

O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira



Diretor Embaixador André Mattoso Maia Amado



Diretora de Administração Geral Conselheira Maria Lucy Gurgel Valente de Seixas Corrêa



Diretor Conselheiro Carlos Henrique Cardim

COLEÇÃO CURSO DE ALTOS ESTUDOS
DO INSTITUTO RIO BRANCO

Francisco Mauro Brasil de Holanda

O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira

Instituto Rio Branco
Fundação Alexandre de Gusmão
Centro de Estudos Estratégicos

Conselheiro Francisco Mauro Brasil de Holanda - XXXVIII Curso de Altos Estudos (1999). Banca examinadora: embaixador Alvaro da Costa Franco (presidente), embaixador Alberto da Costa e Silva, embaixador Luiz Augusto de Castro Neves e o professor José Augusto Guilhon Albuquerque (relator acadêmico)

Francisco Mauro Brasil de Holanda nasceu em Fortaleza, Ceará.

Concluiu o curso preparatório à carreira de diplomata do Instituto Rio Branco em 1981.

Master of Arts em Relações Internacionais pela *London School of Economics* e bacharel em Economia pela Universidade de Brasília.

Representou o Itamaraty nas negociações do Projeto do Gasoduto Brasil-Bolívia e integrou a equipe negociadora do Mercosul nos Acordos de Livre Comércio com o Chile e a Bolívia. Serviu nas embaixadas em Londres, Ottawa, Roma e Assunção, onde chefiava atualmente, o Setor de Integração Econômica e Infra-Estrutura.

Copyright© 2001 FUNAG

Direitos de publicação reservados à
Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG)
Ministério das Relações Exteriores, Bloco H, Anexo II, Térreo
70170-900 Brasília, DF
Telefones: (0xx61) 411-6033/6034/6847
Fax: (0xx61) 322-2931/2188
Site: <http://www.funag.gov.br>
E-mail: publicacoes@funag.gov.br

Impresso no Brasil 2001
Depósito Legal na Fundação Biblioteca Nacional
conforme Decreto nº 1.825, de 20.12.1907

H722g

Holanda, Francisco Mauro Brasil de.

O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira / Francisco Mauro Brasil de Holanda. - Brasília : FUNAG, 2001.

177 p.: il. ; cm

ISBN 85-87480-17-0

1. Política energética - Brasil. 2. Gás natural - América do Sul. 3. Recursos Energéticos - América do Sul. 4. Energia - Consumo - Brasil. I. Fundação Alexandre de Gusmão.

CDD-333.8233

*À memória do meu pai Clóvis Coelho de Holanda,
com muitas saudades*

Sumário

Lista de Mapas	9
Apresentação	11
Introdução	13
Capítulo 1 - Os sistemas energéticos contemporâneos	17
Capítulo 2 - O Cone Sul no perímetro gasífero sul-americano: aspectos físicos e econômicos	47
Capítulo 3 - Fatores políticos e econômicos que viabilizam o processo de integração com a Bolívia e a Argentina	85
Capítulo 4 - A integração gasífera com a Bolívia e a Argentina à luz da política brasileira de integração regional	115
Considerações finais	147
Siglas	149
Bibliografia	151
Anexo 1 - Lista de entrevistas realizadas	161

Lista de Mapas

Reservas de gás natural no Brasil	163
Produção de gás natural no Brasil	165
Consumo de gás natural no Brasil	167
Dutos	169
Mapa da Bacia de Solimões	171
Gasoduto Uruguaiana	173
Principais gasodutos terrestres	175

Apresentação

O trabalho investiga o processo nascente de utilização de suprimentos de gás natural procedentes da Bolívia e da Argentina na formação da matriz energética brasileira, à luz da política brasileira de integração regional. Com esse objetivo, analisa as variáveis políticas e econômicas, nos planos doméstico e externo, que condicionam, viabilizam e norteiam o processo de incorporação do gás boliviano e argentino na matriz energética brasileira e identifica suas potenciais implicações para a política brasileira de integração regional.

A premissa é a de que existem no momento condições econômicas e políticas, nos planos interno e externo, para a incorporação de significativos volumes de gás natural procedente da Bolívia e da Argentina na matriz energética brasileira, de forma condizente com objetivos de política interna (meta governamental de elevar a participação relativa do insumo na matriz energética, do nível atual de 2% para 12% em 2012; aumento da eficiência do setor produtivo nacional; melhoria da infra-estrutura energética de regiões carentes, em áreas da Amazônia Ocidental e do Centro Oeste brasileiros; e preservação do meio ambiente) e de política de integração regional (aumento dos fluxos de comércio e investimento no Cone Sul, com o conseqüente fortalecimento do Mercosul).

Afora as seções introdutórias (Apresentação e Introdução) e as Considerações Finais, o trabalho se desenvolve em quatro capítulos, dedicados: i) à descrição dos traços dominantes dos sistemas energéticos contemporâneos, com ênfase no peso relativo do gás natural; ii) à análise do quadro físico e econômico do “perímetro gasífero sul-americano”, do qual provirá parcela preponderante das importações brasileiras do insumo e que, segundo o critério estabelecido, se estende das reservas gasíferas argentinas na Patagônia às de Trinidad e Tobago; iii) à investigação da gênese e evolução do processo conduzido em nível governamental que resultou na decisão de introduzir em larga escala o gás natural na matriz energética brasileira; e iv) à identificação das relações entre a integração gasífera com o Cone Sul e o processo mais amplo de integração econômica do Mercosul.

A estrutura segue um enfoque dedutivo, partindo da análise dos aspectos mais gerais para aqueles mais específicos, que constituem o núcleo central do trabalho. Por esse motivo, as considerações específicas sobre integração gasífera são muitas vezes precedidas, a título de contextualização, de considerações mais genéricas sobre as experiências de integração energética no Cone Sul.

As questões de política energética são utilizadas como ferramentas para avaliar a consistência da decisão de elevar substancialmente a participação do gás natural na matriz energética nacional e as consequências e relações daí produzidas em relação ao processo de integração do Mercosul. Foge, no entanto, ao escopo deste trabalho uma análise técnica aprofundada das questões econômicas e técnicas aí envolvidas, como, por exemplo, o estabelecimento de cenários para mensurar o déficit energético brasileiro dos próximos anos.

Introdução

Energy policy, in today's terms, is therefore generally a vehicle which can carry a variety of other policies, but it is a useful vehicle: it matters that it has a competent driver, who knows how to get to the destination the passenger wants, that the cost is shown clearly on the meter, and that the brakes and steering work. In this sense, a good energy policy is like a London taxi. The world's capitals contain many worse alternatives. (*John Mitchell et alli*)

Durante muito tempo, o objetivo da introdução em larga escala do gás natural na matriz energética brasileira foi incluído no rol dos empreendimentos fadados a não darem certo. A imagem que logo vinha à mente era a do gasoduto com a Bolívia, eterna sinfonia inacabada.

Enquanto isso, já no final dos anos 50, o Canadá abastecia com gás natural praticamente todos os estados continentais norte-americanos, numa relação que, além de contribuir para a garantia do abastecimento energético do vizinho do sul, favorecia a preservação do meio ambiente - à época um tema de interesse secundário - e reforçava o poder de compra canadense junto aos fornecedores norte-americanos. Pouco depois, também a Europa Ocidental começaria a usar o gás natural em larga escala. Nos anos 70, a Argentina já estava ligada por gasoduto com a Bolívia e caminhava celeremente para a criação do seu mercado gasífero nacional.

As profundas modificações ocorridas no cenário energético internacional a partir dos anos 80 abriram novas e maiores perspectivas à disseminação do uso do insumo. Esse fenômeno está associado a um conjunto de causas, dentre as quais o retrocesso da opção nuclear pós-Chernobyl; o quadro geopolítico que emergiu naquela época, no qual a preocupação com relação à garantia do abastecimento - predominante durante as duas crises do petróleo - dividiu cada vez mais espaço com a promoção da eficiência econômica na utilização dos insumos energéticos; a afirmação da temática ambiental como variável autônoma e de crescente importância nas decisões de política energética; e os avanços tecnológicos que hoje fazem do gás natural o insumo mais eficiente na geração de energia elétrica.

Em consequência, entre 1970 e 1996, as reservas mundiais provadas de gás natural evoluíram de cerca de 35 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo, para cerca de 130 bilhões. As de petróleo, por sua vez, cresceram no período de cerca de 70 bilhões de toneladas (o dobro das reservas gasíferas em 1970) para cerca de 140 bilhões de toneladas (menos de 10% acima do nível das reservas gasíferas mundiais). Segundo o *International energy outlook*, do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, o gás natural se tornou hoje “*the fuel of choice*”, o elo em potencial de transição da era fóssil para a pós-fóssil.

Muito embora esses fenômenos em curso no plano internacional não pudessem deixar de repercutir no Brasil, eles por si só não foram suficientes para colocar em movimento o processo, hoje em curso, de introdução em larga escala do gás natural na matriz energética brasileira. Outros fatores intervieram, como o crescimento das reservas gasíferas nacionais, seja do gás associado ao petróleo da bacia de Campos, seja do gás predominantemente não-associado da bacia de Urucu, no estado do Amazonas; a disponibilidade de reservas na Bolívia e na Argentina, situadas a uma distância econômica relativamente pequena dos principais centros econômicos do país; a quebra do monopólio estatal na área energética, o que levou a Petrobras a procurar sair na frente dos potenciais concorrentes na ampliação e consolidação do mercado gasífero brasileiro; a estabilidade macroeconômica doméstica e, em especial, o fortalecimento do real, durante a negociação e execução do projeto do gasoduto com a Bolívia; a afirmação do processo de integração regional; e uma ação diplomática pautada por uma visão de continuidade. Essa ação diplomática, a propósito, ao funcionar como indispensável elemento de “*fine-tuning*” nas negociações gasíferas com a Bolívia, serviu também como fator de harmonização das posições dos diversos órgãos oficiais que participaram do processo decisório do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia.

Em que pese aos avanços já alcançados, a integração gasífera com a Bolívia e a Argentina é ainda um processo em formação e que, do ponto de vista de política governamental, terá ainda muitos desafios por superar. Através da ótica da política brasileira de integração regional, o primeiro deles talvez seja o de estabelecer parâmetros para determinar o peso relativo

do intercâmbio gasífero com esses dois países, *vis-à-vis* a outras possibilidades de abastecimento. A existência de importantes reservas no Peru, Venezuela e Trinidad e Tobago sugere a necessidade de analisar a integração gasífera no Cone Sul através de uma ótica ampliada, que permita distinguir as complementaridades e antagonismos entre essas diversas opções. Em segundo lugar, o avanço da integração gasífera no Cone Sul não pode ser desvinculado do processo mais amplo de integração regional do Mercosul. De modo especial, ressalta a necessidade de, na maior extensão possível, fazer da integração gasífera um instrumento para a criação de renda e investimento para o grupamento, o que requer, dentre outras coisas, uma análise de suas potenciais implicações, do ponto de vista de utilização da capacidade produtiva regional. Em terceiro, o avanço da integração gasífera suscita a avaliação da conveniência, ou não, de aprofundar os entendimentos já iniciados em torno de uma normativa Mercosul específica para o tema.

Um dos principais objetivos deste trabalho é o de fornecer elementos para a formulação de uma estratégia governamental brasileira de integração gasífera no Cone Sul. Nas linhas da citação do taxi inglês, extraída do livro de um grupo de pesquisadores do Royal Institute of International Affairs, essa estratégia oficial deverá, dentre outras tarefas, mapear o percurso a ser feito; identificar a natureza das dificuldades a serem superadas; avaliar a magnitude dos recursos a serem dispendidos; e projetar a dimensão das oportunidades e benefícios que podem daí ser obtidos.

Capítulo 1

Os sistemas energéticos contemporâneos

Apresentação

Este capítulo investiga as características dominantes dos principais sistemas energéticos contemporâneos¹, através de duas óticas distintas e não-excludentes: a dos “perfis energéticos” e a da “nova geopolítica”.

A ótica dos perfis energéticos, como o próprio nome indica, procura identificar os aspectos centrais dos sistemas energéticos contemporâneos e do próximo século. Por outro lado, a ótica da nova geopolítica se preocupa prioritariamente em avaliar como a oferta de insumos energéticos é influenciada por variáveis políticas e econômicas, nos planos interno e internacional.

A questão ambiental, por exemplo, embora presente em ambas as óticas, é tratada com matizes distintos. Na ótica do “perfil energético”, a ênfase recai sobre as opções disponíveis para lidar com os problemas ambientais (por exemplo, por meio do estabelecimento de critérios mais rigorosos de eficiência energética para produtos do setor elétrico, ou ainda promovendo o uso de insumos mais “limpos”, como o gás natural ou a eletricidade, em substituição ao petróleo ou ao carvão). A ótica geopolítica, por sua vez, vê na questão ambiental um elemento de pressão do lado da demanda energética, capaz de alterar as relações entre importadores e exportadores no mercado energético internacional.

A premissa que orienta este capítulo, e que justificou sua inclusão no trabalho, é a de que o processo de integração gasífera conduzido pelo Brasil no Cone Sul, embora possua identidade e dinâmica próprias, é parte de uma teia maior de relações políticas, econômicas e tecnológicas no plano

¹A expressão “sistemas energéticos” se aplica a três níveis: nacional (o sistema energético “brasileiro”, “argentino”, “boliviano”, “britânico” ou “norte-americano”, por exemplo); regional (abrangendo o resultado material dos esforços de integração energética no Mercosul, na União Européia ou no âmbito do Nafta, por exemplo); e inter-regional (como a rede de dutos que liga as reservas gasíferas da antiga União Soviética à Europa Ocidental).

internacional. Dentro desse espírito, a ótica dos perfis energéticos pode servir de roteiro na definição de objetivos de políticas energéticas nacionais, regionais e até extra-regionais. A ótica da nova geopolítica, por sua vez, se revela útil para determinar como fenômenos conduzidos em nível regional - como, por exemplo, a integração gasífera no Cone Sul - se inserem no quadro global, e que tipo de relação (se de complementaridade, antagonismo ou sinergia) prevalece entre iniciativas conduzidas em contextos geográficos, econômicos e políticos distintos.

Mais do que um exercício teórico, a percepção de que a questão energética é a resultante da interação de um conjunto de variáveis encontra aplicação prática na elaboração de políticas nacionais e regionais de desenvolvimento. No Brasil, um de seus formuladores é Eliezer Batista, que, com grande conhecimento de causa, analisou a questão da infra-estrutura - incluindo, além da variável energética, os sistemas de transporte e as redes de telecomunicações - no contexto da integração regional na América do Sul. No seu *Infra-estrutura para o desenvolvimento sustentado e integração da América do Sul*, publicado em 1997, Eliezer Batista chama a atenção para o fato de que

... A América do Sul tem ao mesmo tempo uma enorme necessidade de melhorar sua infra-estrutura e uma notável oportunidade de fazê-lo de forma correta. Através da análise holística e sistemática das necessidades e oportunidades, os países da América do Sul podem desenvolver uma infra-estrutura moderna e eficiente, a um custo relativamente baixo. A América do Sul ainda é, de modo geral, uma fronteira a ser desbravada. Ao contrário da América do Norte ou da Ásia, onde povoamentos e indústrias vieram primeiro e a infra-estrutura veio depois para conectá-los e servi-los, a América do Sul tem ainda a oportunidade de desenvolver uma infra-estrutura de sistemas logísticos que atrairão e organizarão o desenvolvimento da colonização e da indústria. Estes sistemas podem ser localizados estrategicamente de forma a maximizar a produção econômica, minimizar os impactos sociais e fazê-los de forma socialmente responsável. (p. 31-2)

Além da introdução e conclusão, o capítulo se estrutura em três seções, dedicadas à natureza da transição que marcou a evolução recente dos sistemas energéticos, a partir dos anos 80; à ótica dos “perfis energéticos”; e à ótica da “nova geopolítica da energia”. Adicionalmente, duas seções são dedicadas à análise do petróleo e do gás natural, à luz da

ótica da “nova geopolítica da energia”. A iniciativa de introduzir essas duas unidades se deve à estreita ligação entre os setores de petróleo e gás, o que influencia decisões de investimento ao longo de toda a cadeia econômica dos referidos insumos (exploração, pesquisa, transporte e distribuição).

O ponto de partida da análise é a década de 1980, quando começou a se delinear o atual paradigma energético internacional, intitulado, segundo a terminologia utilizada por Eliezer Batista, de “paradigma da eco-eficiência”.²

A transição dos anos 80

A evolução dos sistemas energéticos nas últimas décadas do século XX se deu numa conjuntura internacional dominada pela liberalização e globalização na esfera econômica, e pelo reforço das estruturas democráticas no campo político. Esses parecem ter sido os dois fenômenos principais que moldaram um conjunto de fatores que exerceriam peso decisivo na configuração dos sistemas energéticos contemporâneos, dentre os quais ressaltam a mudança do papel do Estado, que passou de empreendedor — no sentido de responsável por parcela preponderante dos investimentos na área energética — a agente regulador; o imperativo da eficiência econômica, como vetor de competitividade num mercado internacional sujeito a enorme concorrência; a importância assumida pelo consumidor; e a necessidade de preservação do meio ambiente.

Dois episódios isolados — coincidentemente em 1986 — catalisaram as modificações mais profundas que se produziriam a seguir no campo energético: o desastre nuclear de Chernobyl e a reversão da tendência altista dos preços do petróleo.

Após um período de grande difusão no uso da energia atômica nos anos 60 e 70, quando chegou a despontar como uma das principais opções ao petróleo, o acidente de Chernobyl aumentou os receios com relação à segurança de funcionamento das usinas e ao depósito de lixo atômico.

² Tal como utilizada no trabalho, a expressão “paradigma energético” é definido como o conjunto das características de natureza política, econômica, tecnológica e social predominantes na configuração dos principais sistemas energéticos contemporâneos.

Refletindo esse estado de espírito, o governo social-democrata que assumiu o poder na Alemanha em outubro de 1998 anunciou o propósito de desativar sua indústria nuclear até 2002, conforme registro do *International energy outlook* (IEO) de abril de 1999, editado pelo Departamento de Energia norte-americano; a Áustria decretou uma moratória nuclear; e outros países, como os EUA, Suíça e Suécia uma quase-moratória. Hoje, segundo Marcovitch, “a energia nuclear vive entre a resignação e a esperança” (p. 3), embora ainda se mostre importante em países com forte preocupação com a segurança de abastecimento, como França e Japão. Sua eventual reabilitação requererá um novo salto tecnológico, que viabilize economicamente uma solução para o duplo desafio da segurança de funcionamento e, sobretudo, do depósito do lixo atômico.

Do ponto de vista de formulação de política energética, o desastre de Chernobyl adicionou um forte argumento favorável à utilização de fontes de manuseio mais seguro e menor impacto sobre o meio ambiente. Dessa forma, contribuiu para aumentar o interesse que a temática ambiental já vinha suscitando em importantes centros de excelência acadêmico - como o Massachusetts Institute of Technology (MIT) e o International Institute of Applied Systems Analysis (Iiasa) - do que resultou o progressivo desenvolvimento de uma sólida base científica sobre a matéria. Daí em diante, a variável ambiental assumiu peso próprio nas decisões sobre política energética, tanto em nível doméstico, quanto internacional, como evidenciado pela presença de mais de cem chefes de Estado ou de governo na Cúpula do Meio Ambiente do Rio de Janeiro, em 1992, ou ainda pelo peso que passou a exercer nas decisões de concessão de empréstimos por instituições multilaterais, como o Banco Mundial.

No mesmo ano do desastre de Chernobyl, o preço do petróleo atingiu nível histórico mínimo, fornecendo um sinal consistente de reversão do comportamento altista que prevaleceu entre os anos 70 e o início dos 80. Embora tenha havido novos sinais de instabilidade em 1990 (no curso da invasão do Kuwait pelo Iraque) e mais recentemente (em março de 1999, a Arábia Saudita, México e Venezuela lideraram uma ação coordenada de cortes de produção dentro da Opep, o que exerceu pressão altista sobre os preços), o espectro de uma crise duradoura de abastecimento, ou de pressões prolongadas sobre as cotações do insumo, se afigura cada vez mais remoto. Isso se deve, dentre outros fatores, aos avanços no campo tecnológico e ao desenvolvimento de fontes alternativas. Sem prejuízo disso, não se excluem os riscos de rupturas

intermitentes nos fornecimentos de petróleo, em decorrência, sobretudo, da instabilidade política do Oriente Médio, principal área produtora.

Dentre os avanços no campo tecnológico, ressalta a expansão da fronteira produtiva estimulada pelos avanços na área de prospecção, tanto de novas províncias de hidrocarbonetos (como na exploração de águas profundas, na qual o Brasil ocupa posição de vanguarda tecnológica), quanto de províncias já maduras, e que pareciam fadadas à exaustão. Segundo Mitchell *et alli* (p. 13),

... in the USA, finding costs appear to have fallen from US\$ 16 per barrel in 1983 to around US\$ 4.50 per barrel in 1994. US companies' finding costs outside the USA fell from \$ 9-10 to around \$ 5 per barrel over the same period ... The US Department of Energy in 1994 estimated the economic recoverable reserves of the USA in 2010 to be higher than was estimated in 1990 by 41% (gas) and 37% (oil) as a result of technological innovation. US companies at the beginning of the 1990's reduced their upstream capital expenditure on oil and gas in the USA in favour of activity in other countries where opportunities were being opened up ...

O impacto dos avanços tecnológicos na expansão e recuperação de reservas de petróleo e gás natural é, no entanto, afetado pelo nível das cotações do mercado internacional. Numa conjuntura de preços baixos — como a que prevaleceu durante a maior parte da década de 1990³ — os produtores tendem a ser menos propensos a investir na recuperação e expansão das reservas, priorizando o lucro imediato, em detrimento da sustentabilidade da produção, no médio-longo prazo. Inversamente, numa conjuntura de alta dos preços, aquelas reservas com custos mais onerosos de produção podem se tornar competitivas, inibindo, no médio-longo prazo, elevações prolongadas no preço do insumo. Os avanços tecnológicos contribuem também para viabilizar economicamente a exploração de reservas de vida útil mais reduzida. Segundo técnico da British Gas, do ponto de vista empresarial, a relação reservas-produção, que indica por quantos anos uma reserva tem condições de manter um certo nível de produção, não é, atualmente, o principal parâmetro nas decisões de investimento do setor

³ Segundo o *press release* divulgado pela BP-Amoco em 16 de junho de 1999, a demanda mundial por recursos energéticos declinou 0,1% em 1998, o que representou a primeira queda desde 1982.

⁴ Depoimento prestado ao autor pelo senhor Richard Souchard, assessor do senhor Stephan Brandon, que é o principal executivo da British Gas para os temas gasíferos do Cone Sul.

privado, mas sim a margem de lucro propiciada por essa exploração. De acordo com a mesma fonte, nos últimos anos, empresas européias e americanas da área de energia exploraram comercialmente reservas com vida útil de apenas 15 anos, em razão dos recursos tecnológicos disponíveis e do rápido retorno do capital aplicado.⁴

A conjuntura de preço influi também na escolha do local de investimento. Segundo o IEO de abril de 1999,

... Production costs in Persian Gulf OPEC nations are less than US\$ 1.75 per barrel. The capital investment required to increase production capacity by 1 barrel per day in the Persian Gulf OPEC nations is less than US\$ 5,500 ... For OPEC producers outside the Persian Gulf, the cost to expand production capacity by 1 barrel per day is considerably greater, exceeding US\$ 10,000 in some member nations. However, even this group of producers can still expect margins in excess of 35% on investments to expand production over the long term in even the low price case. Venezuela has the greatest potential for capacity expansion and has aggressive plans to increase production capacity to 4.6 million barrels per day by 2005. It is unclear however whether the newly elected regime will support the outside investment that would be necessary for any substantial expansion of production capacity

No novo quadro energético que emergiu a partir dos anos 90, a ênfase ao auto-abastecimento — dominante nas políticas energéticas dos períodos precedentes — cedeu progressivamente lugar à busca de opções mais econômicas, baseadas em parcerias com outros sistemas energéticos nacionais. Em consequência, as políticas energéticas estão incorporando crescentemente uma dimensão extranacional, por meio da busca de sinergias com parceiros regionais ou extra-regionais. Na União Européia (UE), por exemplo, a normativa aplicável ao comércio de gás natural prevê um cronograma segundo o qual cada um dos países membros deverá, até o ano 2000, permitir o livre trânsito (através dos dutos controlados por terceiros) de pelo menos 20% do produto comercializado, passando a 33% em 2008 (vide Capítulo 4). Medidas na mesma direção adotadas no setor elétrico propiciaram aos geradores de energia melhores condições para escoar sua produção, com benefícios que se estenderam aos consumidores. Hoje, o total da energia elétrica comercializada entre os países membros da UE é da ordem de 10% da produção regional, enquanto na América Latina é de menos 1% (De Paula, p. 187).

No plano inter-regional, é emblemática a celebração, em 1994, do *Energy Charter Treaty* (ECT). Com mais de cinquenta signatários – incluindo a UE, cada um dos seus Estados-partes, a maioria dos integrantes da OCDE, todos os países que integravam a antiga União Soviética e os países da Europa Oriental – o ECT constitui o primeiro tratado multilateral que estabelece uma moldura jurídica específica para os investimentos na área energética, com cláusulas sobre liberdade de trânsito para os insumos (aspecto crucial para viabilizar a chegada do petróleo e gás dos países da antiga União Soviética aos mercados da Europa Central e da União Européia) e tratamento nacional para os investimentos, além de um mecanismo de solução de controvérsias, prevendo a instância arbitral.

A multiplicação de iniciativas extranacionais no campo energético induz necessariamente a um esforço de aproximação de posições por parte dos governos envolvidos, o que se reflete num grau relativamente mais alto de convergência entre os respectivos mecanismos regulatórios. Em palestra pronunciada no India International Centre, em Nova Déli, em 27 de janeiro de 1996, o presidente Fernando Henrique Cardoso referia-se nos seguintes termos ao fenômeno em curso de globalização da atividade produtiva, do qual é também possível estabelecer um nexos com a globalização na área energética:

a globalização também conduz a uma crescente uniformidade do arcabouço institucional e do quadro regulatório em todos os países. Pois, para que possa desenvolver-se a globalização da produção, é preciso que as regras nos diferentes países sejam similares, de modo que não venham a prevalecer, em qualquer país, vantagens artificiais. Exemplo desta tendência é a introdução, na Organização Mundial do Comércio, de padrões internacionais para os direitos de propriedade intelectual e para as regras de investimento. Temas que, no passado, eram considerados como de competência interna de cada país estão agora sujeitos a regimes multilaterais de regras. Naturalmente que há limites a essa crescente uniformização de padrões, em razão das próprias diferenças nacionais. E é complexa a interação entre as tendências globais no sentido da homogeneidade e as identidades nacionais.

