedente de outros derivados “concorrentes” produzidos pela empresa. Isto reflete a complexidade de coordenação dos aspectos estratégicos referentes às indústrias de petróleo/derivados e de GN.

Do ponto de vista da estrutura industrial, a atividade de distribuição é mais complexa. Até 1988, apenas duas empresas de distribuição - CEG, no Rio de Janeiro e COMGÁS, em São Paulo - estavam operando. Dessa forma, em vários estados, a Petrobras assegurava o fornecimento ao setor industrial e, por conseguinte, mantinha a integração vertical ao longo de toda a cadeia de suprimento de GN. Essa situação era estendida também a grandes consumidores industriais no Rio de Janeiro, o que gerou um conflito institucional entre a CEG e a Petrobras pela disputa do mercado de distribuição de GN.

A constituição de 1988 atribuiu aos estados o direito de concessão no que tange à distribuição do GN e, a partir de então, várias empresas estaduais foram criadas para explorar os serviços de distribuição de gás (ver Figura no Anexo I). Na tentativa de contornar esta barreira institucional que impede a sua entrada no mercado de distribuição de GN, e visto que este mercado encontra-se numa fase de franca expansão, a estratégia da Petrobras tem sido orientada para a participação acionária nas companhias de distribuição, constituindo um modelo de atuação caracterizado pela preservação da integração vertical. A estratégia da Petrobras é viabilizada claramente pela formação de um modelo de composição acionária das companhias distribuidoras de gás, o qual consta da participação

do Estado, da BR distribuidora e de uma empresa privada na maioria dos Estados (geralmente a Gaspart<sup>2</sup>).

Pela ótica dos interesses da Petrobras, este modelo permitiu o alcance de uma notória capacidade de adaptação aos elevados requerimentos de investimentos, tecnologia e financiamentos da indústria de GN, preservando a participação da Petrobras em praticamente todos os empreendimentos. Já pela ótica de interesses das distribuidoras estaduais, este tipo de aliança permitiu o aproveitamento de alguns atributos específicos da Petrobras, como o domínio de competência técnica nas atividades produtivas específicas. São 12 os Estados com concessionárias operando (CE, RN, PB, PE, AL, SE, BA, ES, MG, RJ, SP, RS) e dois com empresas em implantação (SC, PR).

Atualmente, a questão institucional assume uma nova dimensão, em particular devido às sinalizações favoráveis de crescimento da oferta nacional e da celebração dos contratos de importação do GN da Argentina e da Bolívia. Ciente da posição estratégica da atividade econômica do transporte de GN, a Petrobras decidiu participar ativamente na construção do gasoduto Brasil-Bolívia. A estatal brasileira participa na parte brasileira do gasoduto através de sua subsidiária Petrofértil, detendo 51 % da empresa TBG (Transportadora Brasileira gasoduto Brasil-Bolívia S.A.), que por sua vez possui participação no lado boliviano do gasoduto.

A Petrobras igualmente tenta participar nos empreendimentos termelétricos (mais de 2400MWe a serem produzidos em suas refinarias, onde o consumo interno é em geral inferior a 30% da capacidade instalada; participação na termelétrica de Pecém, negociações em andamento para participações em outros empreendimentos) como parte de suas estratégias de integração vertical e estabelecimento de posições dominantes no mercado correlato.

Na situação atual, a importação de GN e seu transporte não se configuram em monopólios legais. Existe requisito de *unbundling* societário para as atividades de transporte mas os limites de participação cruzada ainda não foram estabelecidos, o que equivale, na prática, a um *unbundling* contábil.

## **Usos atuais e futuros**

O mercado de GN no Brasil apresenta crescimento acentuado. Este crescimento ocorre apoiado em diferentes aspectos de ordem econômica, ambiental, de qualidade dos produtos, etc., favorecendo notadamente os setores industriais (química, petroquímica, cerâmica, ...) e elétrico. No que diz respeito ao setor elétrico, a opção crescente pelo gás

---

<sup>2</sup> A Gaspart é uma empresa privada de participações que detém ações de várias distribuidoras de gás do Brasil. A GASPART foi recentemente adquirida pela empresa americana ENRON.

decorre, em particular, da possibilidade de implantação de usinas modulares, pelos relativamente baixos requisitos de capital e prazo de implantação e pela sua maior facilidade de financiamento.