A ótica dos perfis energéticos

Para os fins deste trabalho, ressaltam dois pontos principais da ótica dos perfis energéticos: a projeção de possíveis cenários de evolução dos

sistemas energéticos e a identificação das principais características econômicas, tecnológicas e ambientais comuns a esses cenários.

Identificação dos cenários

O estudo do WEC-Iiasa, considerado de referência na literatura sobre energia, identifica três cenários básicos de evolução dos sistemas energéticos (os “cenários” são definidos como “imagens do futuro”, mais do que como “previsões” propriamente ditas).

Cenário A

Baseia-se numa estimativa de crescimento acelerado do produto mundial (média de 2% para os países da OCDE e 4% para os países em desenvolvimento), com expansão pronunciada do comércio internacional e um quadro geopolítico favorável à cooperação internacional na área energética.

Do ponto de vista de utilização de insumos, desdobra-se em três subcenários:

- A-1 - ênfase na utilização de petróleo e gás natural;
- A-2 - ênfase na utilização de carvão, que se beneficiaria do desenvolvimento de novas tecnologias, compatíveis com a preservação do meio ambiente;
- A-3 - cenário “pós-fóssil”, prevê uma acentuada utilização de fontes renováveis, dentre as quais uma nova geração de equipamentos nucleares, resultante de um salto tecnológico e de condições políticas que viabilizem uma solução satisfatória para o duplo desafio da segurança de uso e do depósito do lixo atômico. Neste subcenário,

natural gas is the transitional fossil fuel of choice, and no challenges are imposed on the availability of economically competitive oil resources ... By 2100, there is an almost equal reliance on nuclear energy, natural gas, biomass and a fourth category composed of solar energy, but also containing wind and other new renewables. (WEC-Iiasa, p. 8)

Cenário B

Está apoiado na predominância dos combustíveis fósseis e em estimativas mais modestas de crescimento econômico e de avanço tecnológico do que o cenário anterior. Até o ano 2070, o petróleo e o gás natural manteriam uma participação relativa dominante na matriz energética mundial. Os principais fatores limitativos à expansão da oferta energética são o acesso às tecnologias avançadas e a disponibilidade de capital para investimento na expansão da produção.

Cenário C

É o *policy-intensive scenario*, na medida em que prevê a institucionalização, em nível internacional, de padrões mandatórios de controle ambiental (dentro do espírito do Protocolo de Quioto), com incentivos à utilização de fontes renováveis, ou de insumos com reduzido impacto sobre o meio ambiente, e o estímulo à eficiência energética. O nível de crescimento do produto se situaria entre aqueles dos cenários A e B e seria beneficiado por importantes avanços tecnológicos na utilização de fontes renováveis. Programas internacionais de cooperação canalizariam recursos para os países em desenvolvimento, como, por exemplo, via transferência tecnológica.

Principais características econômicas comuns aos três cenários básicos

O estudo do WEC-Iiasa identifica um conjunto de características econômicas e tecnológicas comuns aos três cenários básicos, conforme apontado a seguir.

a) Projeções de consumo

Tomando como referência os níveis verificados no final da década de 1990, o crescimento no consumo de energia primária (definida como aquelas fontes providas pela natureza na sua forma direta, como o petróleo, gás natural, energia hidráulica, etc.) é estimado entre 50% e 200% até 2050, dependendo das taxas de crescimento do produto mundial; e entre 100% e 400% até o ano 2100.

Dentre os países em desenvolvimento, a maior pressão de demanda deverá se localizar na Ásia.

b) Mudança na distribuição do consumo energético mundial

A maior parte do crescimento da demanda é esperada nos países em desenvolvimento, cujo consumo deverá proximo ultrapassar o dos países desenvolvidos. Conforme antecipado no literal “a” acima, a pressão de consumo deverá ser especialmente forte nos países asiáticos (em 1993, um grupo de apenas três países asiáticos em desenvolvimento⁵ – República Popular da China, Coreia do Sul e Formosa – respondeu, juntamente com o Japão, por 17,3% da demanda mundial de energia, devendo apresentar taxas igualmente elevadas de consumo nos próximos anos (Paik; Nebojsa e Grubler, p. 4). Segundo o IEO,

... energy consumption in the developing world (defined as developing Asia, Africa, the Middle East and Central and South America) is expected to more than double over the projection period [até 2002]. Indeed, energy use is projected to surpass that of the industrialized world by 6% in 2020 ... whereas in 1996 energy consumption in the developing world was about 40% lower than in the industrialized world ... (International energy outlook, abril de 1999)

c) Escassez

Contrariamente às projeções malthusianas muito em evidência nos anos 70, a expectativa hoje dominante é a de que o crescimento da atividade econômica mundial no século XXI não será globalmente afetado por restrições de ordem geológica, pelo menos até 2050. Em regiões específicas, no entanto, poderá haver crises localizadas de escassez e encarecimento dos insumos energéticos, devido, dentre outros motivos, às desigualdades na distribuição dos insumos fósseis. Os principais fatores limitativos à expansão da oferta de insumos energéticos serão as regulações ambientais, a disponibilidade de recursos para investimentos e o acesso à tecnologia. Conjunturalmente, a expansão da oferta energética poderá também ser prejudicada por fatores de natureza política, por ataques especulativos de mercado ou pelo comportamento do ciclo econômico.

⁵Na categoria de países asiáticos em desenvolvimento (*developing Asia*)” estão incluídos, dentre outros países, a República Popular da China, Índia, e os “quatro tigres”: Coreia do Sul, Formosa, Hong Kong e Cingapura.

d) Estrutura da utilização dos recursos

Até 2050, a maior parte da demanda energética mundial será provida por recursos fósseis. Esse quadro começará a mudar a partir da segunda metade do século: as fontes renováveis poderão responder por cerca de 22% do consumo de energia primária em 2050 e 33% em 2100 (WEC-Iiasa, p. 78-81).

O estudo do WEC-Iiasa faz, neste particular, uma referência específica ao Brasil, ao mencionar que

... Latin America's unique experience with renewables (at the height of Brazil's fuel-ethanol program, half the cars sold in the country had ethano engines) has been fundamentally in the right direction, if perhaps a bit ahead of time. (p. 167)

e) Composição do comércio internacional

Atualmente, o petróleo e seus derivados respondem por cerca de 78% do comércio mundial de produtos energéticos; o carvão por 13%; e o gás natural por 9% (WEC-Iiasa, p. 105). Até 2050, o petróleo e seus derivados deverão continuar a dominar o comércio internacional de energéticos. A partir daí, a preponderância deverá se deslocar para o metanol, o gás natural e o gás natural líquido (GNL). Prevê-se também grande aumento do comércio de eletricidade (*idem*, p. 106).

f) Aprimoramento dos níveis de intensidade energética

As economias nacionais e regionais que apresentam perfis tecnológicos mais avançados são igualmente aquelas onde as intensidades energéticas (definidas como a quantidade de energia necessária para gerar uma unidade convencionada do produto nacional) são mais baixas e decrescentes ao longo do tempo. Nos EUA, por exemplo, estima-se que a produção de uma unidade de produto nacional requer atualmente apenas 20% da quantidade de energia necessária há duzentos anos (WEC-Iiasa, p. 41). Em contrapartida, projeções do Banco Mundial indicam que a intensidade energética na República Popular da China aumentou 435% entre 1965 e

1987 (Espírito Santo, p. 750). A previsão do WEC-Iiasa apresentada no literal “c” acima, no sentido da improbabilidade de uma escassez energética global motivada por razões de ordem geológica, apoia-se na premissa de avanços médios mundiais de intensidade energética entre 0,8% e 1,4% ao ano (p. 244).

O reconhecimento da necessidade de promover-se a eficiência energética é hoje compartilhado por um número crescente de países em desenvolvimento. Conforme apontado por Bajay (Bajay; Carvalho *et alli* 1996), desde 1991 foram abertos centros oficiais de eficiência energética na Rússia, Polônia, República Checa, República Eslovaca, República Popular da China, Paquistão e Coréia do Sul.

g) O papel crítico dos investimentos e da tecnologia

A obtenção de avanços nos níveis de intensidade energética dependerá em grande parte da disponibilidade de capitais para investimentos e do nível das tecnologias utilizadas.

Num cenário internacional marcado por intensa disputa por mercados, os investimentos no setor energético se originarão em escala crescente – embora não exclusivamente – na iniciativa privada e estarão sujeitos a critérios cada vez mais estritos do ponto de vista do retorno do capital aplicado. Esse fenômeno será particularmente pronunciado em fases de declínio do ciclo econômico.

A questão tecnológica, por sua vez, suscita duas considerações principais. A primeira diz respeito à necessidade de uma visão integrada entre a qualidade da fonte de suprimento e o padrão de uso final do insumo energético, como requisito à obtenção de melhores níveis de intensidade energética. Isso significa que, além das características econômicas e ambientais do insumo energético utilizado, é igualmente necessário assegurar a eficiência no seu uso final. Isso pode ser feito, por exemplo, por meio da utilização de instrumentos de regulação governamental para definir metas de desempenho de eficiência energética, idealmente apoiadas em políticas industriais que estimulem a fabricação de produtos de maior rendimento energético.

A segunda se refere à necessidade de conceber o planejamento energético como uma atividade orientada não apenas para o atendimento das

necessidades imediatas de abastecimento, mas também como instrumento para a eficiência futura dos sistemas energéticos. Nesse sentido, o estudo do WEC-Iiasa ressalta

the importance of improving and expanding infrastructures for clean, grid-dependent energy forms. For energy infrastructures, the backbone of the energy system, the impact of technological change can be particularly slow because of the slow rate of capital turnover. Benefits also tend to be long-term and include significant positive spinoff effects, or externalities, from which a private investor cannot profit directly. On the other hand, such infrastructures have the advantage that their value is largely independent of which energy sources dominate future energy systems - the electricity grid can transmit electricity from coal as easily as electricity from renewables and or nuclear power. Gas pipelines can transmit natural gas, syngas and, in the long term also hydrogen ... But because short term initiatives for such needed infrastructural investments are low, these investments are an area where creative government intervention is appropriate and public-private partnerships desirable ... (p. 116)

Mais adiante, acrescenta que

... capital turnover rates in end-use applications are comparatively short one to two decades. Therefore, pervasive changes can be implemented rather quickly, and missed opportunities may be revisited. Conversely, the lifetimes of energy supply technologies, and particularly of infrastructures, are five decades or longer. Thus, at most one or two replacements can occur during the time horizon of this study [até 2050]. Betting on the wrong horse will have serious, possibly irreversible consequences. The R&D and investment decisions made now and in the immediate future will determine which long-term options become available after 2020 and which are foreclosed. Initiating long-term changes require action soon, rather than later. (p. 246)

h) Meio ambiente

A variável ambiental condiciona crescentemente o processo decisório no campo energético, nas esferas pública e privada, tanto no nível doméstico, quanto externo.

No estado norte-americano de Wisconsin, por exemplo, a comissão local de serviços públicos gravou em 15% todos os recursos que requerem combustão. Por sua vez, o órgão regulador do estado de Nova York concedeu

a uma empresa concessionária na área elétrica um incentivo tarifário de 12% dos benefícios econômicos resultantes de seus programas de controle ambiental (Bajay e Ferreira, 1996). Em 1999, com a entrada em vigor da *EC Integrated Pollution Prevention and Control Directive*, as indústrias da União Européia ficaram sujeitas a controles mais estritos, do ponto de vista de eficiência energética. Em 2004, 10% dos automóveis vendidos na Califórnia deverão ser não-poluentes (*The Economist*, 24 de abril a 30 de maio de 1999, p. 91).

No plano da normativa internacional, o Protocolo de Quioto constitui certamente um divisor de águas. Muito embora até março de 1999 apenas sete países (Antígua e Barbuda; El Salvador; Ilhas Fiji; Maldivias; Panamá; Trinidad e Tobago; e Tuvalu) tenham ratificado aquele instrumento (sua entrada em vigor requer a ratificação por 55 Estados signatários, incluindo países do Anexo I responsáveis por pelo menos 55% do total das emissões de dióxido de carbono daquele grupo em 1990), a expectativa dominante é a de que o “espírito de Quioto” acabará prevalecendo, de uma forma ou de outra. Segundo o *survey* do *Financial Times* de 15 de abril de 1999 (*World energy*, na seção *Climate change: tip of the iceberg steels political will*),

The idea that climate change talks will be a matter of repeated negotiations rather than a one-off settlement is supported by commentators who fear that the Kyoto Protocol may never be ratified, because the US will hold back from ratification unless a significant number of developing countries agree to limit their emissions. If the Kyoto Protocol fails, some countries may be prepared to try again. Christopher Flavin, senior vice-president of the Worldwatch Institute, a Washington based think-tank, points out that new agreements have sometimes emerged from the ashes of failed environmental treaties. For example, the landmines treaty of 1997 was spearheaded by a small group of committed governments which have moved ahead with voluntary pledges, after failing to reach a wider agreement.

O *press release* divulgado pela Petrobras em 8 de fevereiro de 1999, na véspera da inauguração oficial do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia, mencionava que a empresa dispendeu R\$ 30 milhões em programas ambientais e sociais, tendo tido de desviar vários trechos do traçado original, para evitar danos à natureza. A observância desses estritos critérios ambientais foi um dos requisitos estabelecidos pelas instituições multilaterais de crédito, dentre as quais o Banco Mundial, para financiar o empreendimento.

A International Standards Organisation (ISO), por sua vez, passou a utilizar desde meados da década de 1990 os certificados ISO 14.000, com parâmetros de auditoria ambiental.

Dentre as empresas da área energética, a BP Amoco tem-se mostrado particularmente ativa na adoção de medidas concretas de controle ambiental e é hoje um dos principais defensores da aplicação de medidas tributárias - na linha dos chamados “impostos verdes” - para premiar a utilização de recursos e tecnologias não-poluentes. No seu dia-a-dia, além de valer-se da energia solar em vários pontos de venda de combustíveis, a empresa emprega os serviços de auditores independentes para avaliar o desempenho ambiental de suas unidades e já aplica o sistema de compra de títulos de direito de poluir entre suas coligadas:

... The scheme was launched last September, soon afterwards, the first trade took place when the Foinaven field bought 100 permits, representing 10,000 tonnes of carbon dioxide, from the Forties Pipeline system at a price of US\$ 17 per tonne ... (Financial Times, World energy, seção “Oiling the wheels of change”, abril de 1999)

A ótica da “nova geopolítica da energia”

A ótica da “nova geopolítica da energia” confronta duas variáveis básicas. Em primeiro lugar, variáveis políticas *latu sensu* (*broad policies*), incluindo questões como o grau de abertura dos sistemas econômicos nacionais aos investimentos estrangeiros; a liberalização do comércio internacional; o fortalecimento dos mecanismos de integração regional e, dentro deles, do comércio de produtos energéticos; e o *status* político assumido pelas questões ambientais na formulação de políticas energéticas. Em segundo, as condições de abastecimento, denominadas por Mitchell *et alli* “*the arithmetic of energy supply*” (p. 178). Essas duas variáveis interagem diversamente ao longo do tempo, nas diferentes regiões, criando condições favoráveis, ou desfavoráveis, à estabilidade política e à segurança de abastecimento energético. O fortalecimento dos mecanismos de integração regional e iniciativas como as que resultaram na celebração da *Energy Treaty Chart*, mencionada no subitem “A transição dos anos 80” deste capítulo, são exemplos de medidas de *broad policy*, tendentes a reforçar a “aritmética do abastecimento”. Em sentido inverso, uma eventual ruptura em novos investimentos para expandir a produção, assim como uma repentina

interrupção na oferta de um produtor que tenha um peso elevado nos fornecimentos mundiais (como o Oriente Médio), ou mesmo no abastecimento de uma região específica (como poderia, em tese, ocorrer no futuro com os abastecimentos gasíferos da Bolívia e da Argentina para o Brasil), poderiam afetar, ainda que temporariamente, a segurança de abastecimento dos países importadores, com repercussões negativas no plano político.

Segundo Mitchell *et alli*, a “nova” geopolítica da energia, que surgiu a partir dos anos 90 se diferencia da “antiga” devido, dentre outros, aos seguintes fatores (p. 2-3):

- Alteração no peso relativo dos insumos na matriz energética mundial, com a redução da participação relativa do petróleo e aumento de outras fontes, dentre as quais o gás natural;
- Emergência de um novo quadro político pós-Guerra Fria, o qual conferiu aos Estados Unidos da América (EUA) maior liberdade de ação para intervir militarmente no Golfo Pérsico em defesa de seus interesses estratégicos, em particular para garantir o abastecimento energético⁶;
- Do lado da oferta, uma nova fronteira energética na Rússia e em outros países da “antiga União Soviética”, com potencial para se tornar um importante fornecedor de petróleo e gás natural em escala mundial. Para tanto, os países produtores da região terão de vencer uma série de obstáculos, dentre os quais ressaltam: prover os recursos materiais e a tecnologia necessários à realização dos investimentos; estabilizar os quadros políticos internos e promover os ajustamentos devidos no plano macroeconômico; superar arraigadas rivalidades regionais; contar com o imprescindível aval das grandes potências ocidentais, principalmente dos EUA, que têm assumido posição protagônica na definição das rotas de escoamento da produção energética regional;

⁶“For every issue on the energy geopolitical agenda, there is at least one telephone line to Washington. There are some such connections to Moscow and Tokyo, but none to Brussels, where governments are distracted with the strain of Europe’s own constitutional development. So far, the weakness and complexity of procedures for developing common foreign and security policy mean that there is little European-level influence on those geopolitical issues, though individual governments play some roles: the UK and France in security matters; Germany in relations with Russia and Eastern Europe” (Mitchell *et alli*, p. 186).

- Do lado da demanda, destacam-se dois aspectos principais, ambos já antecipados na seção sobre os “perfis energéticos”: o peso crescente dos países asiáticos - cujo consumo supera hoje o da Europa Ocidental e poderá ultrapassar proximamente o dos EUA; e a perspectiva de mudanças na composição do consumo, em conformidade com o “espírito de Quioto”. Com relação a este último aspecto, Mitchell *et alli* chamam a atenção para a possibilidade de seus possíveis desdobramentos negativos sobre o comércio internacional:

... there is the possibility that some countries might take strong actions on energy demand and as a result be obliged to protect their economic competitiveness by intervening in the free flow of trade conducted under the hard-won rules of the World Trade Organization. Climate change policies, to which the Annex I countries are becoming increasingly committed, therefore add to the international geopolitical agenda the questions of agreement on ways of prioritizing climate change policy among other international issues - for example, trade issues; ways of differentiating responsibility for actions to limit emissions of greenhouse gases; flexible mechanisms to allocate the cost of change, and the risks associated with the possible outcome. (p. 185-6).

- O comércio petrolífero se desenvolve crescentemente no mercado *spot*. Trata-se, portanto, de uma configuração diversa daquela que prevalecia antes na nacionalização dos setores *upstream* em vários países do Oriente Médio, nos anos 70, quando grande parte da comercialização do petróleo no mercado internacional se fazia ao amparo de contratos de longo prazo entre os governos da região e as grandes empresas exploradoras;

- A importância crescente assumida pelo gás natural na matriz energética mundial, devido às características ambientais do insumo e à eficiência propiciada pela sua utilização em vários segmentos industriais e na geração de energia elétrica;

- Perda de importância relativa da energia nuclear, pelos motivos arrolados na Seção “ A transição dos anos 80”;

- Risco de ruptura nos fornecimentos procedentes do Oriente Médio, “... *as the economic tensions among (and within) the oil exporting countries become more severe*” (p. 3).

A nova geopolítica do petróleo

Segundo projeções do IEO, a participação do petróleo na matriz energética mundial nos próximos anos deverá reduzir-se em cerca de 10%, passando do nível atual de 40% para 37% em 2020. O Oriente Médio, que detém cerca de 65% das reservas mundiais do produto e abastece cerca de 30% do mercado mundial, deverá, no entanto, reforçar sua posição como fornecedor no período (*idem*). A perspectiva de um aumento da participação dos fornecimentos do Oriente Médio - região reconhecidamente marcada por fortes rivalidades regionais e uma agenda diplomática de alta sensibilidade com os EUA, o que se reflete também na agenda externa com a Europa Ocidental - suscita riscos de rupturas temporárias no mercado. No entanto,

... though OPEC's share of world oil supply is projected to increase significantly over the next two decades, competitive forces are expected to remain strong enough to forestall efforts to escalate real oil prices significantly. The competitive forces operate within OPEC, between OPEC and non-OPEC sources of supply, and between oil and other sources of energy (particularly natural gas). (idem)

A oferta regional, antes marcada por tendência à cartelização, é hoje fortemente influenciada pela posição dominante da Arábia Saudita, em razão dos laços diplomáticos especiais forjados com os EUA e com as demais potências ocidentais. A Arábia Saudita ocupa posição central na estratégia norte-americana de defesa no Oriente Médio e mantém estreita coordenação com as posições norte-americanas em temas centrais da agenda internacional, como, por exemplo, no sistema financeiro internacional, devido à influência saudita no Fundo Monetário Internacional. A relação especial da Arábia Saudita com as potências ocidentais, ao lado da expressiva magnitude de suas reservas petrolíferas, lhe confere um *status* político diferenciado em relação a outros países do Oriente Médio e uma posição dominante no mercado energético internacional. Conforme apontado por Mitchell *et alli* (p. 180),

The implications for the petroleum sector is that the long-run expansion of petroleum capacity will continue to be dominated - and to some extent managed - by the oil policy of Saudi Arabia, which in turn depends on that country's continuing to differentiate itself from the other producers in its relations with the world outside the Middle East. This

carries immense short-term risks: Saudi Arabia could be disrupted, as Iran was in 1978 ...

Além da magnitude de suas reservas, a influência do Oriente Médio como fornecedor de petróleo deriva também da natureza dos laços comerciais desenvolvidos com outras regiões, sobretudo com a Europa Ocidental. Tendo em vista que as economias do Oriente Médio têm no petróleo praticamente sua única fonte de divisas, um eventual corte brusco nas exportações do produto geraria forte impacto sobre os interesses exportadores de seus principais parceiros, sobretudo na Europa Ocidental:

... import dependence (of oil) should not be seen as only a supply security risk. It is an integral part of the pattern of free trade and international economic cooperation that makes possible the high growth rates reflected in the scenarios. The Western European economies are all dominated by exports. ... Part of these exports go directly to regions such as the Middle East and the former Soviet Union, from which Western Europe buys most of its energy imports. Such regions would not be such good customers for Western Europe exports without the revenues they earn from their own energy exports. Energy trade therefore should not be considered in isolation from trade in other goods and services. Indeed, trade and economic cooperation are important contributors not only to economic growth, but also to international and regional security. (WEC-Iiasa, p. 190)

Conforme apontado por Mitchell *et alli*, o fim da bipolarização do período da Guerra Fria gerou importantes conseqüências para o mercado energético (p. 2):

The end of the Cold War has removed a major constraint on the freedom of US action in the Middle East and other parts of the world. The United States has demonstrated its military power on the ground in the Middle East to protect, among other things, an important part of the region's supplies to the world market ...

A próxima fronteira energética, em condições de realizar abastecimentos significativos de petróleo e gás natural em escala mundial, situa-se na Rússia e alguns ex-integrantes da antiga União Soviética, como Cazaquistão, Azerbaijão e Turquemistão. A exemplo do Oriente Médio, a inserção desses países no mercado energético internacional é condicionada

por outras variáveis além de seu potencial de abastecimento, na medida em que envolvem fatores como: profundos desequilíbrios internos nos países produtores, antagonismos regionais pronunciados e arraigados conflitos de interesse com as grandes potências ocidentais.

Nessa linha, ressalta, em primeiro lugar, o quadro de instabilidade política e econômica por eles enfrentado no plano doméstico, o que limita sua autonomia para definir prioridades de desenvolvimento e sua prerrogativa no estabelecimento dos critérios que regularão os investimentos estrangeiros nos setores de petróleo e gás natural.

Em segundo, um quadro regional pouco propenso ao estabelecimento de sinergias entre cada um dos sistemas energéticos nacionais. Isso se evidencia, sobretudo, nos esforços do Azerbaijão, Cazaquistão e Turqueministão para criar infra-estruturas alternativas àquelas controladas pela Rússia para o escoamento de sua produção, ainda que incorrendo em custos mais altos do que aqueles que seria propiciados pela confluência das futuras redes com o sistema russo já existente.

Em terceiro lugar, e como agravante à falta de cooperação em nível regional, as decisões sobre os projetos energéticos desses países são parte do tabuleiro estratégico internacional das grandes potências ocidentais, sobretudo dos EUA, que se apresentam como o principal avalista político e econômico da expansão da fronteira energética da “antiga União Soviética”. É ilustrativo, a propósito, o registro feito pelo *Il Sole 24 Ore* de 30 de outubro de 1999, a respeito da assinatura, em Âncara, pelos presidentes da Turquia, Azerbaijão, Geórgia, Ubequistão e Cazaquistão, com o beneplácito norte-americano, de uma declaração conjunta em favor da rota Baku (na costa do Azerbaijão no Mar Cáspio)-Ceyhan (na costa mediterrânea da Turquia) para o escoamento da produção do Mar Cáspio para a Europa Ocidental. Na ocasião, segundo o artigo do *Il Sole*, o presidente do Azerbaijão, Gejdar Alijev, declarou que “levaremos em conta as preocupações comerciais das empresas [envolvidas na execução do empreendimento], mas a vontade política proclamada na Declaração de Âncara é o fundamento da implementação do projeto”. Através de uma ótica distinta, o então comissário de Energia da União Européia, Christos Papoutsis, ponderou que “do ponto de vista político e estratégico é melhor dispor de mais de uma via, e não

excluir a Rússia”. Por outro lado, os membros do consórcio AIOC — formado, dentre outras companhias, pela British Petroleum, Amoco e Exxon — que estão à frente das negociações para a implementação do projeto do petróleo do Azerbaijão, criticaram os fundamentos econômicos do traçado Baku-Ceyhan. Apesar disso, segundo ainda o *Il Sole*, o Departamento de Energia dos EUA apóia firmemente os termos da Declaração de Ancara, pelo fato de reforçar uma opção de traçado independente da infra-estrutura controlada pela Rússia, além de evitar o trânsito via território do Irã, o qual se encontra ainda sujeito às sanções norte-americanas (muito embora a ENI e a ELF francesa tenham contrariado a posição norte-americana, ao firmarem, no primeiro trimestre de 1999, acordo para a exploração de reservas petrolíferas iranianas).

Por fim, a eventual ampliação da oferta energética russa, juntamente com a implementação dos projetos nos ex-membros da antiga União Soviética, tenderá, por razões geográficas e comerciais, a atender prioritariamente aos mercados asiáticos e da Europa Ocidental, respectivamente os que apresentam maiores taxas de crescimento do consumo e de dependência de fornecimentos extra-regionais. Por esse motivo, a abertura dessa nova fronteira energética, embora ofereça uma alternativa à predominância hoje desfrutada pelo Oriente Médio, poderá ter seu raio de alcance prioritariamente concentrado no eixo euro-asiático.

O gás natural na nova geopolítica da energia

Segundo o IEO, “... *on the whole, natural gas is projected to be the fastest-growing energy source from 1996 to 2020 ...*”.

As perspectivas de crescimento da participação do gás natural na matriz energética mundial derivam de cinco razões principais.

Em primeiro lugar, a elevação verificada no nível das reservas mundiais, que nos últimos anos se aproximou progressivamente das petrolíferas. Entre 1970 e 1996, as reservas provadas de gás natural evoluíram de cerca de 35 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo, para cerca de 130 bilhões; as de petróleo, por sua vez, cresceram no período de cerca de 70 bilhões de toneladas (o dobro das reservas gasíferas em 1970) para cerca

de 140 bilhões de toneladas (menos de 10% acima do nível das reservas gasíferas mundiais). A maior parte das descobertas gasíferas foi feita no curso de explorações de petróleo, sob a forma de gás associado. Apesar do crescimento das reservas, o consumo de gás natural equivaliu, em 1996, a apenas cerca de 56% do petrolífero (Razavi *et alli*, p. 6).

Em segundo, a distribuição geográfica das reservas gasíferas, relativamente menos concentradas do que as de petróleo. Cerca de 40% das reservas gasíferas mundiais se localizam na “antiga União Soviética”; 32% no Oriente Médio; e 28% nas demais regiões, sendo 5% na América do Sul e Central (Campadonico, p. 9). Em contrapartida, os sete países do Golfo Pérsico respondem, isoladamente, por 65% das reservas mundiais de petróleo e 26% do total da produção mundial (*International energy outlook*). Ainda assim, segundo o *International energy outlook*, a “antiga União Soviética” e o Irã respondem sozinhos por cerca de 50% das reservas mundiais de gás natural. Em consequência, subsiste nos países da Europa Ocidental receio quanto ao aumento da dependência em relação às importações de gás natural, sobretudo devido à sua crescente utilização para a geração de energia elétrica (Estrada *et alli*, p. 155).

Em terceiro lugar, os progressos alcançados na tecnologia de transporte via dutos e, mais recentemente, por navios criogênicos, que transportam o gás natural na forma líquida (gás natural líquido - GNL).

Desenvolvido pioneiramente nos EUA e no Canadá a partir da década de 1930, o sistema de dutos apresenta três características principais: propicia o transporte de elevados volumes de gás; permite a utilização do insumo num horizonte temporal de longo prazo (normalmente, a vida útil de um gasoduto ultrapassa vinte anos), a partir de investimentos iniciais vultosos em infra-estrutura, porém de alta rentabilidade ao longo do tempo; e favorece a capilaridade da utilização do insumo, multiplicando o número de consumidores que podem ser atendidos. Graças a essas características, praticamente todos os estados norte-americanos eram servidos por gás natural procedente do Canadá no final da década de 1950 (Winberg, p. 45-6). Segundo o IEO, entre 1997 e 2010 os fornecimentos do Canadá aos EUA deverão crescer 72%, graças à ampliação da rede de dutos entre os dois

países. A modalidade do transporte por dutos é a que deverá predominar na integração gasífera no Cone Sul (*vide* Capítulo 2).⁷

Nos países da Europa Ocidental, têm também crescido em importância os fornecimentos de gás por meio de dutos suboceânicos. As experiências pioneiras dessa natureza ligaram o gás argelino à Itália e à Espanha. Em fins da década de 90, começou a ser construído o maior duto suboceânico do mundo, com extensão de cerca de 900 km, para o escoamento do gás norueguês no mercado francês. Sua capacidade ociosa deverá ser pelo menos parcialmente direcionada nos próximos 25 anos para o mercado italiano, por meio de ligações subseqüentes com o restante da rede de dutos europeia.⁸

⁷O trabalho de Adriano Pires Rodrigues e Danilo de Souza Dias, patrocinado pelo Instituto Liberal, apresenta nos seguintes termos uma ilustrativa comparação entre as equações econômicas dos setores de gás e petróleo: "Em relação aos custos do gás natural, quatro pontos devem ser ressaltados. O primeiro é que, como acontece com outros recursos naturais, os custos de exploração e desenvolvimento variam extremamente de jazida para jazida. O segundo é que, como o petróleo, o custo de produção do gás natural é bastante elevado, sendo que algumas vezes ele pode ser ainda maior do que este último. O terceiro é que os custos de transporte e armazenamento do gás natural são normalmente mais altos que os mesmos no caso do petróleo bruto e de seus derivados. Além disso, em razão de uma maior rigidez - técnica e econômica - no encadeamento das atividades de produção, transporte, armazenagem e distribuição, as inversões iniciais são necessariamente volumosas. Esses fatores explicam a natureza "capital intensiva" da indústria do gás, as dificuldades na sua implantação e o seu relativo atraso, comparado ao desenvolvimento da indústria petrolífera. A primeira rubrica de custo se refere à exploração e ao desenvolvimento e inclui todos os dispêndios feitos durante a pesquisa, a descoberta, os testes de avaliação, a construção de poços e a instalação dos equipamentos que permitam extrair o petróleo. São, de longe, os mais importantes dispêndios, quando se trata de petróleo: a exploração responde por 10% a 20% e o desenvolvimento por 40% a 60% do total dos custos de produção. Quando se trata de gás natural, em razão dos elevados custos a jusante - transporte, distribuição e armazenagem - o peso relativo da exploração-produção é menor, em média, cerca de 30% do total dos custos. A exploração de gás se beneficia de significativas economias de escala: quanto maiores são os volumes produzidos (e transportados), menores proporcionalmente são os custos por metro cúbico. Com o petróleo o mesmo se verifica, mas no caso do gás pelo menos duas particularidades devem ser sublinhadas: em primeiro lugar, as reservas possuem uma taxa de recuperação de até 80%, quando, para o petróleo, taxas de recuperação superiores a 30% são raras e requerem grandes investimentos suplementares; em segundo lugar, freqüentemente não são necessários grandes dispêndios em equipamentos de recuperação, pois o gás natural tende a se escoar naturalmente pelo poço" (p. 15).

⁸O gasoduto suboceânico de 900 km entre a Noruega e a França terá um custo estimado de US\$ 1 bilhão, enquanto o gasoduto Brasil-Bolívia, de 3.000 km, custará em torno de US\$ 2 bilhões. A disposição demonstrada pela França de arcar com esse elevado dispêndio é ilustrativa do "custo-Europa" envolvido na garantia de abastecimento energético. O custo econômico do projeto foi, no entanto, reduzido pelo direcionamento da capacidade ociosa do duto para a Itália, o que evidencia a importância dos esquemas de integração para otimizar a utilização dos recursos.

A tecnologia de transporte por meio de navios criogênicos é a mais recente. Sua principal vantagem consiste na facilidade que proporciona à ligação com fornecedores extra-regionais. No entanto, os fornecimentos são limitados pela capacidade muito mais reduzida dos navios transportadores, em comparação com aquela dos dutos. O Japão é o principal mercado de GNL, sendo isoladamente responsável por cerca de 58% das importações totais do produto. Seguem em importância a Coreia do Sul (14%) e a França (8%). Do lado da oferta, se sobressaem a Indonésia (origem de cerca de 33% das exportações totais em 1997), Argélia (22%), Malásia (18%) e Austrália (9%). A República Popular da China poderá se tornar nos próximos anos um importante consumidor, utilizando o GNL como parte de sua estratégia de elevar em 14 vezes o volume de gás natural na sua matriz energética entre 1996-2020. Na América Latina e Caribe, Trinidad e Tobago se tornou em 1999 o primeiro exportador do produto, com perspectiva de abastecer os mercados do Nordeste brasileiro, sobretudo nos estados de Pernambuco e Bahia. Atualmente, cerca de 25% do comércio internacional do gás se dão na área do GNL, havendo a expectativa de um forte aumento nos próximos anos (dados do *British Petroleum review of world energy* e do *International energy outlook*).

As características ambientais do gás natural são o quarto grande responsável pela difusão do seu consumo. O gás é o menos poluente dentre os insumos fósseis. Além de não produzir materiais particulados, libera pequenas quantidades de dióxido de enxofre, relativamente às emissões derivadas do uso de carvão e petróleo, e contém relativamente menos dióxido de carbono e mais hidrogênio do que aqueles dois outros insumos fósseis.

O quinto fator propulsor do uso do gás natural reside da vantagem comparativa do insumo na geração de energia elétrica. De acordo com o IEO,

Within the next decade, world natural gas consumption is expected to surpass coal consumption. Gas is becoming the fuel of choice for new electricity generation worldwide, primarily because combined-cycle gas turbine plants tend to be less expensive to build than other means of power generation. And in Central and South America, gas-fired electricity generation capacity is being built to diversify national power supplies that have been based largely on hydropower, which can be unreliable in times of drought. Moreover, among fossil fuels, natural gas is the most

likely to be in greater demand in times of ... increasingly stringent environmental regulation ...

A crescente utilização do gás natural na geração de energia elétrica repercutiu na estrutura gerencial e estratégias comerciais de muitas das grandes empresas da área energética, que têm procurado expandir sua atuação na área de energia elétrica. A *The Economist* da semana de 29 de maio a 4 de junho de 1999, em artigo intitulado “*Energy, the new convergence*”, registra que

Although Shell, Texaco and Exxon have all dipped their toes into the power business over the years, they have been reluctant to put serious money in it. Now, however, it looks as though some are ready not only to embrace power generation, but even to think about getting into the retail markets for the distribution of gas and electricity. The remarkable rise of gas is driving this convergence. Two trends in particular are forcing oilmen to rethink. Upstream, the rise in natural-gas demand is prompting the oil majors, which often burned off much of the gas found with oil deposits, to transform themselves into gas giants as well. And downstream, the rise of gas as the fuel of choice for power generation in rich countries is leading to a convergence between the gas and electricity markets in America and Europe. Taken together, these two trends could reshape the energy industry. Jeff Skilling, president of ENRON, an American power firm, argues that the definition of an energy company is changing fast. Fifty years ago, it was a coal company; twenty years ago, an oil company; now it is an oil and gas company; and in ten years time, it will be a gas and electricity company. (p. 69)

Por fim, porém igualmente expressivos, ressaltam os ganhos de eficiência propiciados pela utilização do gás natural em vários segmentos industriais, como nos setores petroquímico, siderúrgico, cerâmica e de alimentos.

Conclusão

Os cenários formulados pelo WEC-Iiasa a respeito da evolução dos sistemas energéticos nos próximos anos, com base na ótica aqui denominada de “perfis energéticos”, apontam, dentre outros pontos relevantes, que:

- Até meados do próximo século, os recursos fósseis continuarão a dominar a oferta mundial, sem que se prevejam crises de escassez

motivadas por deficiências de ordem geológica (ou seja, derivadas de uma eventual insuficiência das reservas de hidrocarbonetos para atender à demanda), nem pressões de alta muito prolongada nos preços. Sem prejuízo disso, poderá haver desequilíbrios localizados no abastecimento e esporádicas subidas de preço;

- A maior pressão de consumo sobre insumos energéticos provirá, nos próximos anos, dos países asiáticos;

- Os principais fatores limitativos da oferta de insumos energéticos serão as regulações ambientais, a disponibilidade de recursos para investimentos e o acesso à tecnologia;

- Do ponto de vista dos países de economia avançada importadores, o comércio internacional na área energética é condicionado por outras variáveis, além da segurança de abastecimento. Uma eventual descontinuidade nos fluxos de importação de insumos energéticos afetaria o poder de compra dos países como a Arábia Saudita, Irã e Rússia, que são clientes expressivos de empresas européias e norte-americanas, sobretudo em segmentos de alto valor agregado, como os de projetos de engenharia, telecomunicações, informática e aeronáutica;

- A estrutura do comércio internacional de insumos energéticos, atualmente concentrada em torno do petróleo (cerca de 78% do intercâmbio mundial), carvão (13%) e gás natural (9%), deverá mudar substancialmente na segunda metade do século XXI, quando o metanol, gás natural, GNL e energia elétrica deverão assumir posição de crescente importância;

- O gás natural se apresenta como o principal insumo de transição da era dos recursos fósseis para a era dos pós-fósseis, devido, dentre outros fatores, à sua vantagem comparativa em aspectos ligados à geração de energia elétrica; aos ganhos de eficiência propiciados pela utilização do insumo em vários setores produtivos; e às suas características ambientais;

- O aprimoramento da eficiência energética continuará a exercer papel preponderante na formulação e execução das políticas

energéticas nacionais (pelos ganhos de produtividade que enseja) e na manutenção de um equilíbrio entre a oferta e demanda no mercado internacional de insumos energéticos (pela diminuição de consumo que propicia). No entanto, esse aprimoramento da eficiência energética dependerá não apenas do insumo utilizado, mas também da existência de sistemas adequados de infra-estrutura e de produtos finais, que potencializem os ganhos de eficiência gerados nos elos anteriores da cadeia econômica. Pouco adiantará, portanto, construir modernas termoeletricas a gás se, na ponta da cadeia econômica, os bens de consumo final apresentarem reduzido nível de eficiência energética, ou se prevalecer uma situação de grande desperdício, motivada pela falta de instrução por parte dos consumidores;

- O estabelecimento de adequadas redes de infra-estrutura, pelo efeito irradiador que produz sobre o conjunto da economia, constitui uma área em que *“creative government intervention is appropriate and public-private partnership desirable”*.

A ótica da “nova geopolítica da energia” põe em destaque a maior liberdade de ação de que dispõe os EUA desde o final da Guerra Fria para intervir no Oriente Médio e chama a atenção para os desequilíbrios que poderão se produzir no cenário energético mundial, na eventualidade de que ocorra com a Arábia Saudita - que ocupa atualmente posição central no mercado petrolífero mundial - um processo de desestabilização política nas linhas daquele que se produziu no Irã, à época da revolução islâmica.

Uma eventual desestabilização dos fornecimentos sauditas certamente requereria um amplo esforço de mobilização política em nível internacional, no qual as potências ocidentais - sobretudo os EUA - seriam chamadas a exercer papel de liderança. Esse cenário afetaria desigualmente os diferentes mercados consumidores, atingindo mais intensamente aqueles que dispõem de poucas opções de abastecimento, e em escala menor aqueles que, em razão de sua dotação doméstica de recursos, ou do acesso a fontes regionais, são menos dependentes dos fornecimentos do Oriente Médio.

A análise do mercado petrolífero internacional através da ótica da “nova geopolítica” evidencia também as enormes dificuldades enfrentadas pelos países da “antiga União Soviética”, onde se localiza a principal fronteira energética mundial, para se inserir adequadamente no mercado internacional.

Essas dificuldades derivam de uma ampla gama de fatores, tais como a fragilidade de suas instituições políticas e dos respectivos quadros econômicos internos; as rivalidades existentes no plano regional, as quais muitas vezes impõem decisões economicamente pouco consistentes (tais como, por exemplo, na definição do traçado de um duto), devido a dificuldades de convivência política; e a dependência diante das grandes potências ocidentais, sobretudo dos EUA. Esse somatório de fatores acarreta, aos países detentores das reservas de petróleo e gás natural, uma acentuada falta de autonomia na formulação de suas políticas energéticas nacionais e, em consequência, na condução de suas próprias estratégias domésticas de desenvolvimento. Por outro lado, as dificuldades políticas verificadas no entorno geográfico, ao cercearem o estabelecimento de sinergias nos projetos de exploração dos insumos energéticos, inibem igualmente o potencial de criação de riqueza pela via da cooperação regional.

Com relação ao gás natural, a “nova geopolítica” confirma a avaliação da ótica dos “perfis”, que o aponta como o insumo em melhores condições para exercer o papel de “ponte” entre a era fóssil e pós-fóssil. Ademais de suas características econômicas e ambientais já mencionadas anteriormente, as reservas mundiais de gás estão mais bem distribuídas do que as de petróleo, além de apresentarem, por razões de ordem geológica, uma maior margem de recuperação.

Analisando conjuntamente as duas óticas aqui apresentadas, e confrontando-as com o tema proposto, podem-se tirar pelo menos duas conclusões principais.

A primeira é a de que, do ponto de vista de política energética, o gás natural pode representar uma opção válida de abastecimento energético para o Brasil, dadas as suas características econômicas e ambientais. De modo especial, ressaltam a importância assumida pelo insumo na geração de energia elétrica e os ganhos de eficiência derivados de sua utilização em vários setores industriais, o que contribui para reforçar a competitividade do conjunto do sistema econômico, a um custo ambiental inferior àquele incorrido pelo óleo combustível, ou pelo carvão.

A segunda, do ponto de vista geopolítico, é a dupla vantagem comparativa de que desfruta a América do Sul — e, em particular, o Cone Sul — em relação a outras áreas: a dimensão de suas reservas gasíferas

(hoje suficientes para atender à demanda regional existente, e dotadas de expressivo potencial de crescimento) e a ausência de rivalidades políticas pronunciadas.

Essa conjunção de fatores favorece a geração de riqueza dentro da própria região, em consonância com critérios de preservação ambiental e de promoção do bem estar social. Como bem disse Eliezer Batista,

O novo paradigma de desenvolvimento de infra-estrutura pode ser denominado de eco-eficiência. Seus princípios fundamentais são eficiência e sinergia. Ele procura promover padrões de desenvolvimento que forneçam o retorno máximo dos recursos disponíveis a cada uma das nações da América do Sul, ao enfatizar complementaridade, oportunidades de adicionar valor a produto da região, dentro da região, e operando de forma a maximizar a equidade social e a proteção ambiental, tanto quanto a lucratividade. A longo prazo, evitar o custo dos danos ambientais e sociais acentua a eficiência econômica, além de ser a única abordagem considerada ética e justa ... (p. 11)

Capítulo 2

O Cone Sul no perímetro gasífero sul-americano: aspectos físicos e econômicos

O Brasil é o grande consumidor de gás, de energia. O negócio é aqui. Por que estamos pensando no Peru? Porque o gás da Bolívia não basta ... (Entrevista concedida pelo presidente Fernando Henrique Cardoso ao jornalista Roberto Pompeu de Toledo, "O presidente segundo o sociólogo", publicada em 1996)

Apresentação

Este capítulo investiga dois pontos principais: em primeiro lugar, e prioritariamente, a extensão em que as ofertas gasíferas da Bolívia e da Argentina podem atender à demanda brasileira nos próximos anos; em segundo, as demais opções de abastecimento gasífero de que dispõe o Brasil na região. Esse enfoque visa a introduzir um parâmetro de avaliação do processo de integração gasífera no Cone Sul no contexto regional em que se insere, assim como a identificar possíveis relações de complementaridade entre a integração gasífera no Cone Sul e as demais possibilidades existentes na região. É consentânea, portanto, com a preocupação de Eliezer Batista, no sentido de que "... antes de nos envolvermos com os detalhes de uma determinada proposta ou alternativas a ela, seria melhor considerar estratégias continentais alternativas, nas quais se poderiam encaixar propostas individuais" (p. 23).

O eixo central é o mercado gasífero brasileiro. A integração gasífera no Cone Sul e as demais opções regionais existentes nesse campo são estudadas à luz do processo de introdução do gás natural na matriz energética nacional; do papel que o setor gasífero desempenha dentro das estratégias domésticas de desenvolvimento dos países exportadores; e da capacidade do mercado brasileiro de induzir decisões nacionais de investimentos no setor gasífero.

Para fins de análise, considera-se que as opções de integração gasífera de que dispõe o Brasil na região se localizam dentro do chamado "perímetro gasífero sul-americano", que se estende das jazidas argentinas na Patagônia a

Trinidad e Tobago. Daí provirá, nos próximos anos, parcela preponderante do abastecimento gasífero brasileiro, devido à decisão política de privilegiar os abastecimentos energéticos procedentes dos países sul-americanos; à magnitude das reservas gasíferas existentes na região (sobretudo após a espectacular elevação no nível das reservas bolivianas em 1999); e à distância econômica relativamente reduzida entre as reservas do perímetro gasífero e os centros consumidores brasileiros.

A inclusão de Trinidad e Tobago no perímetro gasífero da América do Sul deriva dos investimentos já maduros realizados pelo país para a exportação de GNL e das perspectivas que daí se abrem para suas exportações para os estados do Nordeste brasileiro. Além disso, a existência de campos gasíferos *off-shore* (Tajali, Luran e Cocuina) situados em áreas de fronteira das águas territoriais da Venezuela e de Trinidad e Tobago, a pouca distância do terminal de exportação de GNL deste último, suscita a possibilidade de um esforço conjunto de exportação gasífera por parte dos dois países, desde que haja uma demanda capaz de absorver essa oferta (*Latin America Overview*, abril de 1998, p. 15).

Dentro do perímetro gasífero sul-americano, são identificadas três regiões: o Cone Sul; a fronteira peruana; e a vertente setentrional, formada por Trinidad e Tobago, Venezuela, Colômbia e Equador. Essa diferenciação decorre, grosso modo, da localização geográfica das reservas; do horizonte temporal previsto para a ligação entre cada uma dessas regiões gasíferas e o mercado brasileiro; e do tipo de transporte (dutos, para o gás natural; navios criogênicos, para o GNL).

O perímetro gasífero sul-americano

Segundo dados fornecidos pela Petrobras, é a seguinte a distribuição das reservas do perímetro gasífero sul-americano:

A Venezuela isoladamente detém 64% das reservas do perímetro gasífero sul-americano (2,8% das mundiais); a Bolívia 11,3%; a Argentina 10,9%; Trinidad e Tobago 7,1%; e a Colômbia 6,3%. As reservas brasileiras, da ordem de 228 bilhões de metros cúbicos, equivalem a 3,6% das regionais. No seu conjunto, as reservas do Cone Sul (Brasil + Argentina + Bolívia) representam, portanto, 25,8% das reservas provadas do perímetro gasífero sul-americano e 1,1% das mundiais.

Tabela 1 Reservas (bilhões de metros cúbicos)

País	Reservas provadas	Reservas prováveis
Argentina	689	224
Bolívia	714	429
Brasil	228	-
Colômbia	402	-
Chile	98	-
Equador	105	-
Peru	199	124
Trinidad e Tobago	452	95
Venezuela	4.052	1.019
TOTAL	6.331	-

Segundo o *BP Amoco statistical review 1999*, a produção do perímetro gasífero sul-americano em 1998 foi de 75,4 bilhões de metros cúbicos, concentrada principalmente na Argentina (35%) e na Venezuela (35,6%). A produção brasileira equivaleu a apenas 7,7%, e a boliviana a 3,8%. A produção do Cone Sul representou, portanto, 46,6% do total da produção do perímetro gasífero sul-americano, e apenas 1,7% da mundial.

No ano de 1997, antes da expressiva elevação no nível das reservas provadas bolivianas, a relação média reservas-produção do perímetro gasífero sul-americano era de 72,7 anos, sendo de 131 anos na Venezuela; 82 anos na Colômbia; 63 anos em Trinidad e Tobago; 40,4 anos na Bolívia; 26,8 anos no Brasil; e 21,7 anos na Argentina.

A situação relativa ao consumo espelha em grande medida a da produção, uma vez que o comércio gasífero regional é insignificante.⁹ Segundo o *BP Amoco statistical review 1999*, a Argentina isoladamente respondeu por 39,6% do total do consumo do perímetro gasífero sul-americano; a Venezuela por 39,8%; e o Brasil por 8,6%.

A oferta do perímetro gasífero sul-americano apresenta grande potencial de expansão nos próximos anos, devido à magnitude das reservas por explorar, aos avanços dos processos de integração sub-regional existentes

⁹De acordo com o *BP statistical review of world energy 1999*, em 1998, o comércio gasífero na América do Sul e Trinidad e Tobago limitou-se a 3,6 bilhões de metros cúbicos (4,3% da produção naquele ano), todo ele por meio de dutos, sendo 2,0 bilhões exportados pela Bolívia à Argentina e 1,6 bilhão pela Argentina ao Chile.

– com destaque para o Mercosul e a Comunidade Andina — e ao retorno da região ao mercado voluntário de créditos internacionais.¹⁰ Apesar disso, persistem duas dificuldades principais: os vultosos investimentos necessários à expansão da produção e ao estabelecimento da infra-estrutura; e a criação de uma demanda gasífera regional capaz de absorver a oferta existente.

Essas dificuldades são em grande parte as duas faces de uma mesma moeda, na medida em que a restrição no consumo deriva em grande parte, embora não exclusivamente, da ausência de uma rede de infra-estrutura capaz de escoar a produção gasífera. Por sua vez, a criação dessa rede de infra-estrutura, pelos elevados investimentos envolvidos, pressupõe o acesso ao mercado financeiro. Dados do Banco Mundial citados por Kurtz (p.3) apontam que, entre 1995 e 2010, o setor energético latino-americano demandará investimentos da ordem de US\$ 500 bilhões, dos quais US\$ 105 bilhões em atividades *upstream* de petróleo e gás; US\$ 25 bilhões para instalação de termoelétricas movidas a gás natural; US\$ 19 bilhões para projetos de transporte de petróleo e gás; e US\$ 7,4 bilhões para projetos de distribuição de gás (aqui incluídos os dispêndios ligados ao gás comprimido, utilizados na área de transporte).

¹⁰Segundo a *Gazeta Mercantil* de 8 de fevereiro de 2000, pesquisa realizada junto aos executivos da mil maiores empresas do mundo apontou a intenção daquelas corporações de continuar a investir nos próximos três anos no Brasil, que se posicionaria no período em quarto lugar como destino para essas inversões, após os EUA, Reino Unido e a China. Em relação ao ano anterior, a *Gazeta Mercantil Latino-Americana*, nº 154, de 5 de abril de 1999 - antes, portanto, da privatização da Comgas, no dia 14 do mesmo mês, e da aquisição pela Repsol da parcela das ações da YPF até então controladas pelo governo argentino - "a despeito de todas as turbulências, o número de novos investimentos externos anunciados na América Latina cresceu 54% no primeiro trimestre de 1999. Foram 134 empreendimentos, ante os 87 registrados no mesmo período do ano passado. Conhece-se o valor de 99 dos projetos revelados entre janeiro e março deste ano, perfazendo um total de US\$ 20,703 bilhões - o que representa um aumento de 116,22% em relação aos sessenta anúncios dos quais se conhece o montante no primeiro trimestre de 1998 (US\$ 9,57 bilhões) ... O Brasil foi o principal destino dos novos investimentos anunciados no primeiro trimestre de 1998, com 41 operações que somam pelo menos US\$ 8,16 bilhões ... No mesmo período de 1998, foram catalogados 34 novos projetos, com um montante conhecido de US\$ 6,1 bilhões. A Argentina ficou em segundo lugar, com 37 anúncios (US\$ 5,4 bilhões), ante os 16 (dos quais US\$ 1,6 bilhão conhecidos) de 1998 ... O setor de telecomunicações é o que mais atraiu investimentos estrangeiros no primeiro trimestre deste ano, com 19 anúncios, dos quais se conhece o valor de US\$ 5,5 bilhões. Em seguida, aparecem o setor de veículos, com seis operações (US\$ 4,56 bilhões); varejo, com nove anúncios (US\$ 3,03 bilhões); petróleo e gás, com 12 anúncios (US\$ 2,9 bilhões), e alimentos e bebidas, com 16 anúncios (US\$ 1,38 bilhões). Os valores levam em conta só os investimentos divulgados pelas empresas ...".