O crescimento da demanda de GN no Brasil, no período 1987-1996, foi de 5,7% ao ano, enquanto que no período de 1994-1997 foi de cerca de 8% ao ano.

Os usos principais são apresentados na tabela abaixo:

**Tabela 3 – Estrutura de utilização do GN no Brasil**

Reinjeção e perdas - 35,1%	mineração - 1,8%
Setor energético -12,4% (inclui energia elétrica)	papel e celulose - 1,7%
Não energético - 7,8%	residencial - 0,8%
Metalurgia - 10,3%	transporte - 0,5%
Química - 9,1%	cimento - 1,4%
Alimentos/bebidas - 3,2%	outros - 18,1%

Fonte: [BEN, 1998]

Tal com vem ocorrendo nos países desenvolvidos, o desenvolvimento da termelétricidade a GN implica que as estimativas de crescimento do mercado de GN tenham na indústria de eletricidade um dos principais responsáveis pelo crescimento da demanda (fala-se em 70% da demanda incremental). Entre projetos "oficiais" (incluídos no planejamento Eletrobrás e/ou com estudos autorizados pela ANEEL) e não-oficiais, existem mais de 50 projetos de centrais termelétricas utilizando GN, somando cerca de 80 milhões de metros cúbicos/dia.

A demanda futura de gás natural é bastante incerta. O MME considera que o gás natural passará de uma participação de 2% na matriz energética em 1990, para 12% em 2010, o que representa necessariamente um crescimento expressivo da importação de gás natural. Exceção feita à importação de gás da Bolívia, equivalente a 30 Mm<sup>3</sup>/dia<sup>3</sup>, e da importação destinada à termelétrica de Uruguaiana (2,5 Mm<sup>3</sup>/dia), o restante da oferta a ser importada também se cerca de incerteza quanto à velocidade de implantação de sua infraestrutura e conclusão das complexas negociações correlatas. Cogita-se a importação de até 100Mm<sup>3</sup>/dia em 2010, a partir da Bolívia, Argentina, Peru e gás natural líquidofeito de Trinidad ou África.

<sup>3</sup> A capacidade do gasoduto é repartida em 3 partes: TCQ - de 0 a 18 Mm<sup>3</sup>/dia sendo a capacidade básica, TCO - de 0 a 6 Mm<sup>3</sup>/dia destinados à geração de energia elétrica e TCX - de 0 a 6 Mm<sup>3</sup>/dia, em princípio destinados (matéria controversa) à parcela de livre acesso.

### 3. O CASO PARTICULAR DO GÁS NATURAL LIQÜEFITO - GNL

Conforme apresentado com mais detalhes na Nota Técnica 3 a cadeia produção - transporte - comercialização de GNL usa unidades de liquefação (criogenia e compressão), de regaseificação, instalações de estocagem criogênicas, instalações portuárias e navios metaneiros especiais (*tankers*). Os navios metaneiros são especialmente projetados para o transporte de GNL e utilizam o próprio gás como combustível.

Uma unidade de liquefação típica, modular, para 5 milhões de toneladas por ano ( $\approx 19$  milhões  $\text{Nm}^3/\text{dia}$ ) de GNL requer um investimento de cerca de US\$ 2,0 bilhões sendo grande a sensibilidade às economias de escala. O transporte em navios metaneiros requer uma frota mínima, exigindo investimentos de até US\$ 1,5 bilhão<sup>4</sup>, sendo função da distância, capacidade de estocagem no porto de destino e porte e regime de operação da unidade de regaseificação<sup>5</sup>. A título de ilustração, o transporte de GNL a partir de Trinidad & Tobago, para o nordeste brasileiro, requereria um metaneiro a mais para entrega em Pernambuco, se comparado com a entrega no Ceará. O investimento adicional no metaneiro pagaria a duplicação (*loop*) do gasoduto respectivo.

A tabela 4 ilustra as distâncias (milhas náuticas) para entrega em São Luiz e Salvador, a partir de Trinidad, Argélia e Nigéria.

**Tabela 4 – Distâncias das Zonas Produtoras de GNL ao Mercado Nacional**

Destino	Trinidad	Nigéria	Argélia
São Luiz	1367	3702	3436
Salvador	2655	3095	3791

Para pequenas distâncias e transporte fluvial, podem ser usadas barcaças com tanques isolados, o que foi estudado para o escoamento do gás de Urucú. As perdas são em geral maiores, mas o custo de capital é muito inferior.