A integração gasífera no Cone Sul: a perspectiva brasileira

O quadro físico

O Brasil dispõe de reservas gasíferas provadas da ordem de 228 bilhões de metros cúbicos, sendo cerca de 56% *off-shore* e 74% associadas ao petróleo. A relação reservas-produção é de cerca de 24 anos. 41% das reservas estão situadas na Bacia marítima de Campos, a profundidades superiores a 1.000 m; 27,8% na Bacia do Nordeste, distribuídas entre os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará; e 23,7% nas províncias gasíferas de Juruá e Urucu, no estado do Amazonas, nas quais se registram as parcelas mais elevadas de gás não-associado (cerca de 45%) do país. Segundo a Petrobras, a circunstância de a maior parte das reservas gasíferas estar situada na Bacia de Campos permite antever, para os próximos anos, uma estreita vinculação entre as produções de gás e petróleo no país.

A introdução do gás natural na matriz energética brasileira teve início com a utilização das reservas na região Nordeste, em 1968, e foi fortemente impulsionada pelas expressivas descobertas na Bacia de Campos, na década de 1970, em reservas de águas profundas. O grande potencial produtivo de Campos e sua proximidade dos grandes centros consumidores do Sul-Sudeste motivaram a Petrobras, então concessionária do monopólio estatal, a redimensionar o espaço dado ao gás natural, até então relegado a plano secundário na estratégia comercial da empresa.

As reservas do Nordeste, embora relativamente modestas do ponto de vista do abastecimento nacional, são importantes no plano regional e constituem, em conjunto, o segundo principal bloco de reservas gasíferas, equivalentes a 27,8% do total nacional. No primeiro semestre de 1999, foi concluída a interligação de toda a rede de dutos entre os estados da Bahia e do Ceará, numa extensão total da ordem de 2.000 km.

Devido ao crescimento da demanda e ao envelhecimento de alguns dos campos gasíferos da região, o abastecimento do Nordeste poderá ser complementado nos próximos anos por fornecimentos de GNL. A Petrobras e a Shell estão planejando a instalação do primeiro terminal sul-americano de importação do insumo, com capacidade para 6 milhões de metros cúbicos

diários, no Porto de Suape, em Pernambuco, de onde será escoado para os demais estados da região. O segundo terminal será possivelmente instalado em Aratu, no estado da Bahia, ou no estado do Ceará. De momento, ressaltam como prováveis fornecedores a Nigéria - onde a Shell implementa projeto voltado à exportação do produto - Trinidad e Tobago, Venezuela e Angola.

As reservas de Urucu e de Juruá, localizadas no estado do Amazonas, se elevam a cerca de 54 bilhões de metros cúbicos, equivalentes a 24% do total nacional. Individualmente, a reserva de Urucu é a segunda maior do País, após a Bacia de Campos. Em 4 de junho de 1999, o senhor presidente da República participou em Urucu da solenidade de assinatura dos termos de compromisso entre a Petrobras, Gaspetro, Eletrobras, os governos dos estados do Amazonas e Rondônia e as companhias distribuidoras de gás desses estados (Cigás e Rongás), relativos à implementação de projeto de suprimento de 5 milhões de metros cúbicos diários de gás natural a Manaus e Porto Velho, para a geração de 900 mw de energia elétrica àquelas duas capitais.

O abastecimento de Manaus será feito por meio de dois dutos, o primeiro entre Urucu e Coari, com 280 km (já construído), e o segundo entre Coari e Manaus, com 420 km (em execução). Os fornecimentos a Porto Velho requererão igualmente a construção de rede de dutos, com extensão de 500 km. O volume total de gás que abastecerá esses projetos deverá elevar-se a cerca de 5,5 milhões de metros cúbicos diários, com entrada em operação prevista para 2001.

No futuro, existe, em tese, a possibilidade de ligar a infra-estrutura de dutos da Amazônia com a rede de dutos do Sudeste. Segundo estimativa da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia, o custo dessa conexão seria da ordem de US\$ 5 bilhões, mais de duas vezes o custo do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. Aparentemente, sua eventual materialização requereria o atendimento de pelo menos quatro requisitos. Em primeiro lugar, uma decisão de política energética, a respeito da modalidade de ligação entre a região Norte e o restante do país: se os "linhões" já existentes de transmissão de energia elétrica alimentados por hidroelétricas, os quais poderiam ser expandidos no futuro; ou se um sistema misto, no qual se agregaria ao "linhão" um eventual duto gasífero Norte-Sul, que poderia servir de base para a construção de termoeletricas ao longo de sua extensão. Em segundo, a disponibilidade de substancial superávit da produção gasífera na região amazônica - o que, em princípio, se afigura viável. Em terceiro, o desenho

de um traçado para o duto que inclua unidades de consumo importantes entre as fontes produtoras do Norte e os centros de consumo do Sudeste, de modo a diluir os elevados custos de infra-estrutura. Por fim, e não menos importante, a existência de agentes econômicos dispostos a financiar o empreendimento.

Alguns trabalhos patrocinados pela Olade mencionam também, em caráter prospectivo, a possibilidade de uma interligação, em algum ponto da região Norte ou Centro Oeste do Brasil, entre fornecimentos procedentes da Bacia de Urucu, da vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano e de Camisea.¹¹ Equivaleria, assim, a uma ampliação da ligação gasífera entre o sistema gasífero do estado do Amazonas e as demais regiões do país, descrita no parágrafo precedente.

Muito embora se ressinta da ausência de estudos econômicos para determinar a existência, ou não, do interesse das empresas em patrocinar sua materialização, esse tipo de análise prospectiva se revela útil na visualização, em escala regional, das diferentes possibilidades de abastecimento de que dispõe o Brasil. Neste caso, em particular, chama a atenção o fato de que essa eventual “ligação Norte” poderia injetar volumes adicionais significativos de gás no mercado brasileiro, o que não apenas complementaria os fornecimentos do Cone Sul, como também reduziria a dependência brasileira diante deles. A julgar, no entanto, pelos elementos de análise hoje disponíveis, parece mais provável que a conexão brasileira com a vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano se inicie via fornecimentos de GNL de Trinidad e Tobago para os estados da região Nordeste.

Comportamento das reservas e da produção de gás natural. O déficit do abastecimento interno

Desde a introdução do gás natural na matriz energética nacional, na década de 1970, têm-se verificado aumentos expressivos tanto no volume de reservas, quanto na produção do insumo. As reservas provadas cresceram de 52,5 bilhões de metros cúbicos em 1980, para 92,7 bilhões de metros

¹¹Informação extraída de exposição intitulada “El gas natural en el Cono Sur: nuevas oportunidades de negocios”, apresentada por Francisco Figueroa de la Vega, em seminário realizado no âmbito da “Iniciativa Energética de las Américas”, em Port of Spain, Trinidad e Tobago, em 15 de junho de 1998.

cúbicos em 1985, e 228,7 bilhões em 1999. Por sua vez, a produção se elevou de 2,2 bilhões de metros cúbicos em 1980, para 5,4 bilhões em 1985; 9,9 bilhões em 1997, e 32,5 bilhões em 1999, conforme ilustrado pelo quadro abaixo.

Tabela 2

Ano	Reservas provadas (bilhões m ³)	Produção anual (bilhões m ³)	Relação reservas/produção (anos)
1980	52,5	2,2	23,8
1985	92,7	5,5	17,0
1990	172,2	6,7	27,4
1991	181,7	6,6	27,5
1992	192,5	6,9	27,6
1993	191,1	7,4	26,0
1994	198,8	7,8	25,6
1995	207,9	7,9	26,1
1996	223,7	9,2	24,4
1997	227,7	9,9	23,1
1999	228,7	11,8	19,4

Fonte: Petrobras

Entre 1990-97, dobrou a participação do gás natural na produção de energia primária no Brasil, tendo chegado a 5,1% em 1997. No entanto, levando-se em conta os fluxos de importação e exportação de energia primária, o gás natural respondeu em 1997 por apenas 2,6% da oferta primária de energia. Naquele ano, segundo o Ministério das Minas e Energia, a maior parte do consumo gasífero brasileiro foi no setor industrial, com destaque para os segmentos químico, siderúrgico, alimento/bebidas, têxtil e papel/celulose e cerâmica.

Apesar de expressivo, o crescimento das reservas e da produção domésticas mostrou-se insuficiente para atender à demanda do Sul-Sudeste, conforme apontado por Eliezer Batista em 1997:

De acordo com uma avaliação recente feita pela Petrobras, as regiões Sul-Sudeste-Centro Oeste do Brasil já enfrentam e continuarão a enfrentar no futuro previsível um sério desequilíbrio entre o suprimento doméstico de gás natural e a demanda ... As reservas acumuladas necessárias para suprir a demanda projetada para o ano 2000 (60,2 milhões de metro cúbicos por

dia) por um período de vinte anos seriam de 440 bilhões de metros cúbicos. Mesmo no cenário mais otimista da Petrobras, o suprimento doméstico ficará 35 milhões de metros cúbicos por dia abaixo da demanda do ano 2000 ... As reservas de gás da Bacia de Campos não são suficientes nem mesmo para a demanda de Minas Gerais e do Rio de Janeiro. As de Santos ainda não têm seu potencial levantado, mas não parecem capazes de se tornar uma grande fonte de suprimento a curto e médio prazo. (p. 66-7)¹²

Nessa mesma linha, a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, em relatório preparado em 1996, relativo ao planejamento energético para os próximos anos, ressaltava que

... for the deficits indicated in the 1997-99 period, there are no solutions through increasing supply, except the introduction of natural gas-fired thermoelectric units with simple cycle turbines and/or importation from Argentina, coming in through Itaipu, since these alternatives involve works that can be developed quickly, although they depend on complicated institutional arrangements in both cases... (De Paula, p. 118)

O déficit gasífero brasileiro pode ser atribuído a três razões principais. Em primeiro lugar, à insuficiência dos investimentos na expansão da produção. Estima-se que 75% das reservas de gás e petróleo por explorar estão localizadas *off-shore*, em profundidades muitas vezes superiores a 2.000 m. A magnitude dessa tarefa ultrapassa a capacidade de investimento do setor público, cujas limitações têm sido recorrentemente agravadas por severos cortes orçamentários.

Para sanar essa dificuldade, a ANP iniciou processo de licitação em dezembro de 1998, para a cessão de direitos de exploração de bacias sedimentares, o qual se consumou com grande êxito nos dias 14 e 15 de junho de 1999. Dentre os 27 blocos abertos à concorrência internacional, 23 eram *off-shore*; seis estavam localizados na Bacia de Campos e seis na Bacia de Santos. Como forma de estimular o interesse por esses blocos, as

¹²A previsão de 1997 da Petrobras, citada por Eliezer Batista, ficou muito longe da realidade, pois, como se viu na tabela acima, formulada com base em dados da empresa, embora a produção gasífera brasileira em 1999 tenha sido da ordem de 32,5 milhões de metros cúbicos diários, o consumo poderá alcançar os 20 milhões de metros cúbicos diários no final de 2000. Para se ter uma idéia da expressão relativa desse volume, em confronto com países de "tradição" gasífera, bastaria mencionar que, no início de 1999, o Reino Unido registrou uma produção diária da ordem de 350 milhões de metros cúbicos, e a Noruega de 164 milhões.

empresas vitoriosas nas licitações foram isentas de tarifas de importação para os equipamentos necessários à exploração (Arthur Andersen, p. 9-11). Calcula-se em US\$ 1,2 bilhão o montante dos investimentos nas áreas leiloadas. É significativo que a Petrobras tenha, sozinha ou em parceria com outras empresas, arrematado cerca da metade das áreas, o que parece indicar uma estratégia da companhia de reforçar sua presença no setor *upstream* do mercado gasífero nacional e limitar sua participação *downstream* ao segmento de transporte, sem entrar na distribuição (como se sabe, a Petrobras à última hora decidiu não participar do leilão da Comgas, aparentemente para não caracterizar uma presença “verticalizada” no mercado nacional). Essa política mudou recentemente, com a Petrobras participando em termogeração de energia elétrica e em algumas licitações de distribuição de gás, em parceria com a iniciativa privada.

Em segundo lugar, o impacto do Plano Real sobre o nível de crescimento da economia e a conseqüente pressão sobre o consumo de insumos energéticos. Esse processo foi particularmente intenso no setor elétrico. De acordo com o Plano Decenal de Expansão 1998-2007 da Eletrobras, entre 1990-94, o crescimento do PIB de 2,3% provocou um aumento do consumo de energia elétrica de 3,7%; entre 1995-97, a expansão do PIB em 3,6% aumentou o consumo de energia elétrica em 5,4% (p. 32). A desaceleração da taxa de crescimento da economia em 1998-99 apenas tornou menos dramático o problema do déficit elétrico brasileiro. De acordo com o ex-diretor de Planejamento da Eletrobras, Benedito Carraro,

... O sistema interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, para o quadriênio 1999-2002, apresenta custos marginais anuais de operação que superam o critério de planejamento para o horizonte decenal, cujo custo marginal de expansão para o período foi estimado em US\$ 35/mwh. Esta situação se deve ao fato de que não há mais tempo para expandir a oferta de energia elétrica de tal forma que sejam atendidos os critérios de planejamento. Estes custos já incorporam o esforço do setor elétrico em promover a implantação de projetos com características emergenciais no curtíssimo prazo, tais como as unidades térmicas de Cuiabá (480 mw), em Campo Grande (120 mw), a interligação com a Argentina (1.000 mw), a usina térmica de Uruguaiana (600 mw) e a implantação da interligação Norte-Sul ... Frente ao exposto, o setor elétrico deve envidar esforços no sentido de manter o cronograma de entrada em operação de cerca de 68 novas usinas geradoras

até o ano 2002, sob pena de comprometer a qualidade e a continuidade do suprimento de energia elétrica ao mercado consumidor ...¹³

A terceira causa do déficit gasífero brasileiro já transparece da resposta do ex-diretor de Planejamento da Eletrobras e diz respeito à crescente demanda de gás natural para a geração de energia elétrica. Isso se deve sobretudo à elevada eficiência do insumo nesse tipo de atividade, conforme apontado no capítulo anterior. No Brasil, esse processo se acentuou nos últimos anos, devido à progressiva diminuição do potencial hidroelétrico do Sul-Sudeste – onde se concentra a maior parte da atividade industrial do país – para a geração de eletricidade. Além disso, o nível historicamente alto das taxas de juros praticadas no país reforçou a competitividade das termoelétricas movidas a gás, devido ao tempo de construção (cerca de dois anos, em oposição aos 5-6 anos necessários para as centrais hidroelétricas) e a localização próxima aos centros de carga, o que limita os dispêndios com transmissões a longa distância. Segundo o Plano Decenal de Expansão 1998-2007 da Eletrobras, a energia hídrica respondia em 1997 por 96,8% da geração de energia elétrica no Brasil. Por outro lado, metade do potencial de recursos hídricos por explorar situa-se na região Norte, cabendo ao Sudeste apenas 23% e ao Sul 16%. Em conseqüência, o Plano Decenal 1998-2007 prevê que a expansão termoelétrica do período deverá se basear tanto no potencial hidroelétrico, quanto no termoelétrico, e que, neste último segmento, o crescimento se dará fundamentalmente a partir do gás natural, carvão mineral e, marginalmente, dos derivados de petróleo.

Configurada a insuficiência da oferta gasífera brasileira para atender à demanda, havia, grosso modo, duas opções de suprimento externo: via GNL, o que requereria a construção de usinas de regaseificação; ou via gás transportado por dutos. Ambas as opções haviam sido contempladas no passado. Na década de 1980, a Construtora Norberto Odebrecht já havia proposto a compra de GNL argelino, vinculadamente à exportação de bens e serviços brasileiros. Posteriormente, foi também considerada a importação de GNL procedente da Bacia Austral, na Argentina. No entanto, nenhuma das duas prosperou. Com relação ao gás transportado por duto, ressaltavam os entendimentos com a Bolívia, que se arrastavam intermitentemente há

¹³Informações obtidas em entrevista com o autor em março de 1999. Registre-se que, em maio de 2000, o número de usinas geradoras previstas para entrar em operação em 2002 havia se reduzido, segundo informação da Petrobras, de 68 para 49.

muitos anos. A partir da década de 1980, cogitou-se também da possibilidade de transportar por duto o gás natural argentino e peruano.

Do ponto de vista econômico, o gás transportado por dutos tem uma vantagem competitiva em relação ao GNL, desde que conte com fornecimentos expressivos, a custos competitivos, num horizonte de longo prazo. A avaliação da Petrobras foi a de que o gás boliviano, mais do que o argentino, ou o peruano, era, num primeiro momento, o que melhor atendia a esses requisitos, embora persistissem, à época da negociação do contrato básico, em fevereiro de 1993, e mesmo alguns anos depois, dúvidas quanto à capacidade das reservas bolivianas de atender à demanda brasileira durante os vinte anos de vigência daquele instrumento. A opção boliviana não excluía, no entanto, em fase posterior, o recurso ao gás argentino e ao peruano.¹⁴

A integração gasífera com a Bolívia. O papel do Brasil na superação do “gargalo” reservas-mercado-infra-estrutura

Aspectos gerais

Assim como a descoberta da Bacia de Campos está associada à infância do mercado gasífero no Brasil, o gasoduto com a Bolívia assinala o início de sua vida adulta. Do ponto de vista de política de integração regional, o projeto constitui prova eloqüente da capacidade do mercado brasileiro de funcionar como “âncora” para a atração de investimentos produtivos para o setor energético do Cone Sul, com efeitos diretos sobre a integração gasífera com a Argentina e, no médio-longo prazo, possivelmente também sobre o Peru e com a vertente gasífera setentrional.

A circunstância de esse processo se estruturar com base na infraestrutura de dutos, e não por meio das plantas de regaseificação de GNL,

¹⁴A argumentação da maior atratividade econômica do gás boliviano em relação aos concorrentes argentino e peruano foi exposta pelo negociador-chefe da Petrobras para o projeto do gasoduto Brasil-Bolívia, engenheiro Antônio Luis Menezes, ao então subsecretário geral para Assuntos de Integração, Econômicos e de Comércio Exterior, embaixador José Artur Denot Medeiros, no Itamaraty, em 15 de março de 1995. Uma das vantagens atribuídas à opção boliviana era a relativa facilidade de futuras ligações com os sistemas gasíferos argentino e peruano. A reunião tinha como objetivo coordenar a posição brasileira nas negociações do Segundo Aditivo ao contrato com a Bolívia, as quais foram finalizadas durante visita que o ex-presidente Gonzalo Sanchez de Lozada fazia ao Brasil, na semana seguinte.

constitui importante traço diferenciador em relação às iniciativas regionais tomadas anteriormente pelo Brasil na área de petróleo, no sentido de direcionar para os produtores da área – sobretudo para a Argentina e Venezuela – parcela substancial do seu abastecimento externo. Diversamente do petróleo e em menor escala do GNL, o gás natural transportado por meio de dutos não dispõe de um mercado *spot*, o que implica uma relação muito mais estreita de interdependência entre as fontes produtoras e os centros de consumo. Além disso, o transporte por dutos pode ser conectado a outras redes gasíferas e induz a capilaridade dos fornecimentos, o que contribui para viabilizar o atendimento de localidades carentes de abastecimento energético, sobretudo daquelas mais distantes das zonas litorâneas.

Do ponto de vista boliviano, o mercado brasileiro era o único capaz de proporcionar uma solução para o triplice gargalo insuficiência das reservas – ausência de mercado consumidor – deficiência na rede de infra-estrutura, o qual entorpecia o mercado gasífero boliviano desde a virtual paralisação das exportações para a Argentina.

Reservas

Quando da assinatura do contrato básico entre a Petrobras e a YPF, em fevereiro de 1993, havia grande preocupação quanto à capacidade boliviana de atender ao cronograma previsto de fornecimentos, durante o prazo de vinte anos. Em nota enviada ao ministro de Estado das Relações Exteriores, em 9 de fevereiro de 1996, o então presidente da Petrobras apontava um volume de reservas bolivianas provadas de 85 bilhões de metros cúbicos, suficientes para atender ao projeto durante 15 anos. Para os cinco anos restantes, a Petrobras contava com a elevação à categoria de “provadas” das reservas “prováveis” (à época estimadas em 30 bilhões de metros cúbicos) e “possíveis” (que seriam da ordem de 27 bilhões de metros cúbicos). O cenário mais otimista de 1996 apontava, portanto, um total de reservas provadas bolivianas da ordem de 142 bilhões de metros cúbicos.

Vale registrar, a propósito, que, durante as negociações do Segundo Aditivo ao contrato, em agosto de 1995, no Rio de Janeiro, o então secretário de Energia da Bolívia, Mauricio Gonzalez, solicitou que a produção da Bacia de Campos pudesse ser usada para complementar uma eventual incapacidade boliviana de atender aos compromissos assumidos com o Brasil.¹⁵

¹⁵ Arquivo do MRE.

À época, a limitação das reservas decorria sobretudo da falta de mercado para o gás boliviano, o que, por sua vez, restringia os investimentos na recuperação dos campos existentes e na exploração de novas províncias gasíferas. Essa dificuldade se intensificou à medida que a Argentina, que era o principal destino das exportações gasíferas bolivianas, se tornava auto-suficiente na produção do insumo. O progressivo fechamento do mercado gasífero argentino, que chegou a responder por 60% do total das receitas bolivianas de exportação, constituiu duro golpe na já fragilizada economia boliviana.¹⁶

Do ponto de vista econômico, a Bolívia contou com três instrumentos principais para expandir suas reservas gasíferas. O primeiro foi o plano de reestruturação econômica implementado a partir de 1985 (“nova política econômica”), no governo Paz Estensoro, o qual teve seqüência no governo seguinte de Gonzalo Sanchez de Lozada (que, como ministro de Paz Estensoro, havia sido responsável pela condução do referido plano) e na atual administração Banzer. O segundo consistiu na capitalização da YPFB, do que resultou a divisão da companhia em três unidades separadas, sendo uma na área de transporte (controlada pela Enron e pela Shell) e as restantes no setor de exploração (Chaco, controlada pela BP Amoco, e pela Andina, controlada por um *pool* de produtores argentinos). O terceiro instrumento, concebido pela Petrobras, foi o mecanismo do *transportation capacity option* (TCO), originalmente acordado em agosto de 1995, durante a negociação do Segundo Aditivo ao contrato de fevereiro de 1993, e incorporado com algumas modificações ao contrato definitivo de compra e venda do gás, firmado em agosto de 1996, no Rio de Janeiro.

Muito embora a capitalização da YPFB tenha sido um fator importante para a atração de investimentos estrangeiros, na medida em que criou uma moldura jurídica compatível com os novos planos de expansão do setor gasífero boliviano, seus efeitos teriam sido insignificantes, ou mesmo nulos na ausência do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. Sob esse aspecto, é

¹⁶Segundo Maria Luíza Viotti, as exportações gasíferas bolivianas para a Argentina, após atingirem o nível máximo de US\$ 382 milhões em 1982, contraíram-se para US\$ 90,2 milhões em 1993. Entre os analistas do quadro energético regional, parece existir o consenso de que a manutenção das importações gasíferas feitas pela Argentina à Bolívia, ainda que em volumes menores, se deveu a razões de natureza política.

importante ter presente que, tendo sido concebido e implementado sob a normativa do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia, independentemente do processo de capitalização, o TCO transmitiu um importante voto de confiança da Petrobras no potencial das reservas bolivianas, o que, por sua vez, reforçou significativamente a atratividade do processo de capitalização boliviano para os investidores internacionais.

Com duração de quarenta anos, o TCO é um contrato de compra antecipada de parte da capacidade de transporte do duto, para volumes superiores em 6 milhões de metros cúbicos diários àqueles estipulados no contrato básico. A Petrobras é a titular dessa capacidade adicional de transporte.

O preço na boca do poço para os fornecimentos adicionais ao contrato básico realizados sob a modalidade do TCO foi fixado em US\$ 1,20 por milhão de *British thermal unit* (BTU), acima, portanto, do preço básico de referência do contrato de fevereiro de 1993, de US\$ 0,95 por milhão de BTU. A tarifa de transporte desses volumes adicionais é limitada, no entanto, a US\$ 0,08 por milhão de BTU, que equivale ao componente de custo operacional da tarifa total de transporte, de US\$ 1,60 por milhão de BTU (a parcela restante não incidente sobre o transporte, no valor de US\$ 1,52, se refere à amortização do investimento em infra-estrutura).

Ao longo dos seus primeiros vinte anos, o TCO remunerará tarifas de transporte de gás da ordem de US\$ 383 milhões, que serão pagos pela Petrobras, com financiamento do BNDES, às empresas transportadoras do lado brasileiro e boliviano, à medida que os fornecimentos realizados sob esse instrumento forem sendo efetuados.

A introdução do TCO viabilizou a ampliação do diâmetro do duto no trecho Rio Grande (na Bolívia)-São Paulo para 32 polegadas, com capacidade para escoar até 30 milhões de metros cúbicos diários. Com isso, o gasoduto Brasil-Bolívia se habilita a transportar volumes mais elevados, tanto de gás boliviano, quanto do gás da Bacia Noroeste da Argentina e, eventualmente, de Camisea, caso prevaleça a idéia de escoar o gás peruano por meio da rede de dutos em território boliviano (*vide* Seção “A fronteira gasífera peruana” deste capítulo). Nesse sentido, o contrato definitivo firmado em agosto de 1996, na Cláusula 4.3, estende à Petrobras:

a opção de compra, sempre e quando exista a disponibilidade correspondente, com preferência em relação a terceiros, de quantidades adicionais de gás, não requeridas para o mercado interno boliviano, provenientes ou não de novas descobertas na Bolívia, até o limite de 30 milhões de metros cúbicos diários.

A Cláusula 21.2, por sua vez, estipula que “ a Petrobras terá preferência em relação a terceiros no fornecimento de gás ao Brasil, para o gás proveniente de campos na Bolívia, nos quais a Petrobras, diretamente e/ou através de suas subsidiárias, tenha participação ... ”.¹⁷

Em que pese às críticas feitas ao TCO¹⁸, não se pode ignorar que, desde sua inclusão no marco normativo do projeto, as reservas bolivianas registraram expressivo aumento. Segundo dados fornecidos pela Gaspetro em abril de 2000, o total das reservas provadas já alcança atualmente 714 bilhões de metros cúbicos (cerca de quatro vezes maior do que os 142 bilhões de metros cúbicos do cenário otimista de 1996), com reservas prováveis adicionais de 429 bilhões de metros cúbicos (perfazendo um total superior a 1,1 trilhão de metros cúbicos, entre reservas provadas e prováveis). Das reservas provadas de 714 bilhões de metros cúbicos, os poços de San Alberto e Santo Antonio – nos quais a Petrobras detém direitos de produção, juntamente com as empresas Andina e Total – detêm isoladamente cerca de 200 bilhões de metros cúbicos. Esses dois únicos poços bolivianos possuem, portanto, um volume de reservas provadas pouco inferior ao total das reservas provadas brasileiras, da ordem de 228 bilhões de metros cúbicos.

Mercado

A equação econômica do gasoduto Brasil-Bolívia foi inicialmente formulada com base na âncora da demanda da indústria brasileira, a qual, por si só, já justificava economicamente a extensão do traçado até o Rio

¹⁷A Petrobras participa há vários anos de atividades de pesquisa e exploração na Bolívia, o que lhe propiciou importante conhecimento do mapa geológico do país e, como se verá mais adiante, expressivos resultados concretos.

¹⁸A principal crítica era a de que o TCO reforçava o controle que a Petrobras já exercia sobre o nascente mercado gasífero brasileiro, o que poderia onerar o déficit público e inibir os efeitos esperados do programa de privatização.

Grande do Sul.¹⁹ No entanto, o escopo do projeto foi substancialmente ampliado a partir dos planos de intensificação do uso do gás natural na geração de energia elétrica no Brasil. A edição de 9 de setembro de 1997 da *Gazeta Mercantil* identificou 21 projetos de termoeletricas movidas a gás natural no país, com uma potência total instalada de 6,25 mil megawatts, equivalentes a 10% da capacidade total de geração do País. Segundo a edição da *Petroleum Review* de abril de 1998, “... *Some 5% (11 billion of cubic meters yearly) of Brazil’s total energy requirements are expected to be met by Bolivian gas in 2005, following the commissioning of the US\$ 1,9 bn, 2,908 km Bolivia-Brazil pipeline*”.

A Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia prevê que o consumo do Sul-Sudeste-Centro Oeste de gás natural em 2008 poderá elevar-se a 80 milhões de metros cúbicos diários, sendo 15 milhões de metros cúbicos diários providos pela produção doméstica e os restantes 65 milhões divididos em parcelas iguais entre a Argentina e a Bolívia. Desse volume de 80 milhões de metros cúbicos diários, 60% seriam destinados à geração termo-elétrica e 40% às indústrias.

O gás natural boliviano terá três faixas diferenciadas de preço. Para os volumes que integram o chamado contrato básico, entre 8-16 milhões de metros cúbicos diários, o preço é de US\$ 2,55 por milhão de BTU²⁰, sendo US\$ 0,95 por milhão de BTU relativo ao gás na boca do poço e US\$ 1,60 por milhão de BTU pelo transporte. No entanto, para os primeiros quatro anos, ficou definido um preço máximo equivalente a 85% do preço do óleo combustível do tipo 1A.²¹ Para os volumes relativos ao *transport capacity*

¹⁹Segundo o *Preliminary Information Memorandum* do CS First Boston, de novembro de 1996, os estudos de mercado revelaram que “... *a relatively small number of large industrial customers account for a large proportion of energy consumption. It is considered that as few as 1,000 large industrial customers in the region [Sul e Sudeste] could constitute a demand of 20 MMCMD by 2005. Medium and small industries and large commercial customers could contribute 10% to this figure*” (p. 34).

²⁰BTU é a abreviação correntemente usada para *British thermal unit*, unidade térmica definida como a quantidade de calor necessária para elevar de 1 grau F. a temperatura de 1 libra de água.

²¹De acordo com a Portaria DNC-24, de 7.06.94, o preço do gás natural nacional vendido às concessionárias é, no máximo, 75% do preço do óleo combustível 1A, com alto teor de enxofre. A fixação do teto de 85% do óleo combustível para o gás boliviano contribui, portanto, para preservar sua competitividade em relação ao gás natural nacional, objetivo particularmente importante numa eventual conjuntura de instabilidade da política cambial.

option (TCO), o preço deverá girar em torno de US\$ 2,20 por milhão de BTU. Para os volumes restantes adicionais, não foi ainda fixado um preço.

Em setembro de 1999, foram estabelecidos os seguintes critérios para a fixação do preço do gás natural a ser utilizado na geração de energia elétrica:

- a) Para o Sul-Sudeste e Centro Oeste, haverá um *mix* de preços envolvendo o gás brasileiro e o importado, cujo preço médio não deverá ultrapassar o equivalente, em reais, a US\$ 2,26/mmbtu, para contrato de vinte anos. Os preços serão variáveis a cada ano, dependendo da maior ou menor disponibilidade de gás brasileiro;
- b) Para o Nordeste, o preço médio será também o equivalente, em reais, a US\$ 2,26/mmbtu, para contratos de vinte anos, com a diferença que, nos cinco primeiros anos, o gás será totalmente nacional, e cotado a US\$ 1,94/mmbtu.

De acordo com levantamento realizado pela Gerência de Gás (Gegas) da Petrobras, relativamente às cotações internacionais, o gás boliviano se situa aproximadamente no nível daquele praticado nos países da Europa Ocidental, acima dos preços da América do Norte, porém abaixo daqueles da Ásia Oriental.²²

Segundo estimativas do Vice-Ministério de Hidrocarburos da Bolívia, o projeto com o Brasil propiciará exportações gasíferas no seu primeiro ano de funcionamento da ordem de US\$ 125 milhões, equivalentes a cerca de 11% do fluxo total de exportações bolivianas em 1997. De acordo com a mesma fonte, no quinto ano de operação do projeto, as receitas de exportação gasífera para o Brasil poderão elevar-se a US\$ 500 milhões. Esse reforço das contas externas se traduzirá num maior poder de compra por parte da

²²O documento é de autoria do gerente da Gegas, Paulo Roberto Costa, foi publicado em novembro de 1998 e se intitula "Política de preços para o gás natural". Os preços de referência apresentados são os seguintes:

- preço básico de referência do gás boliviano nos *city gates* brasileiros: US\$ 2,6 por milhão de BTU;
- preço médio na América do Norte, em 1995: US\$ 1,4 por milhão de BTU;
- preço médio na Europa Ocidental, em 1995: para os países do Norte, US\$ 2,8 por milhão de BTU; para os países centro-orientais, US\$ 2,6 por milhão de BTU; e para os países do Sul, US\$ 2,6 por milhão de BTU;
- preço médio na Ásia Oriental: US\$ 3,4 por milhão de BTU.

Bolívia, com reflexos potencialmente favoráveis à expansão dos fluxos comerciais com o Mercosul, com o qual a Bolívia concentra cerca de 50% de suas fluxos de comércio exterior.²³

Graças ao crescimento do seu potencial de produção gasífera, a Bolívia tem procurado abrir seu leque de oportunidades de exportação e, nesse sentido, mantém entendimentos com o Paraguai e o Chile. As tratativas com o Paraguai parecem pouco viáveis, tendo em vista a oferta subutilizada de energia hídrica naquele país e os investimentos necessários à criação da infra-estrutura para a venda do gás. No Chile, o gás boliviano se agregaria ao argentino, na geração de energia elétrica e como combustível para a indústria mineral.

A Bolívia tem também procurado explorar seu potencial de exportação de energia elétrica gerada a partir do gás natural para o Brasil e para o Peru.

Infra-estrutura de dutos

A rede de dutos do gasoduto Brasil-Bolívia habilitará ambos os países a redimensionar o peso do gás natural nas suas respectivas estratégias de desenvolvimento doméstico e de inserção no plano regional.

Do ponto de vista da Bolívia, além de viabilizar o acesso ao mercado brasileiro, o gasoduto reforça sua pretensão de se tornar um importante eixo energético sub-regional. O projeto do gasoduto com o Brasil credencia a Bolívia como uma atraente opção para o escoamento para o mercado brasileiro tanto do gás do Noroeste da Argentina, quanto do gás de Camisea.

Para o Brasil, a rede de dutos do projeto com a Bolívia constitui a espinha dorsal do seu sistema de transporte gasífero, com grande potencial de estímulo sobre a produção doméstica — sobretudo das Bacias de Campos e de Santos — e sobre a oferta exportadora dos países vizinhos, que poderão planejar investimentos em pesquisa e exploração contando de antemão com a segurança da existência da rede de infra-estrutura para o escoamento de sua produção no mercado brasileiro.

²³O dado sobre a distribuição do comércio exterior boliviano se refere a 1997 e foi obtido do *Bolivia - country profile*, edição anual de 1998, publicada em janeiro de 1999 pelo The Economist Intelligence Unit.

Com uma extensão total de cerca de 3.500 km, o gasoduto Brasil-Bolívia cortará cinco estados (sete, se incluídas as ramificações para o Rio de Janeiro e Minas Gerais) e 135 municípios. Segundo o comunicado de imprensa divulgado pela Petrobras, por ocasião da entrada em operação do projeto, em 9 de fevereiro de 1999, o traçado atende a um mercado que corresponde a 82% da produção industrial brasileira, 75% do PNB e 71% do consumo energético do país.

A construção da rede de dutos do lado boliviano do gasoduto com o Brasil foi favorecida pela assinatura de dois instrumentos bilaterais. O primeiro foi o Contrato de Pagamento Antecipado que a Petrobras firmou com a YPFB em agosto de 1996. Nos termos do referido contrato, a Petrobras concedeu financiamento em condições compatíveis àquelas praticadas pelas instituições multilaterais de crédito à construção do duto do lado boliviano, em contrapartida a futuros pagamentos da tarifa de transporte do gás no trecho boliviano. Essa iniciativa da Petrobras foi decisiva para solucionar a questão do financiamento, a qual será analisada no Capítulo 3. O segundo – com efeito maior sobre o lado brasileiro do gasoduto, devido ao montante maior de recursos envolvidos na sua execução – foi o Acordo para a Isenção de Impostos Relativos à Implementação do Projeto do Gasoduto Brasil-Bolívia, celebrado em 5 de agosto de 1996, o qual isentava de impostos todos os bens e serviços utilizados na construção do gasoduto.

O gás na Argentina

Quadro físico

As reservas argentinas, na sua maior parte constituídas de gás não-associado (ou seja, nas quais o gás é o recurso predominante, e não o petróleo), estão distribuídas em cinco bacias sedimentares, conforme abaixo indicado:

Tabela 3

Bacia	Gás (milhão m ³)	% do total	Petróleo (mil m ³)	% do total
Noroeste	172.063	25,2	19.783	4,7
Cuyana	806	0,1	35.989	8,6
Neuquen	329.157	48,1	175.727	42,2
Sao Jorge	21.649	3,2	159.700	38,3
Austral	160.301	23,4	25.535	6,1
TOTAL	683.796		416.734	

Fonte: Secretaria de Energia da Argentina

Segundo estimativas da Olade, a relação reservas-produção das jazidas gasíferas argentinas é de cerca de 18 anos (para o petróleo, essa relação é de cerca de apenas oito anos).

A análise da tabela acima revela que:

a) As reservas gasíferas não apresentam a mesma uniformidade de distribuição geográfica das petrolíferas (o que se explica devido ao fato de serem em sua maior parte não-associadas);

b) Embora as reservas de Neuquen sejam as mais ricas, tanto em gás, quanto em petróleo, as principais fronteiras de expansão da produção gasífera se acham nas Bacias Noroeste e Austral, respectivamente nos limites setentrional e meridional do país, com população e atividade econômica mais rarefeita. Em contrapartida, a fronteira imediata de expansão da produção petrolífera se acha na Bacia de Cuyana, próxima a Neuquen e da província de Buenos Aires, onde se concentra a maior da população e atividade econômica na Argentina.

Segundo informações prestadas por técnicos da British Gas, o governo argentino procurará priorizar a utilização dos fornecimentos das reservas gasíferas de Neuquen para o consumo doméstico e, na maior extensão possível, destinar as reservas Noroeste e Austral para abastecer terceiros mercados. Para tanto, a grande dificuldade de curto prazo enfrentada pela parte argentina não reside no volume das reservas gasíferas, mas na ausência de um mercado consumidor expressivo para o insumo, em condições de lastrear os investimentos necessários à expansão das reservas, ao aumento da produção e à montagem da infra-estrutura necessária ao seu escoamento. Devido à facilidade de ligação com o gasoduto Brasil-Bolívia, as reservas do Noroeste argentino são as que apresentam melhores condições de acesso ao mercado brasileiro. No entanto, a entrada em operação do duto que transportará o gás argentino ao Rio Grande do Sul poderá facilitar também o escoamento do gás da Bacia Austral.

A avaliação dos técnicos da British Gas é a de que o mercado brasileiro, e em menor escala o chileno, constituem potencialmente o principal destino das exportações argentinas. Isso se deve a duas razões principais. Em primeiro lugar, a magnitude da demanda brasileira poderia servir de

garantia aos investimentos necessários ao aproveitamento do potencial exportador das Bacias Noroeste e Austral – a exemplo do que ocorreu, em circunstâncias distintas, na Bolívia. Em segundo porque, seja por razões geográficas (distância relativa dos principais mercados consumidores gasíferos hemisféricos e extra-regionais), seja geológicas (potencial relativamente limitado das reservas argentinas, em comparação com o de concorrentes como Nigéria, Argélia, Líbia e países do Oriente Médio e da ex-União Soviética), os eventuais planos de exportação de GNL para mercados fora do Cone Sul parecem carecer de viabilidade econômica. Essas circunstâncias praticamente tornam o excedente gasífero argentino cativo do mercado brasileiro e, em menor escala, do chileno e uruguaio.

O papel do gás natural nas políticas de desenvolvimento da Argentina

A introdução do gás natural na matriz energética argentina teve início na década de 1960, no âmbito de uma estratégia deliberada de desenvolvimento de fontes alternativas ao petróleo. Em julho de 1968, foi assinado o primeiro contrato de compra de gás natural boliviano, cujos fornecimentos tiveram início em 1972. Além de contribuir para regularizar o abastecimento interno, o gás boliviano deu maior rentabilidade ao gasoduto já existente, que se estendia entre a fronteira dos dois países e Buenos Aires, e que operava com capacidade ociosa, devido ao reduzido nível das reservas então conhecidas na Bacia do Noroeste argentino (Viotti, Notas complementares, p. 1-2).

Em que pese à crônica descontinuidade das políticas energéticas anteriores ao período Menem — quando o monopólio da YPF vigorou de forma intermitente, em função da corrente política dominante — a Argentina praticamente atingiu a auto-suficiência energética no final dos anos 70. Persistiam, no entanto, sérias dificuldades à expansão do sistema energético argentino, dentre as quais a fraca capacidade financeira das empresas do setor e a distância entre as fontes de produção e os centros de consumo (Zylberstajn, p. 62).

A área energética iniciou uma substancial reestruturação no primeiro governo Menem, quando a Argentina se tornou o primeiro país latino-americano a adotar uma política deliberada de abertura dos seus setores de petróleo e gás aos investimentos estrangeiros. A exemplo do que ocorreu

no Brasil e na Bolívia, a liberalização do setor energético argentino foi parte de uma estratégia mais ampla de reestruturação econômica, via controle dos gastos públicos, programas de privatização e tentativas de racionalização dos serviços públicos. Essas medidas tinham como principal objetivo fortalecer a capacidade do setor privado de realizar os investimentos necessários à geração de um excedente exportável de gás e petróleo e valeram-se dos seguintes mecanismos principais (Kozulj *et alli*, p. 107):

a) Privatização da YPF, em 1993. Em consequência, 20,3% das ações ficaram naquela ocasião em mãos do governo; 65% com investidores privados; 10% com um fundo de pensão dos empregados da empresa; e 4,7% em poder das cinco províncias argentinas produtoras. No primeiro semestre de 1999, a espanhola Repsol adquiriu o restante das ações controladas pelo governo.

b) Desregulação da atividade produtiva, para propiciar a concorrência. A regulação das atividades *upstream* é exercida pela Secretaria de Energia, a quem cabe, dentre outras tarefas, autorizar as exportações (por preceito legal, estas não podem colocar em risco o abastecimento doméstico). Nas operações *downstream*, a regulação é exercida pelo Ente Regulador del Gas (Enargas). Em princípio, os preços são fixados livremente, sem que haja discriminação entre aqueles que vigoram no mercado doméstico e os de exportação. No entanto, a Secretaria de Energia procura compatibilizar o preço do gás exportado com o dos combustíveis substitutos no mercado consumidor estrangeiro. É garantida a liberdade de acesso de terceiros à capacidade ociosa de funcionamento dos dutos (um produtor, por exemplo, pode alugar a capacidade não-utilizada de transporte de um duto de propriedade de um terceiro, como forma de facilitar o escoamento de sua produção e favorecer o atendimento do consumidor). É proibida a “integração vertical”, pela qual uma empresa controle diferentes elos da cadeia econômica (ou seja, um produtor de gás não pode controlar o transporte do insumo, ou sua distribuição para os consumidores finais). Dentro desse espírito, a infra-estrutura de transporte de gás foi dividida entre duas empresas distintas (Transportadora de Gas del Norte (TGN) cujo operador e um dos controladores é a canadense Nova Corp, hoje a TransCanadá; e a Transportadora de Gas del Sur (TGS) cuja operadora/controladora é a norte-americana Enron). A rede de

distribuição, por sua vez, foi dividida entre oito empresas, dentre as quais a Metrogas, subsidiária da British Gas, que é a responsável pelo abastecimento da zona central de Buenos Aires. Apesar disso, as principais empresas que atuam no setor energético argentino têm presença importante em vários elos da cadeia econômica, conforme apontado pelo estudo de Nicolás Gadano, patrocinado pela Cepal (p. 61):

La integración vertical desde la producción de petróleo y gas hacia la petroquímica y la generación eléctrica están presentes en las principales compañías ... YPF adquirió Petroquímica La Plata, tiene una participación en el Polo de Bahía Blanca y está desarrollando dos importantes proyectos petroquímicos: el Mega y Petrofertil. En el mercado eléctrico, YPF está desarrollando proyectos de cogeneración en algunas de sus refinerías y en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca. Perez Companc, un holding con actividades sumamente diversas, participa prácticamente en todos los subsectores del sector energético. Además de ser socia de YPF en el proyecto Petrofertil, posee el 100% de PASA y posee intereses en Unistar, Petroquímica Cuyo, Refinor y Refisan. En el mercado gasífero, la producción está integrada con participación accionaria en transporte (Transportadora de Gas del Sur) y distribución (Metrogas). En el mercado eléctrico, Pérez Companc posee participación en los tres tramos de la cadena: en generación posee un pequeño porcentaje en Central Costanera y recientemente invirtió US\$ 230 millones para la construcción de una termogeneradora de ciclo combinado

(Genelba) de 660 mw de potencia cerca de Buenos Aires. En transporte adquirió acciones de Transener (líneas de alta tensión), y en distribución en Edesur, una de las compañías que sirve la ciudad de Buenos Aires.

c) Conversão de antigos contratos da YPF em regimes de concessão e associação. A concessão se aplicou aos contratos pré-existentes nos quais o preço do gás ou do petróleo era superior à cotação internacional; a associação para os casos em que o preço era inferior. Essas duas modalidades se aplicaram tanto às áreas centrais (nas quais as explorações já se encontravam em estágio mais avançado), quanto às marginais. Os conglomerados econômicos com predomínio de capital argentino (CE) detiveram parcela substancial dos contratos firmados sob essas novas modalidades:

La captación de los principales pozos petroleros y e de gas natural y las refinerías permitió un fuerte crecimiento de alguns grupos, como Pérez Companac, Techint Y SCP. Considerando que YPF controla 64% de las reservas de petróleo y 42% de las de gas, la importancia de los CE queda demostrada al constatar que los cinco CE que le siguen detentan 18% de las reservas petroleras y 23% de las de gás natural. Las empresas restantes son extranjeras y varias de ellas están asociadas con los CE en inversiones específicas. (Peres, p. 108)

d) Modificação da política tributária aplicada ao setor de gás e petróleo. O número de tributos incidentes sobre a cadeia econômica dos dois insumos passou de quatro para dois, e a carga tributária de 49% do total das operações entre 1984-88, para menos de 37% depois de 1992. Mudou também o destino dos recursos arrecadados:

... la legislación modificó el destino de los fondos provenientes de estos impuestos. Antes de la desregulación petrolera financiaban, a través de distintos mecanismos, obras de infraestructura eléctrica e vial, los ferrocarriles y el sistema de seguridad social. El Tesoro Nacional percibía sólo alrededor del 21.5% de lo recaudado. Tras la desregulación en 1992, el Tesoro Nacional percibió casi el 60% del total, el Fondo Nacional de la Vivienda el 30% y las provincias sólo em 10% restante, con el cual estas últimas deberán atender las obras viales y el desarrollo eléctrico. El mecanismo prevé una progresiva mayor participación de las provincias a mediano plazo, pero anuló totalmente las fuentes de financiamiento de obras de infraestructura eléctrica y vial a nivel nacional. Las regalías pagadas a las provincias donde se hallan localizados los recursos hidrocarburíferos tuvieron un continuo deterioro tras la aplicación de la nueva política petrolera. Las regalías unitárias expressadas en moeda local disminuyeron así en alrededor de un 25% entre 1992 e 1990, pero en 1990 eran poco menos de la mitad de las que habían sido en promedio entre 1984 y 1989. Estas cifras expressadas en dólares corrientes disminuyeron sin embargo en menor medida debido al retraso cambiario ... (Kozulj et alli, p. 121-2)

A desregulação do setor energético argentino contribuiu para reforçar a atratividade do país aos investimentos estrangeiros; propiciou expressivos aumentos na produção de gás natural (de 23 milhões de metros cúbicos em 1990 a 30 milhões de metros cúbicos em 1995) e de petróleo (de 28 milhões de metros cúbicos a 45,5 milhões, no mesmo período); proporcionou melhor

acesso das empresas argentinas dos setores de gás e petróleo às fontes de financiamento internacional; e facilitou a expansão das mesmas em mercados regionais (sobretudo no Brasil e no Chile) e extra-regionais (a YPF adquiriu em 1995 a petroleira Maxus Energy, sediada em Dallas, EUA, proprietária de campos produtores de gás e petróleo nos EUA, Indonésia, Bolívia, Equador e Venezuela) (Peres, p. 93). Afora isso, atribuiu continuidade à condução da política energética argentina, a qual padeceu no passado, como se mencionou anteriormente, de seguidas mudanças de curso, e gerou uma redistribuição da renda entre os diferentes agentes econômicos do setor. Segundo Gadano (p. 59),

... la reforma se tradujo en una mejora de los indicadores de desempeño sectorial, con mayores niveles de inversión, producción y eficiencia. El proceso generó también importantes cambios en la participación de los distintos actores en la renta generada por los hidrocarburos, siendo uno de los principales los consumidores (incluyendo quienes utilizan a los hidrocarburos como insumos), que dejaron de recibir productos a precios subsidiados. Como contrapartida, el Estado se libró de la carga que esos subsidios representaban, en términos de pérdidas en las empresas estatales involucradas. En este sentido, Gerchunnoff y Coloma estimaron que en 1988 la renta gasífera se distribuía en un 17% para los productores, un 128% para los consumidores y un -45% (renta negativa) para el Estado. En 1992, con la desregulación y privatización, los porcentajes cambiaron a 34% para los productores, 19% para el Estado (a través de regalías e otros impuestos) e 47% para los consumidores.

Por outro lado, os críticos da desregulamentação no setor energético argentino, como Kozulj *et alli*, ressaltam duas deficiências na sua aplicação.

A primeira se refere ao parcial esgotamento da capacidade do governo argentino de realizar obras de infra-estrutura, devido à transferência dessa responsabilidade às províncias e, por extensão, ao próprio mercado energético, que será praticamente o provedor de última instância dos recursos dos investimentos requeridos. Segundo Kozulj *et alli*,

... Con la modificación tributaria han desaparecido las fuentes más seguras y previsibles con las que contaba el Estado para afrontar inversiones en el sector energético y vial. Esto significa que si el sector privado a cargo

de la exportación de estos sectores recientemente privatizados no reacciona positivamente frente a inversión, el país se hallará a mediano plazo en un serio problema de subinversión en infraestructura de vital importancia para el desarrollo e integración del país. (p. 125)

A segunda diz respeito ao objetivo governamental de colocar a desregulamentação na área energética a serviço da geração de excedentes exportáveis de petróleo e gás natural, o qual seria incompatível com o nível das reservas argentinas daqueles insumos. À época da desregulamentação, a relação reservas-produção das jazidas petroleiras do país girava em torno de sete anos; hoje, segundo dados da Olade, teria crescido para não mais de nove anos. Esse quadro não pode ser considerado definitivo, na medida em que a maior atratividade do país aos investimentos estrangeiros poderá levar a um aumento das reservas, como ocorreu com as reservas gasíferas da Bolívia, após a assinatura do contrato de fornecimento com o Brasil, em fevereiro de 1993. Além disso, a Argentina dispõe ainda de importante potencial hidroelétrico apenas parcialmente integrado à oferta energética do país, como Yaciretá e Bermejo, e de uma rede elétrica que se estende por praticamente todo o país, o que não deixa de facilitar o aproveitamento da energia hídrica. No entanto, na ausência de fatos novos, a baixa relação reservas-produção do petróleo argentino é motivo de preocupação do ponto de vista do processo de integração gasífera no Cone Sul, na medida em que uma menor disponibilidade de petróleo certamente se refletirá numa maior pressão doméstica de consumo de gás natural, com a conseqüente diminuição do excedente exportável deste último insumo.

A situação das reservas gasíferas argentinas se mostra menos premente do que aquela do petróleo, mas tampouco chega a ser confortável. A relação reservas-produção do gás argentino é de cerca de 18 anos. Segundo informações fornecidas pela Gaspetro, as reservas prováveis do insumo são da ordem de 224 bilhões de metros cúbicos, equivalentes a cerca de um terço das reservas provadas existentes, o que, num cenário otimista, poderia implicar uma relação reservas-produção de cerca de trinta anos, ao nível atual de consumo. No entanto, a elevação da relação reservas-produção do gás argentino dependerá essencialmente, como mencionado anteriormente, da existência de uma demanda que induza novos investimentos em exploração e da conseqüente realização de obras em infra-estrutura para o escoamento da produção adicional.