O custo elevado dos metaneiros (entre MUS\$ 200 e 300 de investimento, MUS\$ 5-8 anuais de O&M) e a necessidade de alocar 4 ou 6 metaneiros para cada unidade consumidora aumenta as dificuldades de operação de tais frotas sem contratos de longo prazo, ao menos nos dez primeiros anos de sua vida econômica.

<sup>4</sup> Um navio metaneiro de 125.000 m<sup>3</sup> custa cerca de US\$ 225 milhões.

<sup>5</sup> Um metaneiro gasta 16 dias para sair do Golfo Pérsico ir até o sul da Europa, descarregar e voltar .

A unidade de regaseificação tem investimento estimado entre MUS\$ 300 a 600, função de seu porte, sendo que usualmente se considera que seu porte mínimo consiste em plantas de 8 milhões de Nm<sup>3</sup>/dia de capacidade instalada. Ressalta-se a quantidade de energia contida no GNL sob a forma de frio. Faz-se importante portanto promover o uso desta energia<sup>6</sup> como forma de melhorar a economicidade da *filiière*, mas introduz-se enorme complexidade em função da agregação de grande número de atores. Introduz-se ainda rigidez na operação da planta pois a mesma passa a otimizar funções-objetivo de processos outros que a importação propriamente dita.

### **Contratos de longo prazo vs. possibilidades de criação de um mercado *spot***

Tendo em vista os fatores a seguir listados, o financiamento de projetos de GNL tem sido historicamente lastreado em contratos de longo prazo:

- os limites de estocagem do produto (altos custo de capital e em energia)
- o vulto dos investimentos requeridos;
- a concentração/localização da maior parte das reservas em países que apresentam riscos políticos relevantes;
- a especialização e o nível de investimento alocado aos navios metaneiros.

A situação deste mercado apresentou no entanto mudanças no passado recente. O preço do GNL sofreu significativas flutuações nos últimos três anos e a situação é mantida instável pela entrada em operação de novas usinas de liquefação e novos navios metaneiros. A idade de algumas instalações (superior a 20 anos - investimentos amortizados) confere às mesmas alguma margem de flexibilidade em um mercado instável. Ao lado dos baixos preços do petróleo no mercado mundial, os excedentes do oferta de GNL a curto prazo explicam os preços correntes relativamente baixos, mas os preços a médio prazo tendem a um equilíbrio sinalizado pelos custos marginais de desenvolvimento de novas instalações (Krause e Pinto Jr., 1998).

### **Interesse para o Brasil**

O interesse do GNL para o Brasil se dá principalmente pela oportunidade de importação de Trinidad & Tobago ou da África (Nigéria ou Argélia), com a conseqüente instalação de unidades de regaseificação no litoral brasileiro. O interesse maior no curto/médio prazos concerne o nordeste brasileiro, para onde existem estudos adiantados para implantação de terminais de regaseificação, no Ceará, em Pernambuco e na Bahia.

---

<sup>6</sup> Centrais frigoríficas, expansão direta em gasodutos, resfriamento de ar para turbinas de combustão etc.



No que diz respeito aos estados nordestinos, é importante dizer que as reservas domésticas confirmadas de GN parecem cobrir as quantidades contratadas e alguma demanda incremental para os primeiros cinco anos do próximo século. O GNL será, no entanto, importante para cobrir a demanda de médio a longo prazo. É provável que os governos dos diferentes estados nordestinos tentem maximizar o uso do gás doméstico (de menor custo) em seus Estados, aumentando sua competitividade para atrair novas indústrias. A negociação entre os estados pode ser difícil e a habilidade de cada estado em atrair novas indústrias pode ser influenciada por sua habilidade em oferecer infraestrutura que inclua energia a baixo custo (energia elétrica e GN).

Os preços atuais do gás doméstico estão perto de \$ 2,5/MMBtu na região nordeste (preço da Petrobras para as distribuidoras), enquanto que para o GNL se espera chegar a mais de \$ 3,5/MMBtu<sup>7</sup>.