A importância do mercado brasileiro para o gás argentino

O Brasil constitui a principal opção argentina para expandir seu potencial de produção gasífera, pelos seguintes motivos principais:

a) Conforme apontado na seção anterior, são pequenas as possibilidades de a Argentina se tornar um importante exportador de GNL para mercados extra-regionais. Na verdade, o destino mais provável de eventuais exportações de gnl argentino acabaria sendo o próprio mercado brasileiro, ou o chileno.

b) A abertura do mercado brasileiro poderá gerar a demanda necessária à expansão das reservas gasíferas argentinas e à conseqüente geração dos investimentos necessários em infra-estrutura. O potencial de absorção do mercado brasileiro poderá superar em muito aquele do mercado chileno e uruguaio, que são os outros dois destinos imediatos e naturais da produção argentina. São representativas, a propósito, as declarações do diretor-geral da Metrogas, Bill Adamson (a Metrogas, como se recorda, é a subsidiária da British Petroleum responsável pela distribuição de gás na região de Buenos Aires), reproduzidas no *Financial Times* de 6 de novembro de 1998, no sentido de que *“The state of São Paulo alone has the same population as Argentina, so this is a market with huge potential”*.

No momento, são os seguintes os projetos bilaterais em execução ou em fase de concepção com o Brasil:

Tabela 4

Gasoduto	Valor do investimento/empresas	Bacia capacidade	Extensão
Uruguaiana/ P. Alegre	US\$ 250 milhões Petrobras, YPF,	Neuquen 15 milhões m ³ /dia	600 km
TSB - Transportadora Sul Brasileira de Gás	Ipiranga, Tecgás, TransCanadá		
Cruz del Sur	US\$ 120 milhões Pan American/ ANCA/Bgas	Austral 6 milhões m ³ /dia	200 km
Mercosul	US\$ 1,5 bilhão Mobil/Alberta/ Marubeni	Noroeste 25 milhões m ³ /dia	3.100 km

É significativo observar que, das três Bacias sedimentares que alimentariam esses projetos, duas (Noroeste e Austral) estão localizadas, respectivamente, nas fronteiras gasíferas setentrional e meridional argentinas, que são as mais carentes de investimentos em exploração e produção (e também em infra-estrutura, no caso da Bacia Austral).

Caberia por fim chamar a atenção para a magnitude do mercado argentino de automóveis movidos a gás natural veicular (GNV). A Argentina possui hoje uma frota, incluindo táxis e automóveis particulares, de 350.000 veículos movidos a gás (Mancini Scheleder, p. 8, 1998). Trinidad e Tobago e Colômbia também deram passos nessa direção (*vide* Seção “A vertente gasífera setentrional” mais adiante neste capítulo).

No Brasil, segundo a ANP, o gás natural veicular (GNV), ou gás comprimido, respondia em 1997 por apenas 0,1% do consumo energético no setor de transporte, concentrado em veículos leves (13.615 unidades convertidas ou adaptadas ao uso do GNV em 1997, sobretudo nas frotas de táxis e de veículos públicos), nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, que respondem conjuntamente por 90,5% da utilização do insumo. Tendo em vista a importância do setor automotriz no processo de integração do Mercosul, e levando-se em conta a oferta gasífera existente no Cone Sul, o segmento de automóveis movidos a gás comprimido mereceria uma avaliação mais detida por parte das autoridades brasileiras, do ponto de vista de política industrial (inclusive em confronto com a produção brasileira de carro a álcool, de modo a verificar-se a possibilidade de eventuais ações simultâneas, porém em segmentos distintos do mercado – como, por exemplo, automóveis de passeio e transportes coletivos) e de perspectiva de realização de negócios na região.

A fronteira gasífera peruana

As reservas de Camisea estão localizadas na parte Sul da Amazônia peruana, próximas à cidade de Cuzco, a 370 km de Inapari, na fronteira com o Brasil, e 600 km de Lima. Afora a distância, o eventual escoamento do gás de Camisea para a capital peruana terá de transpor a barreira dos Andes, o que seria desnecessário numa ligação com o território brasileiro.

As reservas de Camisea foram descobertas pela Shell na primeira metade dos anos 80, mas as tratativas para sua exploração só se intensificaram a partir de 1996, conduzidas, do lado das empresas, por consórcio liderado pela Shell e Mobil, com a participação da Odebrecht Oil & Gas, da norte-americana Betchell e da peruana Cosapi.

O projeto elaborado pelo referido consórcio compreendia a produção de petróleo, geração elétrica a gás e de condensado (derivado do gás utilizado como insumo na indústria química), envolvendo investimentos da ordem de US\$ 2,5-3 bilhões. O volume estimado das reservas provadas é de 199 bilhões de metros cúbicos e o das reservas prováveis de 124 bilhões de metros cúbicos. A disponibilidade das reservas poderá, no entanto, se elevar, em decorrência de novos trabalhos de pesquisa e exploração.

O eventual aproveitamento do potencial gasífero de Camisea poderá significar a auto-suficiência energética e a geração de um excedente exportável de gás do Peru. Atualmente, o petróleo responde por cerca de 76% do consumo energético do país, sendo o restante importado.

As negociações entre o consórcio liderado pela Shell-Mobil chegaram a um impasse no segundo semestre de 1998 devido a três razões principais. A dificuldade maior, em primeiro lugar, decorreu da decisão do governo peruano de maximizar a utilização do gás no próprio país, sem, no entanto, oferecer garantia de consumo doméstico do insumo. Com isso, inviabilizou os planos do consórcio liderado pela Shell-Mobil de dedicar parte substancial da produção da planta separadora de gás que seria instalada em Camisea para o atendimento do mercado brasileiro, que, pela magnitude de sua demanda e posição geográfica, seria o destino natural do excedente exportável do gás peruano.

Em segundo lugar, o governo peruano fixou um preço do gás para a geração de energia elétrica que o consórcio Shell-Mobil considerou pouco atraente, na medida em que propiciaria um retorno dos investimentos da ordem de 7% a 9%, considerado baixo neste tipo de atividade.

Em terceiro, o governo peruano exigiu que as atividades de transporte e distribuição fossem “desverticalizadas”, ou seja, operadas por companhias diferentes daquelas envolvidas com a produção, o que implicaria a exclusão das empresas integrantes do consórcio das atividades de *downstream*.

Rompidos os entendimentos com a Shell-Mobil, o governo peruano realizou em fevereiro de 2000 nova licitação para a exploração de Camisea, a qual foi ganha por consórcio liderado pela argentina Pluspetrol e pela norte-americana Hunt Oil, ambas com 40% de participação (os restantes 20% cabem à sul-coreana SK). A concessão outorgada ao consórcio estabelece compromissos de aquisição por parte do governo (via cláusula de *take or pay*) e prevê a possibilidade de exportação para o Brasil. Muitos analistas coincidem, no entanto, na avaliação de que o acesso ao mercado brasileiro será dificultado, pelo menos a médio prazo, pelo crescimento das reservas bolivianas, que já dispõem da infraestrutura necessária ao seu escoamento. Numa segunda fase, deverá ser realizada licitação para o transporte do gás até Lima. Nesse momento, com a instalação do novo governo peruano, será possível ter uma idéia mais clara dos rumos a serem tomados pelo projeto.

Na avaliação da Odebrecht Oil & Gas, a competitividade do gás de Camisea seria favorecida pela ligação das reservas peruanas com o gasoduto Brasil-Bolívia, de onde o gás peruano seria escoado para o mercado brasileiro. Essa fórmula ensejaria menores gastos de infra-estrutura do que a opção de entrada do gás pela Amazônia brasileira.²⁴

Na avaliação da Odebrecht Oil & Gas, uma possível saída para o impasse consistiria na ligação das reservas peruanas com o gasoduto Brasil-Bolívia, de onde o gás peruano seria escoado para o mercado brasileiro. Essa fórmula permitiria menores gastos de infra-estrutura do que a opção de entrada do gás pela Amazônia brasileira.

No entanto, segundo estudos da Secretaria de Energia da Argentina²⁵, a eventual ligação das reservas de Camisea ao Sudeste brasileiro, via gasoduto Brasil-Bolívia, poderia implicar um preço excessivamente baixo para o gás peruano, o que o colocaria, do ponto de vista do produtor, em desvantagem em relação ao gás da Bacia do Noroeste da Argentina, e

²⁴ As entrevistas com a Odebrecht Oil & Gas foram feitas na pessoa do engenheiro Roberto Prisco Paraíso Ramos.

²⁵ A estimativa apresentada (quantitativos em negrito) se baseia em documento da Secretaria de Energia da Argentina, intitulado "Análisis comparativo de marcos regulatorios de transporte y distribución de gas natural en los países de la región", de 1998. Os quantitativos entre parênteses são valores atualizados em abril de 2000, fornecidos pela Petrobras".

também em relação ao gás boliviano. O estudo argentino se baseia no cálculo do preço “*net back*” ao produtor, conforme indicado no quadro abaixo:

Tabela 5 Valor *net back* do gás argentino, boliviano e peruano transportado via Bolívia para o Brasil

Conceito	US\$/milhão de BTU
Preço do gás natural em São Paulo	2,70 (2,60)
Custo de transporte Santa Cruz de la Sierra-São Paulo	1,75 (1,60)
Preço do gás ao produtor boliviano	0,95 (1,00)
Custo do transporte Camisea-Sta. Cruz	0,50 (0,50)
Preço pago ao produtor do gás de Camisea vendido em São Paulo, via Bolívia	$2,70 - 1,75 - 0,50 = 0,45$ $(2,60 - 1,60 - 0,50 = 0,50)$
Custo do transporte entre Campo Duran, no Noroeste argentino, e Sta. Cruz de la Sierra	0,18 (0,20)
Preço pago ao produtor do gás do Noroeste argentino vendido ao Brasil via Bolívia	0,77 (0,80)

De acordo, portanto, com essa estimativa, o preço na boca do poço do gás de Camisea, vendido em São Paulo, via gasoduto Brasil-Bolívia, seria de US\$ 0,45 por milhão de BTU (US\$ 0,50, de acordo com a atualização feita pela Petrobras); o do gás do Noroeste argentino transportado pela mesma rota de US\$ 0,77 por milhão de BTU (US\$ 0,80 por milhão de BTU, segundo a Petrobras); e o do gás boliviano de US\$ 0,95 por milhão de BTU (US\$ 1,0 por milhão de BTU, segundo a Petrobras). Muito embora o cálculo se baseie num custo de transporte passível de discussão (US\$ 0,50 por milhão de BTU, entre Camisea e Santa Cruz de la Sierra), a previsão não deixa de sinalizar as dificuldades econômicas que seriam superadas para o escoamento a curto prazo do gás de Camisea para o mercado do Sudeste brasileiro, ainda que pelo traçado mais curto, via Bolívia.

A vertente gasífera setentrional (Trinidad e Tobago, Venezuela e Colômbia)

A vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano é formado por Trinidad e Tobago, Venezuela e Colômbia. Sua importância deriva da magnitude das reservas de gás e petróleo, sobretudo na Venezuela,

e da existência de uma infra-estrutura de exportação de GNL já instalada e em plena operação em Trinidad e Tobago.²⁶

Trinidad e Tobago tornou-se em maio de 1999 o primeiro país latino-americano exportador de GNL, tendo como destino inicial os EUA e países da Europa Ocidental. Conforme mencionado anteriormente, existe, em tese, a possibilidade de futuros projetos conjuntos com a Venezuela, devido aos campos gasíferos localizados entre as águas territoriais dos dois países, a pouca distância do terminal de exportação de GNL de Trinidad e Tobago.

A expansão da produção gasífera venezuelana é limitada, dentre outros fatores, pela abundante oferta doméstica de energia hidroelétrica; pelas incertezas dos investidores internacionais a respeito do tratamento que o governo Chavez dará ao setor energético; pela concorrência de exportadores como Trinidad e Tobago, Argélia e Nigéria; e pela circunstância de as reservas gasíferas venezuelanas serem na sua maioria associadas às de petróleo, o que vincula indiretamente as explorações de novos campos gasíferos ao comportamento da quota de exportação do petróleo venezuelano fixada pela Opep.²⁷

Em que pese ao grande potencial de suas reservas gasíferas, a produção venezuelana é no momento totalmente consumida pelo mercado doméstico. As perspectivas de o país se tornar um importante supridor externo de GNL parecem remotas no curto prazo, como evidenciado pelos atrasos na implementação do mega-projeto Cristovão Colombo, concebido como uma importante plataforma de exportação daquele recurso. Nesse sentido, a edição de 12 de março de 1999 da publicação especializada *Upstream* transcreve declarações de dirigente da PDVSA, no sentido de que “... *when companies as experienced as Shell and Exxon decide not to go ahead with a project, it is time to wake up and smell the coffee beans. Where is the market for gas?*” (p. 20).

²⁶ É omitida a análise da situação gasífera do Equador, devido ao nível reduzido das reservas do insumo e da ausência de projetos importantes com os países vizinhos.

²⁷ O fato de as reservas gasíferas serem preponderantemente associadas às grandes reservas venezuelanas de petróleo não assegura a existência de um excedente gasífero para consumo interno ou para exportação, devido à necessidade de investimentos em infra-estrutura para a utilização específica do gás: à parcela do gás utilizado na reinjeção dos poços de petróleo; e àquela que é desperdiçada na produção de petróleo.

A expectativa para os próximos anos, portanto, parece ser a de que a agenda energética bilateral Brasil-Venezuela continue sendo dominada pelas exportações venezuelanas de petróleo, pelas iniciativas conjuntas Petrobras-PDVSA na área de refino no Nordeste brasileiro e pelo fornecimento, iniciado no primeiro semestre de 1999, da energia gerada pela hidroelétrica de Guri para o estado de Roraima. Um eventual projeto de exportação de GNL venezuelano ao Brasil teria também de vencer a concorrência de Trinidad e Tobago, ou ser realizado em parceria com ele. O gás transportado por dutos, por sua vez, enfrentaria a concorrência do projeto de Urucu.

A Colômbia implementa desde 1991 o Programa de Massificação do Gás, graças ao qual a participação do insumo na matriz energética do país é hoje da ordem de 13%, equivalente à do carvão (Campadonico, p. 20). As principais reservas do país são *on-shore*, com destaque para os campos de petróleo e gás de Cusiana e Cupiagua, operados pela British Gas, localizados entre Bogotá e a costa do Pacífico e do Caribe. A rede de dutos está orientada na direção centro-litoral, na direção oposta à Amazônia colombiana. Segundo a edição de maio-junho de 1998 da *Petróleo Internacional*, o gás poderá responder por 14% do consumo energético do país em 2002 e por 20% em 2020, o que liberaria o petróleo usado domesticamente (equivalente a 43% da matriz energética do país) para as exportações. A julgar pelo quadro hoje prevalente, a produção gasífera colombiana será totalmente absorvida pelo mercado doméstico, embora haja planos de exportação para a América Central (Portafolio, p. 14, 4 de maio de 1999.)

A Colômbia mantém desde 1990 um programa de substituição da frota de transporte coletivos por veículos movidos a gás natural. O número de ônibus que utilizam o insumo cresceu de 1.150 naquele ano para 7.300 em 1995. Ao lado da Argentina, a Colômbia é o país da região que mais avançou nesse campo.

Conclusão

Do ponto de vista do abastecimento, a integração gasífera com o Cone Sul oferece ao Brasil uma opção economicamente consistente e

ecologicamente limpa de cobertura parcial do seu déficit energético, o qual assumiu dimensão preocupante no final da década de 1990. As estimativas existentes demonstram que o potencial hidroelétrico utilizável e a dotação das reservas de gás e petróleo brasileiras são insuficientes para o atendimento da demanda interna, mesmo na hipótese otimista de um substancial aumento das reservas e da produção doméstica de hidrocarbonetos, em decorrência da abertura do setor aos investimentos estrangeiros. A opção do álcool, embora ecologicamente limpa, dispõe de menos possibilidades de uso do que o gás natural.²⁸ As fontes renováveis, como a energia eólica, têm sua utilização ainda restringida por fatores de ordem tecnológica, embora já sejam expressivas em países como a Alemanha e revelem, segundo estudos como o do WEC-Iiasa citado neste trabalho, grande potencial de expansão nos próximos anos.

Voltando ao caso específico do gás natural, é particularmente sugestiva a observação de Eliezer Batista, no sentido de que o potencial gasífero da Bacia de Campos mal daria para suprir a demanda gasífera de Minas Gerais.

As oportunidades de integração gasífera no Cone Sul são lastreadas pela magnitude da demanda brasileira e pela existência de um importante excedente exportador na Bolívia e, em menor extensão — pelo menos de momento — na Argentina. A significativa expansão verificada no nível das reservas provadas bolivianas nos últimos anos atesta de forma eloqüente o papel de âncora do mercado brasileiro na expansão do setor gasífero do Cone Sul e cria uma expectativa favorável em relação às reservas argentinas.

A integração gasífera no Cone Sul se distingue também por duas circunstâncias adicionais: a aparente ausência de opções de exportações argentinas e bolivianas para mercados extra-regionais e o predomínio, pelo

²⁸Em entrevista com o autor, em outubro de 1999, técnicos da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia estimaram que, aos preços vigentes (na ocasião, o álcool estava cotado num dos seus níveis históricos mais baixos), o uso direto do álcool líquido na geração de energia elétrica custaria algo em torno de US\$ 7,25 por milhão BTU, muito acima da estimativa feita para o gás natural (US\$ 2,26 por milhão BTU). No entanto, a situação seria mais promissora para a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana, uma vez que essa modalidade poderia beneficiar-se da criação do mercado atacadista de energia elétrica. Ainda assim, a expectativa dominante era, pelo menos naquela oportunidade, a de que o bagaço de cana não seja utilizado para geração na base, mas apenas em situações de picos de demanda, ou de falta de água nos reservatórios das hidroelétricas.

menos em sua fase inicial, da modalidade de transporte por dutos, em oposição aos navios criogênicos utilizados para o GNL.

Os elevados fluxos de investimentos estrangeiros realizados ultimamente em projetos brasileiros na área gasífera — inclusive nos três primeiros meses de 1999, quando ocorreu a desvalorização do real — evidenciam a confiança do capital externo na capacidade da economia brasileira de continuar a lastrear o processo de integração gasífera no Cone Sul. Particularmente expressiva, sob esse aspecto, foi a privatização da Comgas, arrematada pelo consórcio Shell-British Gas em 14 de abril de 1999, com um ágio superior a 100% do lance mínimo. Merece também especial registro a aquisição pela Repsol do último lote das ações da YPF que ainda eram controladas pelo governo argentino. Esses fatos demonstram também que a circunstância de a integração gasífera do Cone Sul estar voltada para o seu próprio abastecimento — em oposição, por exemplo, aos projetos de expansão do setor gasífero venezuelano, direcionados para mercados extra-regionais — não constitui fator de inibição para os investimentos internacionais na sub-região.

O predomínio do transporte por dutos propicia relações mais duradouras entre as fontes abastecedoras e os centros consumidores. As receitas geradas pelas exportações gasíferas da Bolívia e da Argentina aumentarão o poder de compra desses dois países e fortalecerão sua capacidade de atração de novos investimentos produtivos, com efeitos potencialmente positivos para o processo de integração do Mercosul.

Um eventual esgotamento das reservas gasíferas argentinas poderia ser em grande parte contrabalançado, do ponto de vista do abastecimento brasileiro, pela fronteira peruana. Os elevados volumes das reservas de Camisea poderão abrir para o Brasil, no médio prazo, oportunidades muito semelhantes àquelas propiciadas há poucos anos pela Bolívia. A eventual ligação com Camisea expandiria o “Cone Sul gasífero” até o Peru e reforçaria a vertente amazônica da política de integração regional brasileira, de forma complementar à dimensão platina inerente à cooperação gasífera com a Argentina e a Bolívia. Valendo-se uma vez mais da experiência com a Bolívia, a integração gasífera com o Peru poderia produzir sobre as regiões de fronteira na Amazônia Ocidental, à altura dos estados de Rondônia e Acre, o mesmo efeito dinamizador que o gasoduto Brasil-Bolívia está gerando sobre o Centro Oeste.

Na hipótese de a eventual ligação gasífera com Camisea ocorrer via gasoduto Brasil-Bolívia, a Bolívia terá assegurado sua pretendida condição de eixo central da integração gasífera do Cone Sul. Com isso, aumentaria suas receitas por serviços de transporte gasífero e reforçaria adicionalmente suas contas externas e seu poder de compra. Por outro lado, as empresas controladoras do transporte do gás em território boliviano — Shell e Enron — fortaleceriam substancialmente sua capacidade de influir sobre o funcionamento do mercado gasífero do Cone Sul, o qual não dispõe, pelo menos até o momento, de uma normativa regional em vigor. A normativa do Mercosul sobre defesa da concorrência, quando plenamente internalizada no ordenamento jurídico dos países membros, poderá se revelar de grande utilidade para assegurar o bom funcionamento do mercado gasífero do Cone Sul, e deveria também contar com as adesões da Bolívia e do Peru.

Caso a eventual ligação entre o Brasil e o Peru se materialize via território boliviano, de forma excludente a uma ligação adicional via Amazônia Ocidental brasileira, poderá crescer em importância, do ponto de vista brasileiro, a existência de uma normativa regional aplicável ao setor gasífero. Um mecanismo dessa natureza poderia diluir o poder político das empresas transportadoras na Bolívia e evitar que a dependência brasileira diante dos fornecimentos gasíferos da região — dependência essa que, em relação ao gás boliviano isoladamente, pode equivaler a 5% do consumo energético brasileiro — se transforme em fonte de conflito, e não de oportunidades.

A vertente gasífera setentrional apresenta expressivo potencial de suprimento ao mercado brasileiro. Num primeiro momento, poderá atender aos estados do Nordeste, porém não se deveria excluir a possibilidade de virem a abastecer também o Sudeste e até mesmo o Sul, na hipótese — remota, de momento — de a modalidade do GNL setentrional se mostrar competitiva em relação a outros insumos concorrentes, inclusive o gás natural (brasileiro ou do Cone Sul). A circunstância de o perímetro gasífero sul-americano dispor de espaço para elevar sua capacidade produtiva abre uma importante oportunidade para o Brasil negociar fornecimentos a preços competitivos. Em vista disso, e sem prejuízo da prioridade que se deveria dar à integração com o Cone Sul, pelo seu maior potencial de criação de renda e investimento em relação às demais oportunidades de parceria energética na região, conviria também explorar as demais opções de abastecimento gasífero disponíveis.

Capítulo 3

Fatores políticos e econômicos que viabilizam o processo de integração com a Bolívia e a Argentina

O petróleo é vosso. (Declaração do Dr. David Zylberstajn, na sua posse como diretor-geral da ANP)

Apresentação

Este capítulo investiga os fatores de natureza política e econômica, nos planos doméstico e internacional, que viabilizam o processo nascente de integração gasífera com a Bolívia e a Argentina, com possíveis desdobramentos para a integração gasífera com o Peru e com a vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano.

A ênfase recai na investigação da gênese e evolução do processo que resultou na decisão de ampliar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, de menos de 2% no início dos anos 90 para cerca de 12% em 2012, com participação preponderante das fontes regionais de abastecimento. Dentro desse espírito, procuram-se identificar os principais atores envolvidos nas várias etapas da integração gasífera com a Bolívia e a Argentina e as decisões que contribuíram de forma mais decisiva para conferir ao projeto do gasoduto Brasil-Bolívia a concepção que acabou por prevalecer, nos aspectos ligados ao traçado, modalidade de financiamento e critério de fixação de preço.

Como critério metodológico, procura-se partir dos desenvolvimentos ocorridos no cenário internacional para o plano regional do Cone Sul e, mais precisamente, para o quadro doméstico brasileiro, que constitui o principal ponto de referência deste estudo. Esse enfoque é coerente com a premissa exposta no primeiro capítulo, de que a integração gasífera no Cone Sul é parte de uma teia mais ampla de fenômenos de natureza política e econômica atuantes no plano internacional e, de modo particular, do novo paradigma energético da eco-eficiência que emergiu a partir do final dos anos 80.

O capítulo se estrutura em duas seções principais, dedicadas às variáveis políticas e econômicas que viabilizaram a integração gasífera com

a Bolívia e a Argentina. Cada uma dessas duas seções, por sua vez, se divide em duas subseções principais, que investigam a maneira como essas variáveis políticas e econômicas se projetaram nos planos externo e doméstico. Embora essas distintas variáveis se sobreponham de forma dinâmica ao longo do tempo, sua análise de forma individualizada constitui recurso didático que ajuda a identificar a formação do processo de integração gasífera no Cone Sul, os principais atores que o influenciam e o peso por eles exercido na sua evolução.

Aspectos políticos

No plano externo

O processo de integração energética na América do Sul se restringiu, até os anos 80, a poucas iniciativas de caráter predominantemente binacional, como a hidroelétrica de Itaipu, entre o Brasil e o Paraguai; a hidroelétrica de Corpus, entre a Argentina e o Paraguai; e o gasoduto Argentina-Bolívia. O exacerbamento das rivalidades nacionais, em grande parte associadas à predominância de regimes militares na região entre as décadas de 1960 e de 1980, estimulava a opção por fórmulas autárquicas de utilização dos recursos energéticos, com ênfase no aproveitamento do potencial de auto-abastecimento e em detrimento da eficiência econômica e da avaliação do impacto ambiental. Segundo Eliczer Batista,

O que aconteceu quando os países desenvolveram uma infra-estrutura para atender aos seus objetivos geopolíticos, focalizando áreas de importância estratégica e não adequação social e ambiental, e guiados por uma perspectiva nacional, buscando satisfazer necessidades dentro de suas próprias fronteiras, foi com frequência um desastre ambiental e social ... Talvez o melhor exemplo conhecido de história de horror econômico e ambiental seja o Projeto Polonoeste. Financiado pelo Banco Mundial, este projeto envolveu a construção de rodovias e auto-estradas e a atração de colonos do sul do Brasil para o estado de Rondônia ... Rondônia perdeu mais de 40% de suas florestas. Os ganhos econômicos, em termos de diminuição da pobreza, foram insignificantes ... Da mesma forma, a represa de Balbina tinha a finalidade de acelerar o desenvolvimento da Amazônia, fornecendo 250 megawatts de energia a Manaus, o grande centro urbano da região. A represa no Rio Uatama, a 150 quilômetros de Manaus, entrou em operação em 1989. Custou US\$ 800 milhões, inundou 2.360 quilômetros

quadrados de floresta (mais do que o dobro do que tinha sido planejado) e gerou apenas 100 megawatts de eletricidade, ao custo de mais de US\$ 3.000 por quilowatt de capacidade instalada, em valores correntes ... O Brasil embarcou nesta loucura devido à noção do antigo paradigma de que, por motivos de segurança nacional, suas necessidades de energia deveriam ser atendidas dentro de suas fronteiras e especificamente dentro das fronteiras do estado do Amazonas, visto que havia conflitos com o estado vizinho do Pará. Se pensássemos em termos do novo paradigma, os planejadores teriam se voltado para o complexo hidrelétrico do Rio Caroni, na Venezuela, a 1.500 quilômetros ao norte de Manaus, que tem grande disponibilidade de geração de excedentes. Linhas de transmissão da hidrelétrica de Guri ... poderiam ser construídas pela metade do custo de Balbina ... (p. 27-8)

Por outro lado, as relações com os países extra-regionais foram esgarçadas politicamente, dentre outros fatores, pela nacionalização dos sistemas energéticos na Argentina, Bolívia, Peru e Venezuela, além do México; por iniciativas de desenvolvimento na área nuclear à revelia dos EUA; e pela configuração bipolar então prevalecente. Discorrendo em 1984 a respeito da questão energética como fonte de conflito, Carlos Moneta mencionava que

Con respecto a América Latina, cabe citar, entre otros, los problemas vinculados al papel de los hidrocarburos en la política bilateral entre Estados Unidos e Mexico y entre Estados Unidos e Venezuela; las tensiones germano-estadunidenses al apoyar Alemania Federal con tecnología y financiamiento un desarrollo tecnológico nuclear relativamente independiente del Brasil; y la preocupación norteamericana con respecto a una creciente vinculación de Argentina con la Unión Soviética, de la cual derivan ciertos avances tecnológicos y materiales necesarios para el desarrollo de sua capacidad nuclear ... (p. 222)

Inexistiam, portanto, as condições necessárias à afirmação de um espírito integracionista, a partir do qual pudessem prosperar iniciativas de alcance regional na área energética. No mesmo artigo acima citado, Moneta observava que

... Argentina no quiso durante muchos años incorporarse a la OLADE, porque esta organización proponía um régimen de aprovechamiento de los recursos hídricos que resultaba lesivo a la posición que ese país

mantenía en su diferendo con Brasil en el seno de la Cuenca del Plata; mientras Brasil defendió un régimen jurídico para el uso de los recursos naturales en el Pacto Amazónico, que fue fuertemente resistido por Venezuela y otros países miembros de ese acuerdo, por resultar contrario a sus intereses ... (p. 240)

O quadro acima descrito se diferencia substancialmente daquele hoje prevalecente na América do Sul, marcado pela multiplicação de empreendimentos conjuntos na área energética, tanto no plano bilateral, quanto regional. Os projetos de interligação elétrica que o Brasil implementou nos últimos anos bilateralmente com a Argentina e a Venezuela são representativos dessa nova tendência. No plano multilateral, ressaltam os projetos de integração gasífera no Cone Sul, os quais poderão resultar numa sistema de dutos estendendo-se do Peru à Patagônia, com ramificações para o Brasil e o Chile.

Os avanços no campo da integração energética são largamente tributários do processo de redemocratização ocorrido na América do Sul – e no Brasil em particular – a partir dos anos 80. Esse fenômeno se evidencia de múltiplas formas.

O grau de amadurecimento das instituições democráticas constitui atualmente uma das variáveis que norteiam decisões de diplomacia econômica. Mecanismos do tipo da “cláusula democrática” estão presentes no âmbito da União Européia e do Mercosul. O processo de adesão da Turquia à União Européia, por exemplo, tem sido grandemente dificultado pela natureza de suas instituições políticas, em que pese à atratividade comercial do mercado turco e à importância estratégica daquele país para o escoamento para a Europa Ocidental da produção energética dos países do Oriente Médio e da antiga União Soviética. No Cone Sul, a cláusula democrática estabelecida na Cúpula de San Luis, em 25 de junho de 1996, foi invocada como fator de estabilização política no Paraguai, no encaminhamento da crise política que derivou do assassinio do ex-vice-presidente da República, Luis Maria Argana, em 1999: o Paraguai se veria privado dos benefícios de sua filiação ao Mercosul, na hipótese de um retrocesso no seu ordenamento político interno.

Para os investidores internacionais, o reforço das instituições democráticas favorece uma maior transparência e segurança jurídica nas relações com os países onde se instalam, ao mesmo tempo em que os expõe

a padrões de controle mais imparciais por parte das instituições oficiais e a um acompanhamento mais rigoroso – embora não necessariamente mais imparcial – por parte da opinião pública e dos meios de comunicação.

Nos países do Cone Sul, o fortalecimento dos regimes democráticos a partir dos anos 80 foi um dos fatores decisivos na transição de uma “ótica geopolítica” das relações regionais para uma “ótica geoeconômica”.²⁹ Ao longo desse processo, as rivalidades alimentadas por ambições de poder e prestígio, muito comuns nos regimes militares existentes à época, foram relativizadas, cedendo parcialmente espaço a um quadro de maior distensão nas relações entre os países da região. Por sua vez, essa maior distensão viabilizou a implementação de projetos de integração centrados na busca de sinergias, com forte ênfase na racionalidade econômica e no controle do impacto ambiental. Ao longo dessa transição, a prioridade antes atribuída ao auto-abastecimento foi confrontada com o desenvolvimento de parcerias sob o signo do paradigma da eco-eficiência. Recorrendo uma vez mais a Eliezer Batista,

O principal aspecto do novo paradigma será uma perspectiva geoeconômica, ou seja, a busca de eficiência e outras vantagens a serem obtidas a partir da visão do continente como uma única unidade econômica, em vez de 12 diferentes entidades. Dentro dessa unidade, existem recursos e mercados, matérias primas, centros de produção existentes ou potenciais oportunidades de se atingir economias de escala numa economia global ... (p. 11)

A formulação da política brasileira de integração regional está fortemente assentada sobre essa transição da “ótica geopolítica” para a “geoeconômica”. Em discurso pronunciado em 27 de novembro de 1980, por ocasião do IV Seminário Regional sobre Formulação e Análise de Política Exterior, no auditório do Instituto Rio Branco, o então secretário-geral das Relações exteriores, embaixador Marcos Azambuja, ressaltava que

A despeito das imensas dificuldades com que, por diferentes motivos — alguns comuns a todos os países de nossa região, outros específicos de

²⁹ As expressões “geopolítica” e “geoeconômica” não são aqui usadas em sentido estrito, mas sim para enfatizar a maior ponderação assumida a partir dos anos 80 pelas variáveis econômicas no processo de formulação da política externa dos países da América do Sul - e do Cone Sul, em particular. Procura-se, assim, estabelecer uma diferenciação em relação às décadas de 1960 e 1970, quando a ênfase atribuída às questões de segurança nacional pelos regimes militares à época instalados naqueles países inibiram as oportunidades existentes de integração regional.

cada país — se defronta a América Latina, poucos momentos de nossa história terão sido tão propícios, do ponto de vista brasileiro, à cooperação regional. Para isso, contribuem a disseminação de modelos de governo democrático no continente, que serve de alicerce à intensificação de contactos de alto nível entre os governantes e ao aprofundamento e valorização da consulta e coordenação política entre nossos países, tal como exemplificam os trabalhos do Grupo do Rio; o vigor dos movimentos de integração sub-regional, assentados sobre bases realistas e tendentes a produzir efeitos multiplicadores para a região ... (p. 8)

Essa mudança de orientação ocorreu também muito perceptível na Argentina, tanto nos círculos acadêmicos, quanto oficiais. Por ocasião de seminário realizado no período de 12 a 13 de março de 1992, dedicado ao tema “*La política exterior argentina en el orden mundial de la pos-Guerra Fria: supuestos teóricos y alternativas de inserción externa*”, Carlos Escudé fez os seguintes comentários, ao traçar os delineamentos de sua teoria do “realismo periférico”:

Para nosotros, la definición del interés nacional de un país dependiente, vulnerable y empobrecido como la Argentina es el desarrollo económico, y nuestra concepción de la política exterior es que ésta tiene la función primordial de facilitar el desenvolvimiento económico externo del país. Nuestro objetivo es convertirnos en un país dedicado a su propio desarrollo, no contaminado por las ilusiones de poder mundial que en el pasado fueron una parte de nuestras imágenes sobre nosotros mismos. (p. 192)

Por sua vez, no encerramento do referido evento, o ex-chanceler Guido di Tella ressaltava que

Debo decir que en el tema de la región hay elementos de continuidad más manifiestos inclusive que en otros temas. El tema de la relación con Brasil, yo creo que es un caso excelente de cómo la diplomacia argentina ha podido tener un éxito y cruzado varios gobiernos. Nosotros, no hace tanto tiempo, teníamos una relación de tradicional fricción con Brasil, envidia, miedos, temores e inclusive cuando se hizo Itaipu hubo un momento en la Argentina de gran conmoción. La mitad del país creía que íbamos a estar inundados como consecuencia de Itaipu, y la otra mitad que nos íbamos a quedar sin agua. Por suerte, ninguna de las dos cosas fue cierta, y hemos encontrado que se podía cooperar después de Itaipu ...

Si hay un caso de continuidad diplomática es el caso de nuestra relación con Brasil desde los momentos tensos de la época de Itaipu. El otro caso análogo, pero mucho más reciente, con menos antigüedad, es el caso de las relaciones con Chile. Como no ocurrió, le damos poca importancia al conflicto de fin del año 78, cuando estuvimos a pocas horas de entrar en conflicto con la República de Chile ... El tema del Beagle venía en un tren de solución. El gobierno anterior lo terminó, con el apoyo tremendamente mayoritario de todos los argentinos ... (p. 266-7)

No plano interno

Do ponto de vista de política interna, a integração gasífera com o Cone Sul decorreu de uma deliberada decisão política de estimular a criação de um mercado gasífero brasileiro. Esse processo evoluiu de três maneiras principais: no curso de uma série de alterações no quadro normativo que rege o setor energético nacional, sobretudo no que se refere à abertura ao capital externo; por intermédio do aval concedido pelo governo federal à empresa de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia em território brasileiro (TBG, no qual a Petrobras detém 51% das ações), para a obtenção de financiamento para o projeto; e por meio do interesse da Petrobras, em parte sancionado pelo governo federal, de procurar antecipar-se aos potenciais concorrentes no nascente mercado gasífero.

Alterações no quadro normativo

No setor energético, e no gasífero, em particular, o processo de desestatização evoluiu até o momento em dois estágios: uma fase inicial, preparatória das profundas mudanças na estrutura legal que se acelerariam a partir de meados dos anos 90; e a fase atual, de implementação e ajustes desse novo quadro legal. Ao longo dessa transição, verificou-se uma profunda redefinição do papel do Estado na economia, que abdicou progressivamente de sua função empreendedora e se tornou essencialmente, mas não exclusivamente, regulador.

a) Primeira fase

A primeira fase da política deliberada de introdução do gás na matriz energética brasileira foi marcada por uma dupla tomada de consciência por parte do governo: da sua incapacidade de prover os investimentos necessários

ao atendimento das necessidades de expansão e modernização do setor energético nacional; e do imperativo de orientar o sistema energético nacional na direção do paradigma da eco-eficiência, como forma de contribuir para a auto-sustentabilidade do desenvolvimento doméstico e de propiciar uma inserção mais competitiva do país na economia internacional. No plano diplomático, coincidiu com a decisão política de estimular a integração com a América Latina, plasmada no parágrafo único do Artigo 4 da Constituição de 1988.

Nesse período, foram adotadas as medidas precursoras das profundas mudanças legais que seriam introduzidas a partir de meados da década de 1990, notadamente no que se refere à criação das agências regulatórias nos setores de petróleo e gás natural (Agência Nacional do Petróleo - ANP) e de energia elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel) e à formulação de novas regras de tratamento ao capital internacional.

Do ponto de vista da política gasífera brasileira, o grande marco dessa fase inicial foi a negociação do projeto do gasoduto com a Bolívia, que lançou as bases necessárias à expansão significativa da participação do insumo na matriz energética nacional.

As mudanças institucionais voltadas ao alargamento da participação do gás natural na matriz energética começaram a se esboçar a partir da criação da Comissão constituída pelo Decreto nº 99.503, de 2 de setembro de 1990, com o intuito de reexaminar a matriz energética nacional. O relatório final da referida Comissão, publicado em 2 de abril de 1991, chamava a atenção para o fato de que

... Nos últimos anos, a prática de uma política de preços e tarifas não-alinhados com os custos de produção e com a adequada remuneração dos investimentos levou o setor energético a enfrentar sérios problemas, com reflexos sobre o custo do suprimento e a garantia da oferta de energia. Os efeitos dessa prática foram agravados pelo fato de que diversos projetos de vulto iniciados na década de 1970, sofreram atrasos cumulativos, em função do crescimento da demanda a um ritmo menor do que o esperado e da insuficiência crônica de recursos que caracterizou os anos 80. As principais consequências deste processo foram: um crescente endividamento nos

setores eletricidade, álcool e carvão mineral; desperdícios de energia; e investimentos insuficientes, principalmente nos setores petróleo e álcool.

Para fazer face a essa situação, o relatório propunha

... A prática de uma política de preços realista, aplicada tanto ao nível global de preços da energia, quanto aos preços relativos dos energéticos, associada à modernização do setor, com a incorporação de estímulos que levem à redução de custos, deve induzir a um maior esforço de conservação de energia e provocar substituição entre energéticos. Almeja-se com esta política reduzir o ritmo de crescimento da demanda e, simultaneamente, permitir o aumento da geração interna de recursos para o financiamento dos investimentos. Entretanto, não se espera que os recursos gerados por preços e tarifas realistas sejam, por si só, suficientes para financiar a expansão da oferta de energia. Os novos investimentos deverão ser parcialmente cobertos por aportes adicionais de capital de risco e por financiamentos externos ao setor ... Em paralelo às medidas de ordem econômico-financeira, o setor energético necessita de uma reforma institucional e organizacional e de uma modernização administrativa que objetivem a redução de custos e o aumento da eficiência, da produtividade e da qualidade dos produtos e serviços, de forma a viabilizar a integração competitiva da economia brasileira no cenário internacional. Deverão ser revistas e modificadas aquelas regras que não induzem a ações que busquem permanentemente a eficiência ...

Os objetivos contemplados pelo referido documento incluíam a racionalização e uso eficiente da energia; a expansão da produção nacional de petróleo e da oferta de eletricidade; a adoção de uma política realista de preços; o estímulo à participação da iniciativa privada, em condições de mercado; a harmonização entre as políticas energética e de meio ambiente; e o aproveitamento das oportunidades de integração energética com os demais países da América Latina. Dentre os resultados esperados, figurava a elevação da participação do gás natural na matriz energética para um mínimo de 4,5% no ano 2000 e 6% em 2010.

A definição de uma política específica para o gás natural começou a delinear-se com a criação, em 18 de julho de 1991, da Comissão para o Aproveitamento do Gás Natural. O seu relatório final, divulgado em 30 de março de 1992, redimensionava a meta de participação do insumo na matriz energética nacional para 9,8% no ano 2000 e 12% o ano 2010, mediante o

incremento de sua utilização nas frotas de ônibus e frotas cativas de carga, em substituição ao óleo diesel; no setor industrial, com o objetivo de aumentar a eficiência energética e a modernização do setor produtivo; nos segmentos residencial e comercial; e na geração de energia elétrica, inclusive nas modalidades de co-geração e autoprodução, nas quais a participação do setor privado deveria contribuir para reduzir as necessidades de investimento por parte do governo.

Poucos meses depois, em 4 de fevereiro de 1992, representantes do governo federal e das secretarias estaduais de energia do Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul firmaram Protocolo de Entendimento, o qual definia o traçado do gasoduto Brasil-Bolívia; estabelecia o princípio de que o preço do gás natural seria o mesmo em todos os pontos de entrega (*city-gates*); e mencionava o compromisso do governo federal de adotar uma política realista de preços relativos e absolutos para os insumos energéticos, “promovendo a eliminação das distorções dos preços do óleo combustível, do GLP, do óleo diesel e das tarifas de energia elétrica, de forma que o preço do gás natural ao consumidor seja competitivo com os preços desses energéticos”.³⁰

Em 17 de agosto de 1992, o Brasil e a Bolívia celebraram, sob o marco da Associação Latino-Americana de Integração (Aladi), o Acordo de Alcance Parcial para o Fornecimento de Gás Natural. Dentre outros pontos, esse instrumento previa a isenção de gravames à importação e exportação de gás natural, assim como a eliminação de quaisquer outras restrições não-tarifárias; o compromisso boliviano de garantir o livre acesso, por seu território, do gás natural de terceiros mercados; e o pagamento das compras de gás em moeda de livre conversibilidade, fora do esquema de compensação contábil do Convênio de Créditos Recíprocos (CCR) da Aladi.

³⁰Dentre os pontos acima mencionados, um dos mais polêmicos foi a uniformização do preço em todos os *city-gates* ao longo do traçado. A justificativa apresentada pelo governo federal e pela Petrobras foi a de que esse critério permitia um razoável equilíbrio nos benefícios gerados, em termos de distância das fontes bolivianas e de acesso ao gás natural. Segundo essa lógica, o estado do Mato Grosso do Sul, embora mais próximo das fontes bolivianas do que as demais unidades da Federação por onde passava o duto, pagaria a mesma tarifa de transporte que o Rio Grande do Sul, por exemplo, como compensação pelo fato de que os insumos que seriam substituídos pelo gás natural — sobretudo o óleo combustível — apresentavam, no Mato Grosso do Sul, um custo de transporte mais elevado do que no Rio Grande do Sul, ou nos demais estados litorâneos por onde passaria o gasoduto Brasil-Bolívia.

O contrato de compra do gás boliviano, assinado pelos presidentes da Petrobras e da YPF, em 17 de fevereiro de 1993, em Santa Cruz de la Sierra, foi a resultante desse esforço inicial de criação das condições para a incorporação do insumo na escala pretendida pelo governo, do nível de 2% da matriz energética no início dos anos 90, para 12% em 2012. Do lado brasileiro, sua implementação ficava a cargo da Petrobras, então concessionária do monopólio estatal sobre a exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e gás natural.³¹ O contrato previa também, como condição suspensiva, a negociação, dentro de um ano, do financiamento para as obras.

Em 1994, o Banco Mundial enviou missão ao Brasil para avaliar as condições para a expansão do mercado gasífero brasileiro e a viabilidade do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. Na ocasião, formulou 3 recomendações principais ao governo brasileiro (Banco Mundial, p. xii-xiii):

- a) Desregulamentar os preços dos insumos energéticos, de modo a estimular a concorrência de mercado entre as diferentes opções de abastecimento (*interfuel competition*), tomando como base os preços praticados nos mercados internacionais;
- b) Assegurar que os produtores e importadores independentes de gás desfrutassem de livre acesso à capacidade ociosa do gasoduto Brasil-Bolívia; e
- c) Estimular a abertura ao capital internacional, mediante a diminuição do papel dominante da Petrobras na produção gasífera doméstica. Nesse sentido, recomendava a abertura de licitação internacional para a exploração de novas bacias sedimentares, ou a transferência, por parte da Petrobras, daquelas áreas que tinham sua exploração dificultada pela carência de recursos materiais e humanos na escala necessária.

Em 7 de junho de 1994, pela Portaria nº 24, do Departamento Nacional de Combustíveis, o preço do gás natural produzido no país e vendido às concessionárias como combustível foi estipulado, como valor máximo,

³¹À época, o único elo da cadeia gasífera no qual os demais agentes econômicos tinham participação importante era o de venda final, no qual o setor privado detinha 65% do mercado, e de distribuição de gás natural, controlado legalmente pelos estados da Federação (Banco Mundial, p. 2).

como equivalente a 75% do preço do óleo combustível do tipo 1A, com alto teor de enxofre. Essa medida foi de grande importância para viabilizar a introdução do gás natural na matriz energética, na medida em que tornou o insumo competitivo em relação ao óleo combustível, seu principal concorrente em várias atividades econômicas, inclusive na geração de energia elétrica (*vide* nota de rodapé nº 20).

Em 11 de junho de 1994, entrou em vigor a Lei nº 8.884, que regula situações de abuso do poder econômico. Dentre as medidas contempladas que teriam forte impacto sobre a integração gasífera, figura a atribuição ao Conselho de Defesa Econômica (CADE) do papel de órgão de última instância na esfera administrativa, para julgar denúncias de práticas anticompetitivas. Como se verá na Subseção “A perspectiva normativa” da Seção “A experiência do Cone Sul” no Capítulo 4, a empresa Salinas Perynas recorreu à Lei nº 8.884 para obter da Riogas, distribuidora do estado do Rio de Janeiro controlada pela Gás Natural (do Grupo Repsol) e Enron, a retomada dos fornecimentos gasíferos, que haviam sido suspensos por aquela companhia, devido a divergências com relação aos preços da tarifa de distribuição.

Em agosto de 1994, foi negociado o Primeiro Aditivo ao contrato para a compra de gás boliviano, o qual estendia por um ano o prazo para a obtenção do financiamento para o projeto do gasoduto. Na ocasião, a Petrobras, antecipando-se à mudança em gestação da legislação aplicável ao capital estrangeiro, anunciou o nome das empresas que integrariam o consórcio por ela liderado, o qual controlaria a empresa de transporte do gasoduto do lado brasileiro (consórcio BTB, composto pela British Gas, Tennenco e Broken Hill Proprietary). Na mesma época, a YPFB escolheu a Enron como seu sócio estratégico no lado boliviano do gasoduto.

b) Segunda fase

A segunda fase do processo de integração gasífera se inicia com a Lei de Concessão de Serviços Públicos, de autoria do então senador Fernando Henrique Cardoso. Aprovada pelo Congresso Nacional em 7 de julho de 1995, estipula que toda concessão de serviços públicos (inclusive distribuição de gás) deve ser precedida por um processo de concorrência pública.

Pouco depois, a Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995, autorizou o governo federal a contratar empresas públicas ou privadas

para participar das atividades econômicas antes reservadas ao monopólio estatal (exploração, produção, refino, exportação, importação e transporte).

Em conjunto, a Lei de Concessão de Serviços Públicos e a Emenda Constitucional nº 9/95 definiram os contornos básicos do atual regime de exploração de petróleo e gás natural no país, levando a uma redefinição do papel da Petrobras e à abertura de um espaço crescente ao capital privado em projetos na área energética.

A Emenda Constitucional nº 9/95 foi regulamentada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, cujos principais pontos são:

1. Mantém como propriedade da União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em território nacional, neles compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva (Artigo 4);
2. Nos termos do Artigo 177 da Constituição Federal, preserva o monopólio da União para as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; refinação de petróleo nacional e estrangeiro; importação e exportação dos produtos e derivados básicos; transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país, bem como para o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural. Além disso, estipula que essas atividades poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país (Artigo 5);
3. Institui a Agência Nacional do Petróleo (ANP), vinculada ao Ministério das Minas e Energia, como órgão regulador da indústria do petróleo. Dentre suas atribuições, figuram a de assegurar o suprimento de derivados de petróleo; a proteção dos interesses dos consumidores, quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; a realização de estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; a autorização das atividades de refinação, processamento, transporte, exportação e importação; e o cumprimento das boas

práticas de conservação e uso racional do petróleo e seus derivados, do gás natural e da preservação do meio ambiente (Artigos 7 e 8);

4. Prevê que qualquer empresa ou consórcio de empresas que atendam ao que dispõe o Artigo 5 poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno, ou para importação e exportação (Artigo 56).

5. Sujeito a posterior regulamentação, faculta a qualquer interessado o uso de dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, “com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte, pelos meios disponíveis” (Artigo 58).

A Resolução nº 94, de 30 de março de 1998, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), regulou o ingresso de novos agentes no setor de energia elétrica, em decorrência do processo de privatização das empresas titulares de concessão, permissão ou autorização, assim, como da licitação de novas concessões. Dentre os objetivos contemplados, figuram o de evitar a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica. Nesse sentido, estipula limites para a atuação de agentes de geração e distribuição e atribui aos governos estaduais, do Distrito Federal e dos municípios a definição de normas complementares no processo de privatização das empresas por eles controlados.

Em 15 de abril de 1998, a ANP publicou duas portarias que teriam profundo impacto sobre o setor gasífero. Pela Portaria nº 43, regulou a autorização à importação de gás natural, válida por um prazo expressamente definido em cada caso, e sujeito à prorrogação ou revogação. De acordo com os dados compilados pela Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia, a ANP havia autorizado até setembro de 1998 as seguintes operações de importação:

Segundo documento interno do Ministério das Minas e Energia,

... os pedidos comunicados à ANP alcançam o patamar total máximo de 56,8 milhões m³/dia a partir de 2001. Esse montante representaria aproximadamente mais que o triplo do consumo comercializado de gás em 1996. Mesmo na hipótese de uma forte expansão do consumo nos próximos

Tabela 6

Empresa	Quantidade (m ³ /dia)	Data início	Gasoduto	Consórcio	Mercados potenciais
Pan American	15 milhões	3º trimestre 2000	Montevidéu- Porto Alegre	Pan American e British Gas	RS/SC/PR
AES	12 milhões	janeiro 2001	Uruguiana- Porto Alegre	AES	RS/SP/MG/ RJ
Gaspetro	12 milhões	dezembro 2000	Uruguiana- Porto Alegre	Gaspetro YPF TGN Total NOVA	Sul/ Sudeste
EPE	2,8 milhões	agosto 1999	Bolívia-Brasil	Enron e Shell	MT-Cuiabá
Sulgas	1,5 milhão	3º trimestre 2000	Montevidéu- Porto Alegre Uruguiana- Porto Alegre	Pan American British Gas Gaspetro YPF Total NOVA TGN	RS

cinco anos, o total das importações superaria confortavelmente a demanda do mercado interno ... o consumo total estimado para 2005 estaria em torno de 36,2 milhões m³/dia. Adicionando-se às importações a parcela da produção doméstica competitiva, teríamos uma oferta consideravelmente superior ao consumo estimado para o período de referência. Uma explicação para a forte sobrecapacidade de importação poderia residir num comportamento estratégico das empresas envolvidas. Ao firmarem pedidos de compra e promessas de transporte superestimados os agentes estão sinalizando para uma situação potencial de competição acirrada e logo implicitamente desincentivando a entrada de concorrentes. Dessa forma, o resultado em termos de capacidade de importação e transporte efetivamente contratada poderá mudar consideravelmente, dependendo da estrutura de mercado que emergirá das decisões oligopolistas. (p. 4-5)

Pela Portaria nº 44, da mesma data de 15 de abril de 1998, a ANP regulou as atividades de construção e operação de transporte de gás natural por qualquer meio, as quais estarão sujeitas, dentre outros requisitos, à análise de impacto ambiental.

O setor gasífero foi também beneficiado pela criação do mercado atacadista de energia elétrica, que estimulou a construção de termoelétricas movidas a gás natural. O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, determina no Artigo 2 que

... as atividades de geração e comercialização de energia elétrica, inclusive sua importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo, assegurando aos agentes econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes ...

O parágrafo único do Artigo 10 estabelece que “a comercialização de energia elétrica será feita em bases livremente ajustadas entre as partes, ou, quando for o caso, mediante tarifas homologadas pela Aneel”. A Resolução nº 249 da Aneel, de 11 de agosto de 1998, ao regular a aplicação do Decreto nº 2.655, no seu Artigo 2, habilita a participar do mercado atacadista de energia elétrica:

a) Os concessionários ou autorizados de geração de energia elétrica que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 mw;

b) Os concessionários, permissionários ou autorizados que exercerem a atividade de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 300 gwh/ano;

c) Os importadores ou exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 mw;

d) Os autoprodutores de energia elétrica, cuja central termoelétrica tenha capacidade igual ou superior a 50 mw, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo.