O maior problema enfrentado para o desenvolvimento destas alternativas está no porte mínimo usualmente adotado para os terminais de GNL, equivalente a 8 – 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em locais onde o mercado existente é considerável e o mercado incremental se aproxima deste valor o problema não se apresenta, mas a situação brasileira, do Nordeste em particular está longe de tal patamar. A estratégia corrente da Petrobras parece ser a de sobreviver (vender mais do que as reservas permitem no médio prazo) contratos de gás, até o ponto onde se viabilizaria a implantação de um terminal de regaseificação.

De toda a forma, é usual que estes terminais operem com baixo fator de capacidade nos primeiros anos de sua implantação em função do descompasso oferta – demanda e da indivisibilidade dos equipamentos, dados os portes – padrão associados aos ganhos de escala. De toda a forma, ressalta-se que, do ponto de vista financeiro, a operação com baixo fator de capacidade equivale a um *mandatory open access*.

Do lado da liquefação, o interesse potencial já identificado concerne as reservas de Urucú e Juruá. A Petrobras estudou durante muito tempo a utilização de sistemas criogênicos para transporte de gás daquela região. Recentemente a Petrobras parece haver redefinido o projeto Urucú, priorizando o escoamento de gás via dutos. De qualquer forma vale fazer uma análise do caso, não somente pela incerteza da solução final ou ainda pelo interesse acadêmico, mas por levantar questões relevantes sobre a regulação:

Entre as idéias mais estudadas pela Petrobras, existia aquela que considerava o transporte de gás em dutos até Tefé, onde se instalaria terminal de liquefação. Barcaças com tanques criogênicos levariam o GNL até diversos mercados da região Norte. A

---

<sup>7</sup> Estes preços referem-se aos preços de venda à companhia distribuidora de gás.

Petrobras propunha um operador independente para a unidade de liquefação e uma autorização em separado ou ainda um mercado concorrencial por este transporte;

Uma outra vertente, fora da Petrobras, pregava que a unidade de liquefação e as barcaças fariam parte de uma mesma empresa (debate que se assemelha um pouco à definição do *city gate*). A prevalecer a segunda vertente, teríamos criado um monopolista na oferta de gás natural para boa parte da região norte!

Esses aspectos colocam em tela uma gama de questões para o órgão regulador. Como destacado em outro estudo (Krause e Pinto Junior, 1998), são diversos os aspectos a regular/regulamentar no que concerne as instalações de GNL, como por exemplo: segurança das instalações; operação dos gasodutos, segurança de abastecimento; criação de monopólio, *open access* e propriedades cruzadas. No caso brasileiro, o processo de expansão e de decisão de novos investimentos acrescenta um maior grau de complexidade nessas tarefas. Porém, é importante sinalizar os riscos decorrentes da propriedade simultânea de terminais de liquefação associados com distribuição/comercialização. Tendo em vista a dinâmica recente do mercado de GNL, é importante discutir a questão do acesso (*open access*) para terceiros e da contestabilidade do mercado.

#### **4. GÁS NATURAL - BREVE REFLEXÃO SOBRE O PAPEL DO REGULADOR**

Neste item são discutidos pontos adicionais aos apresentados na Nota Técnica 3, embora alguns pontos mais sensíveis tenham sido objeto de apresentação nas duas Notas. São comentados especialmente pontos relativos à:

- distribuição e preços ao consumidor final
- transporte, preços de transporte e *open access*
- importação
- introdução e defesa da concorrência

Antes de iniciar reflexões sobre pontos específicos, é importante lembrar que a regulação econômica de um setor não é jamais responsabilidade única de um agente, pois envolve aspectos de natureza diversa, sob controle de entidades diferentes de um governo. No âmbito estrito do regulador, cabe, em seus primeiros passos, criar uma doutrina regulatória, vale dizer um perfil coerente, apoiado em forte base teórica e conhecimento do setor e seus agentes, que permita tomar decisões, emitir regulamentação e arbitrar conflitos (Krause e Pinto Jr., 1998).

No caso brasileiro, a competência regulatória específica, referente ao GN, está localizada na ANP, o que constitui uma experiência rara. As reformas da indústria de GN em outros países têm contemplado a criação de uma entidade regulatória específica para o GN ou ainda a fusão gás natural - energia elétrica (Colômbia - CREG, EUA - FERC, Reino Unido - OFGAS/OFFER)<sup>8</sup>. Em contrapartida, cabe lembrar que a participação do GN no balanço energético brasileiro é muito inferior àquela observada nos países industrializados e mesmo em outros países latino-americanos, como, por exemplo, a Argentina.

Ressalta-se, em contrapartida, que o poder concedente e as missões de regulação no segmento de distribuição de gás são de competência dos Estados da federação, os quais começam a criar suas agências reguladoras<sup>9</sup>. A atuação da ANP deverá portanto ser coordenada com a ação das agências estaduais, reconhecendo no entanto os limites de sua atuação. As diferenças entre Estados, hoje constatáveis nos preços de gás vendido às indústrias (de até 50%), a intenção de Estados de usar o preço do gás como atrativo para instalação de novas indústrias ilustra a complexidade do problema no segmento da distribuição.

Este processo não pode ser desvinculado do movimento de descentralização da regulação das indústrias de rede que vem ganhando forma no setor elétrico e que tem sido objeto de vários estudos<sup>10</sup>. Os Estados da federação iniciam, ainda que de forma lenta e bastante heterogênea, um movimento de organização de agências regulatórias estaduais que deverão receber delegação das agências federais (ANP e ANEEL) para o exercício das tarefas de regulação associadas à missão de serviço público dessas indústrias. Porém, o sucesso da implementação de uma regulação estadual depende da articulação de um conjunto de arranjos institucionais e de conhecimento específico que demandam tempo.

No caso do GN essa questão assume particular relevância, ao contrário do que se passa, por exemplo, com a indústria elétrica na qual a ANEEL exerce o papel de poder concedente único. Esse será um tema que, do ponto de vista jurídico, exigirá reflexões sistematizadas nos próximos anos. O segmento de distribuição do GN poderia estar sujeito a uma dupla ação regulatória: por um lado, as tarefas que incumbem à ANP e, por outro, as agências estaduais, sem a garantia, nesse último caso, de uma configuração institucional semelhante de um estado a outro.

---

<sup>8</sup> E no caso brasileiro, dentro da ANP, o GN é regulado por superintendências diferentes, de acordo com o assunto.

<sup>9</sup> Vários Estados criaram ou estão avaliando a criação de agências reguladoras deserviços públicos. À exceção de São Paulo que possui agência especializada em energia (elétrica e gás), os demais Estados estão optando por agências gerais de serviços públicos.

<sup>10</sup> Ver Rodrigues et al, (1998) e Alveal, Pinto Jr. e Silva (1997).

O monopólio legal de comercialização de gás conferido às empresas estaduais distribuidoras implica considerável poder às mesmas e ao Governo Estadual<sup>11</sup> para o estabelecimento de políticas locais de uso de gás. Como exemplo da questão, pode ser lembrado que diversas são as metodologias usadas internacionalmente para regular tarifas de fornecimento/distribuição de gás (por taxa de retorno - mais usual e reconhecidamente ineficaz; por incentivos – “preços tampão” ; fixadas a partir de processos de privatização etc.). Porém , no curto prazo, não parece provável uma uniformização dessas práticas, sendo legítimo argumentar que diferentes metodologias conviverão em diferentes Estados.

A questão da distribuição nos Estados levanta ainda a questão da integração horizontal. Não existe limite de propriedade e um mesmo grupo pode controlar muitas empresas em diferentes Estados. O poder de mercado deste grupo dificultaria muito negociações com fornecedores de gás e transportadores. Além disso, anula-se a possibilidade de concorrência por comparação (*yardstick competition*) e cresce o problema da assimetria de informações. O setor elétrico criou limites de integração horizontal na distribuição, que são próximos dos limites (20% do mercado relevante) que a lei 8884/94 (defesa da concorrência) estabelece como problemáticos.

A diferença entre os poderes também influi na questão do livre acesso. Se a legislação federal estabelece o livre acesso, mas o monopólio de comercialização persiste, o livre acesso só pode ser praticado pelas distribuidoras, ou por agentes comercializadores que viessem a vender para as mesmas. Seria necessário separar distribuição (mais consensualmente uma atividade monopolística) da comercialização, ou talvez criar, a exemplo de outros países (e do setor elétrico), um mercado cativo e um mercado livre. A questão de preços diferenciados por usos também implica subsídios cruzados que dificultam a introdução da concorrência.

Na questão do livre acesso persiste considerável dificuldade na negociação desta legislação com a subsidiária da Petrobras encarregada das atividades de transporte e com a TBG. A reação, previsível, é equivalente à experimentada em outros países. A não solução do problema leva, como no caso Europeu com a Wingas, à duplicação dos gasodutos caso existam agentes (*deep pockets*) interessados nos riscos associados, ou mais provavelmente à manutenção da posição dominante da Petrobras. A experiência internacional mostra que o livre acesso pode ser imposto mesmo (e principalmente) aos gasodutos existentes.

O tema do livre acesso leva ao do preço do transporte. Atividade monopolística, o transporte mereceria atenção especial à questão da regulação de preços. As metodologias

---

<sup>11</sup> O Estado é o poder concedente em matérias relativas à comercialização de gás.

utilizadas internacionalmente são similares àquelas consideradas para a distribuição, com tendência (matéria controversa) para regulação por incentivo tipo preço tampão (*price cap*).

Para o livre acesso existe a opção do comportamento reativo, atuando na arbitragem de conflito entre transportador e agente entrante, mas a experiência mostra que o poder do transportista e a assimetria de informações dificultam muito esta forma de atuação, que por sua vez tem a vantagem de ser menos intervencionista. Outras alternativas consideram que os preços de transporte são regulados e transparentes para facilitar o aparecimento de novos agentes. As metodologias são controversas - o debate no caso britânico já dura 10 anos. No caso brasileiro, considerada a situação de desenvolvimento da malha e a posição relativa fonte-destino, talvez se devesse privilegiar simplificada, baseada apenas no par volume-distância. De toda a forma, sempre haverá negociação (donde risco de conflitos) nas condições técnicas de acesso à rede.

Ainda com respeito ao transporte, devido à sua característica de indústria de rede, diversos mecanismos de coordenação devem ser criados para assegurar a confiabilidade e a interconexão de mercado num contexto inteiramente novo, com a participação de um maior número de operadores e, portanto, com um número mais elevado de transações e contratos. A situação corrente de um operador único deverá ser mudada e um código deve ser criado e talvez algo como um contrato de adesão submetido aos agentes entrantes.

A situação do mercado brasileiro provavelmente mudará mais rapidamente no médio prazo. As importações de GN por gasoduto (nas regiões sul, sudeste e oeste do Brasil) ou de GNL (na região nordeste) pressionarão mais a estrutura existente, mas a necessidade de implementar uma infra-estrutura ainda quase inexistente será um importante limite às reduções de preço no curto prazo.

No que diz respeito à importação, sua regulação pode variar do simples acompanhamento, autorizando-se qualquer agente a proceder com a importação mediante o simples fornecimento de informações básicas, até o planejamento da importação, promoção de processos licitatórios, escolha entre diferentes importadores, determinação dos pontos de entrada no país, exigência de garantias relativas à continuidade de fornecimento, identificação precisa de fontes de gás e mercado para importação etc.

A importância desta importação do ponto de vista macroeconômico não parece ser uma barreira insuperável. O montante estimado de 100 Mm<sup>3</sup>/dia em 2010, mantidos os preços de hoje, representam algo no entorno de US\$2 bilhões/ano, contrabalançados pelas externalidades positivas associadas ao gás natural.

Outro ponto a considerar toca a associação da importação com a operação da malha de transporte. O monitoramento dos parâmetros de qualidade do gás em conformidade com as normas brasileiras também pode ser objeto de atuação do regulador.

No que concerne os preços de importação, um estilo de atuação mais intervencionista, daria lugar ao monitoramento/aprovação de preços do gás importado. Entretanto, tendo em vista a concorrência com outros energéticos e os custos de transporte do gás, é possível que os preços do gás importado via dutos sejam auto regulados. Essa prática poderia ser revertida caso as exigências ambientais, que confirmam mais competitividade ao gás, resultem em renda extra aos agentes comercializadores de gás em detrimento dos consumidores.

Cabe ainda destacar que o importador cria potencialmente uma situação de monopólio local. A existência do *open access* efetivo mitiga muito os riscos deste ponto, mas a situação ideal seria a criação de limites de propriedade cruzada.

A gama diversificada de problemas a serem enfrentados sugere que a efetiva operação da ANP e das agências estaduais de regulação do serviço público depende de “passarelas” institucionais que vão viabilizar a delegação das tarefas regulatórias, as quais ainda carecem de uma construção mais sólida. Parece claro, contudo, que a expansão esperada da indústria de gás no Brasil exigirá um quadro regulatório complexo centrado na compatibilização dos objetivos de introdução de concorrência e de ampliação dos investimentos, o que exige um conjunto de regras claras para o processo de tomada de decisão dos agentes econômicos.

## BIBLIOGRAFIA

ALVEAL, C. & PINTO JUNIOR, H., "A Cooperação Inter-firmas na Indústria Petrolífera Mundial". *Texto para Discussão* n.º 382. Rio de Janeiro, IE/UFRJ, 1996.

ALVEAL, C. & PINTO JUNIOR, H., SILVA, D., "Organização Institucional e Regulação Estável: conseqüências para as políticas de eficiência energética", Relatório de Pesquisa Grupo de Energia/IE/UFRJ, Projeto PNUD/União Européia/Eletróbrás, setembro, 1997.

ALVEAL, C. & PINTO JUNIOR, H., Modos de Organização e Regulação da Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos: formas de transição e introdução de pressões competitivas, Projeto IPEA/SEST, Regulação das Indústrias de Infra-Estrutura, Dezembro de 1997.

ARAUJO, J.L., "Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas", / *Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura-NEI/Pronex*, Rio de Janeiro, julho, 1997.

ARAUJO, J. L. & DE OLIVEIRA, A., "Indústria do Petróleo: um substitutivo perigoso". *O Globo*, 07/02/1997.

BAUMOL, W., PANZAR, J.C., WILLIG, R.D., *Contestable Markets and the theory of industry structure*, New York: Harcourt Brace, 1982.

BAUMOL, W & WILLIG, R.D. - *Contestability - developments since the book*, Princeton, 1986

BOUSSENA, S., L'adaptation des Compagnies Nationales au Nouveau Contexte Pétrolier". *Economies et Sociétés*. Série Économie de l'Énergie. N.º 6, p. 23-47, 1994.

BRITTO, M. T., *Mercado de Distribuição do Gás Natural: Novos Entrantes e a Estratégia da Petrobras*, Monografia de Bacharelado em Ciências Econômicas, IE/UFRJ, agosto 1997.

CHANDLER, A., *Scale and Scope: The Dynamics of Industrial Capitalism*. Cambridge, Mass. Belknap Press of Harvard, University Press, 1990.

CHEVALIER, J.M., "Les réseaux de gaz et d'électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle", *Revue d'Economie Industrielle*, julho, 1995.

CURIEN, N., & GENSOLLEN, M., *L'Economie des télécommunications: ouverture et réglementation*, ENSPTT, Economica, Paris, 1992.

KRAUSE, G.G. e PINTO JR.; H – Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural, Experiência Internacional ANP, Nota Técnica n.º 3 – 1998.

MARTIN, J. M., "Gaz Naturel et intégration économique régionale: les enseignements de l'expérience européenne", *II Seminário Latino-Americano de Energia*, Rio de Janeiro, outubro, 1996.

McARTHUR, J.B., "Anti-trust in the new [de]regulated natural gas industry" , *Energy Law Journal*, vol.18. n.1, pp.1-111, 1997.

ORDOÑEZ, R. , FADUL, S.. "Estrangeiros compram CEG e RIOGÁS", *O Globo*. Rio de Janeiro, p.21, 15/07/1997.

PINTO JUNIOR, H. "Organização das indústrias de infra-estrutura e estratégias empresariais: novas questões", *1 Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura-NEI/Pronex*, Rio de Janeiro, julho, 1997.

PINTO JÚNIOR, H., "L'adaptation des structures financières des compagnies nationales des pays producteurs".*Economies et Sociétés*. Série Economie de l'Énergie. N<sup>o</sup> 6, p.179-203, 1994.

PINTO JÚNIOR, H., "As missões de regulação: lições internacionais e seus desdobramentos para a organização da Agência Nacional do Petróleo", in *Notas Técnicas da ANP*, NT01/98, maio, 1998.

RODRIGUES, A.P., KRAUSE, G.G., SCHECHTMAN, R., WALTEMBERG, D. DESEB - programa de descentralização do setor elétrico brasileiro, ANEEL/SETC-Ba, 1998.



Anexo I – Modo de Organização da Indústria do Gás Natural no Brasil