A liberdade de acesso às redes de dutos gasíferos foi regulada pela Portaria nº 169 da ANP, de 26 de novembro de 1998. No Artigo 3, a referida Portaria estabelece que “o transportador permitirá o acesso, não-discriminatório, de terceiros interessados à capacidade disponível e à capacidade contratada ociosa em suas instalações de transporte”. O Artigo 4, por sua vez, obriga os transportadores a informar à ANP sua capacidade disponível e a divulgá-la em três jornais de grande circulação. Por sua própria

natureza legal, a Portaria nº 169 da ANP não prevê a liberdade de acesso a dutos de terceiros países, o que teria de ser amparado por ato internacional, seja em nível bilateral, seja multilateral (*vide* Subseção “A perspectiva normativa” da Seção “A experiência do Cone Sul” no Capítulo 4).

Pela Portaria nº 170, também de 26 de novembro de 1998, a ANP regulou a construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e de gás natural líquido.

As medidas liberalizantes na área energética ainda estão em marcha, e, segundo a expectativa da área energética do governo, deverão incidir progressivamente no futuro próximo sobre a estrutura de preços. Uma vez dado esse último passo, estarão praticamente atendidas as recomendações feitas pelo relatório do Banco Mundial de 1994, anteriormente citado, o que reforçará a linha de continuidade seguida pela política energética oficial nos últimos anos. É significativa, a propósito, a observação feita pelo ex-secretário de Energia, e hoje consultor independente, Peter Greiner, em seminário patrocinado pela Canning House em Londres, nos dias 18 e 19 de maio de 1999, no sentido de que

Brazil has surpassed the “point of no return” in opening the energy sector for private investment and competition. Even a radical change of the political establishment should not deter the present trend, since the State just doesn’t have the resources needed to comply with the further and constant increase in energy demand, as it is shown by the consistency and continuity of the patterns of the past years.

Concessão à Petrobras/TBG do aval do Tesouro Nacional para o financiamento do gasoduto Brasil-Bolívia. Financiamento pela Petrobras da construção do duto em território boliviano

As negociações do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia assumiram nova dinâmica com a entrada em vigor da Lei de Concessão de Serviços Públicos, da Emenda Constitucional nº 9/95, do programa nacional de privatização do Governo e da Lei nº 9.478/97. Esses instrumentos legais retiraram da Petrobras a condição de concessionária do monopólio estatal, com a qual havia negociado o Contrato com a YPFB, firmado em Cochabamba, em 1993, e estimularam as sócias internacionais da Bolívia a procurar redimensionar sua presença no empreendimento e no nascente mercado gasífero brasileiro.

Os efeitos desse novo quadro legal repercutiram no processo negociador do governo e nos entendimentos mantidos pela Petrobras com os sócios internacionais do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. Do ponto de vista oficial, foi necessário buscar um ponto de equilíbrio entre, de um lado, os objetivos de política de integração regional e de abastecimento energético doméstico contemplados pelo projeto do gasoduto com a Bolívia e, de outro, o estímulo que se buscava oferecer à atração de poupança e tecnologia externas. A conciliação desses interesses requereu intenso esforço de coordenação de posições entre os Ministérios brasileiros envolvidos (além do Ministério das Minas e Energia, o Itamaraty e a área econômica) e a condução de uma delicada sintonia fina na interlocução, em nível diplomático, com La Paz.

Em nível empresarial, as divergências se manifestaram em três aspectos centrais do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia — traçado, critérios para a fixação do preço do gás, e modalidade de financiamento — os quais dominaram as negociações realizadas no Rio de Janeiro, em agosto de 1995, referentes ao Segundo Aditivo ao Contrato firmado em Cochabamba, em fevereiro de 1993.

A posição brasileira era a de que a extensão do gasoduto até o Rio Grande do Sul era decisiva para a consecução do objetivo do governo de introdução em larga escala do gás natural na matriz energética nacional; contribuía para diminuir as disparidades regionais brasileiras³²; e viabilizava, de forma econômica, a cobertura parcial do déficit de abastecimento energético do país. Na linha do que fora estipulado no Contrato de Cochabamba, o preço do gás seria indexado ao comportamento das cotações de uma cesta de insumos energéticos que seriam substituídos pelo gás boliviano. No que se refere ao financiamento, o recurso ao Banco Mundial se afigurava a solução mais adequada, em razão dos encargos mais reduzidos dos seus empréstimos, em comparação com aqueles dos bancos comerciais. Num primeiro momento, no entanto, essa opção enfrentou uma resistência

³²O “Dossiê gasoduto Brasil-Bolívia”, publicado pela *Gazeta Mercantil* em 9 de fevereiro de 1999, quando da inauguração do gasoduto Brasil-Bolívia, fornece dois dados que, por si só, evidenciam a importância econômica da introdução do gás natural na matriz energética da região Sul: a potência da termoeletrica de Uruguaiana, que utilizará gás argentino, equivalia, naquela ocasião, a cerca de um terço do total da capacidade de geração de eletricidade do estado do Rio Grande do Sul; por sua vez, o setor de cerâmica de Santa Catarina absorverá, individualmente, a metade de todo o fornecimento gasífero do projeto naquele estado, e o setor têxtil 26%.

quase dogmática por parte do Banco Mundial, devido à condição estatal da Petrobras. A superação dessa dificuldade requereu um intenso e sistemático esforço de persuasão, no qual a Embaixada do Brasil em Washington exerceu importante papel. Conforme relatado em entrevista concedida pelo embaixador Paulo Tarso Flecha de Lima, dentre os argumentos utilizados em favor da concessão do empréstimo, figurava o de que seria irrealista, do ponto de vista político, contemplar a implantação de um projeto de energia fóssil daquela magnitude no Brasil, sem a participação da Petrobras.

Por outro lado, uma corrente liderada pela Enron, que controla a companhia de transporte do lado boliviano do gasoduto, defendia que o traçado se limitasse ao estado de São Paulo, cujo mercado seria por si só suficiente para absorver a produção boliviana, tendo como principal destino usinas termoelétricas a gás natural. Segundo essa ótica, o contrato firmado em 1993 teria de ser renegociado nos aspectos relativos ao traçado, preços e financiamento. Sobre este último ponto, a Enron sustentava que os bancos privados deveriam assumir a responsabilidade maior, de modo a evitar-se uma alegada morosidade por parte do Banco Mundial na liberação dos recursos.

Em certos momentos, as posições da Enron chegaram a sensibilizar setores do governo boliviano. Nessa fase, o discurso negociador boliviano enfatizou dois pontos principais. Em primeiro lugar, as vantagens que a Bolívia auferiria se, ao invés de exportar pura e simplesmente gás natural, atrelasse a venda do insumo à sua utilização em usinas termoelétricas no Brasil. Em segundo, a limitação do traçado ao estado de São Paulo, cuja demanda, por si só, deveria ser suficiente para absorver os fornecimentos, dentro dos limites das reservas gasíferas bolivianas até então conhecidas. A argumentação de La Paz era a de que a extensão do traçado até o Rio Grande do Sul, ao aumentar os gastos de infra-estrutura, com a conseqüente queda do preço *FOB net back* do gás ao produtor, para a mesma taxa de retorno do projeto, configurava um subsídio implícito ao Brasil, o que justificaria a reabertura dos entendimentos em torno do traçado, preço e modalidade de financiamento.

No entanto, a tese da reabertura das negociações padecia de duas fragilidades maiores. Em primeiro lugar, o Brasil era, pelo menos no curto prazo, o único cliente de peso para o gás boliviano, tendo em vista que a

Argentina, seu destino inicial, já se tornara auto-suficiente e se preparava para abastecer terceiros mercados, a começar pelo chileno. Em segundo, conforme apontado no capítulo precedente, o volume das reservas provadas bolivianas então conhecidas era suficiente para atender ao projeto durante apenas 15 anos, o que colocava a Bolívia na dependência da complementação de abastecimento por parte da Bacia de Campos, para cumprir com os compromissos assumidos com o Brasil.

Parece fora de dúvida que a posição da Enron, apoiada por La Paz com as cautelas políticas que se impunham, visava, em última análise, a reabrir as negociações do projeto, colocando-o sob o signo do novo regime legal brasileiro aplicável ao capital estrangeiro. No entanto, embora compreensível do estrito ponto de vista empresarial da Enron, o eventual rompimento do Contrato de 1993 certamente comprometeria, talvez até de forma definitiva, a credibilidade do projeto, já abalada pelas inúmeras tentativas malogradas do passado, além de inviabilizar a consecução dos objetivos brasileiros — dentre eles, no curto prazo, a cobertura parcial do déficit de abastecimento doméstico.

Duas iniciativas, ambas do lado brasileiro, foram decisivas para tornar irreversível o projeto do gasoduto, dentro da concepção que acabou por prevalecer.

Em primeiro lugar, a decisão oficial de atender ao pedido da Petrobras, para que a TBG fosse aceita como mutuária do empreendimento, para fins de obtenção de financiamento junto às agências multilaterais de crédito. Em segundo, o compromisso assumido pela Petrobras de arcar com os custos de infra-estrutura em território boliviano, em troca de futuros fornecimentos gasíferos. Ambas as iniciativas requereram um trabalho de equipe dos órgãos brasileiros envolvidos e uma cuidadosa interlocução diplomática com La Paz, a qual permitiu preservar inteiramente os objetivos brasileiros de integração regional.

Muito embora a modalidade dominante dos esquemas de financiamento em negociação pela Petrobras fosse a de *project financing*, segundo a qual os resultados operacionais do projeto servem como garantia do seu pagamento — o que pressupõe uma rigorosa avaliação de sua viabilidade econômico-financeira — a condição de mutuária requerida pela Petrobras para a TBG se impunha por três motivos principais:

1. Por se tratar de requisito para a obtenção de financiamento junto às agências multilaterais de crédito, como o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento e a Corporação Andina de Fomento (CAF), cujos desembolsos são remunerados a taxas inferiores àquelas praticadas no mercado (o que permite repassar custos mais baixos ao consumidor final);
2. Pelas dificuldades que a Bolívia teria de superar para levantar recursos junto a essas agências multilaterais, em razão de seu *credit rating* internacional; e
3. Pela relutância mostrada pelos sócios privados do empreendimento em oferecer opções de financiamento igualmente competitivas para a totalidade do projeto.³³

Por sua vez, a oferta da Petrobras para construir o duto em território boliviano — financiamento concessional em troca de futuros fornecimentos gasíferos — permitia a La Paz conciliar seus vários interesses em jogo. Em relação ao quadro político interno, o governo Sanchez de Lozada assegurava que o projeto do gasoduto não seria mais uma oportunidade perdida, mas uma realização — possivelmente a mais importante — de sua administração. As relações com o Brasil eram impulsionadas, sob um marco integracionista de uma atividade produtiva (e não de ajuda econômica), cujos efeitos se concentrariam prioritariamente na região. E o diálogo com os sócios internacionais resguardado, na medida em que a proposta a Petrobras era de longe a mais atraente de que dispunha a Bolívia.

Interesse da Petrobras de ocupar espaço importante na nova estrutura do mercado gasífero

A história da introdução do gás natural em larga escala na matriz energética brasileira, no contexto de um processo de integração regional no Cone Sul, está intimamente ligada à trajetória do papel desempenhado pela Petrobras nesse processo.

³³ Segundo a *Petrobras Magazine* de abril-maio de 1997, os sócios da Petrobras no projeto do gasoduto investiram no empreendimento recursos próprios equivalentes a 30% dos custos totais de infra-estrutura do lado brasileiro, orçados (os custos totais) em US\$ 1,3 bilhão, exclusive os gastos com a montagem das redes de distribuição a partir dos *citygates*.

Obtido o aval do Tesouro Nacional para o consórcio BTB, para fins de negociação do financiamento para o gasoduto Brasil-Bolívia, a Petrobras assumiu papel de liderança na implementação do mercado gasífero nacional, graças ao controle acionário por ela exercido na empresa de transporte do lado brasileiro, às concessões de que dispõe para a exploração de importantes blocos nas bacias sedimentares em território nacional e aos direitos de exploração de jazidas na Argentina e Bolívia. Desde então, a empresa tomou uma série de iniciativas adicionais, com o objetivo de expandir o espaço por ela ocupado no nascente mercado gasífero do país.

No plano interno, a Petrobras foi a empresa que arrematou o maior número de blocos de exploração, na licitação realizada pela ANP em 15 e 16 de junho de 1999. Na região amazônica, implementou o projeto de Urucu, o qual servirá como ponto focal para a produção e distribuição do insumo na região Norte do país, e estuda com a Shell a construção do primeiro terminal brasileiro de importação de GNL, no porto de Suape, em Pernambuco.

No plano externo, a Petrobras celebrou acordo com a YPF argentina, com vistas ao abastecimento da termoelétrica em construção em Uruguaiana com o gás procedente da Bacia de Neuquen. A parceria Petrobras-YPF, da qual participam também a Total, a TransCanadá, a Tecgás e a Ipiranga, enfrenta a concorrência do consórcio Cruz del Sur, formado pela Pan American, British Gas e ANCA, que tenciona chegar a Uruguaiana por meio de uma extensão do gasoduto que abastece Montevideú.

Do ponto de vista da Petrobras, a importância da ligação com Uruguaiana deriva de dois fatos principais. Em primeiro lugar, reduz sua dependência em relação aos fornecimentos bolivianos. Em segundo, propicia a formação do anel gasífero do Cone Sul, unindo a rede de dutos em território argentino, as conexões já existentes entre a Argentina e o Chile, a infraestrutura do gasoduto Brasil-Bolívia e o eventual gasoduto procedente de Camisea. Uma vez materializado, o anel gasífero do Cone Sul ampliará consideravelmente o peso que a Petrobras exerce sobre o setor gasífero da sub-região.

A estratégia de ocupação de espaços por parte da Petrobras constitui motivo de preocupação para suas concorrentes no mercado gasífero

brasileiro. Esse receio foi manifestado por executivo da British Gas, pouco antes do leilão de privatização da Comgas.³⁴ Na ocasião, a fonte da British Gas sublinhou as dificuldades que poderiam ter de ser enfrentadas pelo vencedor do leilão da Comgas, pelo fato de a Petrobras controlar os fornecimentos gasíferos de Campos e de óleo combustível - concorrente do gás natural — além de liderar a empresa de transporte do lado brasileiro do projeto do gasoduto (em parceria com a Bristish Gas). Em função disso — declarou — *“Petrobras can manipulate prices on the market, to the detriment of others”*. O resultado final do leilão, vencido pela própria British Gas com amplo sobrepreço em relação ao segundo colocado, evidencia que a empresa britânica estava disposta a correr o risco de eventuais dificuldades de convivência com a Petrobras.

Pelo menos num primeiro momento, essa ocupação de espaços por parte da Petrobras ocorreu com o beneplácito do governo federal, que enfatizava a importância da participação da companhia no mercado gasífero brasileiro como elemento norteador da implementação da política energética nacional. Posteriormente, no entanto, dois desenvolvimentos contraditórios suscitaram dúvidas a respeito do comportamento futuro da Petrobras no mercado gasífero.

O primeiro foi a ausência da empresa do leilão de privatização da Comgas, em abril de 1999. De acordo com interpretações veiculadas por órgãos da imprensa, essa ausência poderia ter decorrido do interesse oficial de sinalizar aos investidores privados que o governo não tenciona ocupar todos os elos da cadeia gasífera (a eventual vitória no leilão da Comgas praticamente consolidaria essa posição por parte da Petrobras). Não se exclui também a possibilidade de que essa ausência tenha decorrido de dificuldades do processo decisório interno da companhia, que passava, à época, por mudança nos seus quadros dirigentes.

O segundo, na direção oposta, foi a vitória da Petrobras - sozinha, ou em consórcio — em mais da metade das áreas leiloadas em 15 e 16 de junho de 1999 pela ANP — apesar de o governo haver previamente determinado à estatal a devolução de várias áreas de exploração que estavam em seu poder (*vide* Capítulo 2).

³⁴Informações prestadas em entrevista com o senhor Richard Souchard, que, conforme apontado no Capítulo 1 (*vide* nota de rodapé nº 4), é assessor do senhor Stephan Brandon, um dos principais executivos da companhia britânica para os temas gasíferos no Cone Sul.

Uma possível interpretação para esses dois movimentos divergentes é a de que o governo respalda a posição protagônica da Petrobras na área de produção, mas cerceará sua participação no mercado de distribuição. No setor de transporte, onde existe espaço para a redução da participação da Petrobras na TBG, uma eventual alteração seria avaliada à luz da evolução do mercado gasífero brasileiro (em função de variáveis como o interesse em estimular a participação de empresas estrangeiras em determinados projetos, ou como moeda de troca para a participação da Petrobras em terceiros empreendimentos, não controlados pela estatal).

Aspectos econômicos

Plano externo

A ênfase atribuída às estratégias econômicas autarquizantes que prevaleceram na América Latina até o final dos anos 70 era condizente com a tendência então verificada no plano internacional, no sentido de uma importante presença do Estado na atividade econômica e da proteção aos setores produtivos internos, via elevadas tarifas de importação.

A década de 1980 constituiu, sob esse aspecto, um divisor de águas. O Estado empreendedor do passado cedeu progressivamente lugar ao Estado regulador, que procura em grande medida transferir as responsabilidades de produção e investimento para o setor privado, sem, no entanto, renunciar à prerrogativa de intervir no mercado para evitar distorções no seu funcionamento – como, por exemplo, nos casos de abuso do poder econômico. Por sua vez, a Rodada Uruguaí, iniciada em 1986 e concluída em meados dos anos 90, propiciou o mais abrangente “pacote” de reduções tarifárias até então negociado no plano multilateral, além de haver estendido o alcance do processo de liberalização econômica para os chamados “novos temas”, como serviços e proteção intelectual. Transpondo esse fenômeno para o contexto brasileiro, Celso Lafer observa que

A liberalização comercial, contemplada pela negociação da Rodada Uruguaí, foi favorecida na cultura política brasileira pela mudança de mentalidade, trazida pela queda do Muro de Berlim e seus desdobramentos. Com efeito, isso representou uma valorização positiva do papel do mercado e uma percepção dos limites do intervencionismo estatal, situação que colocou

na defensiva no plano ideológico, no espectro da opinião pública brasileira, as “famílias políticas” identificadas com a tese de uma economia fechada. Essa situação levou a uma percepção mais clara de que o processo de substituição de importações, implantado com sucesso no Brasil desde 1930, mas em crise a partir dos anos 80, tinha esgotado suas virtualidades. Daí a convicção, que começou a generalizar-se, de que não há, nas condições atuais do mundo, permeado pela lógica da globalização, desenvolvimento possível em isolamento autárquico. (p. 51)

Do ponto de vista econômico, a intensificação do processo de integração regional verificado na América do Sul a partir dos anos 80 decorreu essencialmente do duplo processo de retração da presença do Estado na economia e de redução das barreiras ao livre comércio. Esse duplo fenômeno, desenvolvido simultaneamente à adoção de programas domésticos de ajuste macroeconômico, propiciou significativos aumentos nos fluxos regionais de comércio e investimento e viabilizou o retorno da região ao mercado voluntário de créditos internacionais.

As iniciativas de integração energética, em particular na área gasífera, desde então conduzidas no Cone Sul germinaram sob a influência dos fenômenos econômicos acima apontados. Os programas de estabilização macroeconômica e os processos de abertura comercial e de privatização restabeleceram sua atratividade para o capital internacional e revigoraram a capacidade de investimento das economias da região.

Nessa mesma linha, a intensificação dos fluxos regionais de comércio e investimento reforçou a lógica econômica dos dispendiosos projetos de integração gasífera no Cone Sul. Do lado dos países produtores, contribuiu para dar valor econômico a reservas de recursos naturais que, por razões geológicas (menor dimensão relativamente àquelas de outras áreas produtoras, como o Oriente Médio e a própria Venezuela) e geográficas (maior proximidade dos centros de consumo do Cone Sul), encontram na própria sub-região suas melhores condições de comercialização.

Do ponto de vista dos consumidores do Cone Sul — em particular do Brasil — a importação do gás natural constitui importante instrumento para reforçar o poder de compra dos países produtores, contribuindo assim para a expansão dos fluxos de comércio e investimento na sub-região. É

uma situação distinta daquela que se verificava quando o abastecimento energético brasileiro provinha na sua maior parte do Oriente Médio, cujos fluxos de importação de bens e serviços se originam preponderantemente na Europa Ocidental e nos EUA.

A vocação do comércio gasífero como criador de renda e de investimentos regionais é particularmente pronunciada em projetos implementados através de dutos, que é a modalidade predominante no Cone Sul. Diversamente do GNL, que tem maior mobilidade para alcançar mercados extra-regionais — embora esteja sujeito a limitações mais severas nos volumes transportados — o gás comercializado por meio de dutos estabelece uma maior vinculação entre os centros de produção e de consumo, num horizonte de longo prazo. É significativo, a propósito, que, desde a entrada em funcionamento do gasoduto com a Argentina, em 1972, a Bolívia jamais tenha deixado de cumprir seus compromissos de fornecimento, apesar das freqüentes turbulências político-administrativas enfrentadas pelo país andino durante a década de 1970 e o início dos anos 80. Essa circunstância explica também as delicadas tratativas diplomáticas entre a Bolívia e a Argentina, com o objetivo de encontrar fórmulas que “amortecessem” a perda das receitas das exportações gasíferas bolivianas, à medida que a Argentina se tornava auto-suficiente na produção do insumo (Viotti, Notas complementares).

Plano interno

A motivação política da Petrobras de ocupar um espaço importante dentro do mercado gasífero nacional que se abria para o capital estrangeiro foi fortemente influenciada, do ponto de vista econômico, por duas razões principais. Em primeiro lugar, pela avaliação de que a construção de termoeletricas a gás seria uma conseqüência inevitável da redução do potencial de geração hidroeétrica no Sul-Sudeste. Essa constatação se apoiava em razões objetivas e facilmente discerníveis.³⁵ Em segundo, pelo crescimento verificado na produção gasífera brasileira.

Tecnologicamente, a geração pelo método do ciclo combinado se mostra hoje o mais eficiente na produção de energia elétrica. Essa vantagem

³⁵Declarações prestadas em entrevista ao autor pelo economista Antônio Cajueiro, da equipe da Petrobras que negociou o projeto do gasoduto Brasil-Bolívia.

comparativa, discutida no primeiro capítulo, levou à disseminação do uso das termoelétricas a gás nas economias dos principais países desenvolvidos e em desenvolvimento, num processo que conciliou o interesse dos investidores internacionais — motivados pela perspectivas de rápido retorno no capital investido — com o dos usuários dos setores industrial e de serviço, que viram nessa fronteira tecnológica um importante fator de ganho de competitividade.

Do ponto de vista financeiro, a introdução da tecnologia de ciclo combinado, de custo elevado e altamente intensiva em capital, foi favorecida pela estabilização macroeconômica propiciada pelo Plano Real; pelo retorno do país ao mercado voluntário de créditos internacionais; e pelo conseqüente restabelecimento da atratividade do mercado brasileiro aos investimentos externos. Essa conjugação de fatores positivos contrabalançou, ainda que parcialmente, os efeitos do elevado nível das taxas domésticas de juros, as quais certamente teriam inviabilizado os investimentos requeridos à instalação das termoelétricas a gás, na ausência de um reordenamento do quadro macroeconômico, da reabertura dos fluxos de investimentos diretos e da retomada das linhas de crédito internacionais para o país.

Do ponto de vista ambiental, o recurso às termoelétricas a gás, além de reduzir a emissão de gases na atmosfera, prescinde do desmatamento, não afeta a manutenção e/ou expansão das áreas agricultáveis e evita o reassentamento das populações nativas das áreas inundadas por novas hidroelétricas — questão particularmente sensível na região amazônica, onde se localiza a maior parte do nosso potencial hidroelétrico por explorar.

Adicionalmente a esses argumentos, a existência de um crescente potencial produtivo doméstico de gás natural, ainda que em escala insuficiente para cobrir o déficit energético brasileiro, fortaleceu a opção econômica pelas termoelétricas a gás. Essa disponibilidade do lado da oferta era reforçada pela circunstância de que as reservas gasíferas da Bacia de Campos — as mais importantes do país, e geograficamente próximas dos grandes centros consumidores do Sudeste — são associadas ao petróleo, o que enseja uma sinergia entre a exploração e produção dos dois insumos.

Conclusão

A introdução em larga escala do gás natural na matriz energética brasileira, a partir da década de 1990, resultou da conjunção de várias forças políticas e econômicas, nos planos doméstico e externo. A resultante dessas forças foi a transição de uma “ótica geopolítica” para uma “ótica geoeconômica” das relações econômicas regionais, na qual a ênfase ao auto-abastecimento cedeu progressivamente lugar à busca de sinergias dotadas de racionalidade econômica, num quadro de fortalecimento das instituições democráticas, estabilização macroeconômica, abertura das legislações domésticas ao capital internacional e reforço do processo de integração regional.

Do ponto de vista brasileiro, o recurso ao gás natural praticamente se impunha para o preenchimento parcial do déficit energético brasileiro, o qual assumiu proporções preocupantes no final da década de 1990. Conforme ressaltado no primeiro capítulo, o gás natural se credenciou a ocupar esse papel, devido às suas características ambientais e econômicas (elevada eficiência na geração de energia elétrica e na aplicação aos setores industrial, de transporte e de serviço). Esses atributos lhe conferem importante vantagem comparativa em relação a outros insumos, como o petróleo (mais poluente e menos eficiente na geração de energia); o álcool (que apresenta opções de uso mais restritas, além de uma equação econômica que muitos consideram pouco competitiva); ou ainda as fontes renováveis, como a eólica, cujo potencial de abastecimento é ainda restringido por limitações de ordem tecnológica.

A circunstância adicional de a Argentina e a Bolívia, respectivamente membros pleno e associado do Mercosul, disporem de reservas gasíferas com potencial para abastecer o mercado brasileiro durante um período superior a vinte anos — prazo amplo o suficiente para justificar economicamente os projetos de fornecimento ao Brasil — conferiu ao intercâmbio gasífero no Cone Sul uma dimensão integracionista praticamente ausente dos empreendimentos anteriores na área energética sub-regional, até então limitados a algumas poucas experiências de alcance bilateral.

Todos os fatores acima apontados eram certamente necessários à introdução do gás natural da Bolívia e da Argentina na matriz energética brasileira, na escala em que se verificou. Não eram, no entanto, suficientes.

Dois fatores se sobressaíram como particularmente relevantes.

Em primeiro lugar, o fortalecimento do real, num quadro de estabilidade macroeconômica, o que deu aos investidores internacionais a confiança necessária para assumir compromissos de grande peso econômico num mercado gasífero ainda nascente, no qual se sobressaía a presença dominante de uma empresa estatal. Isso se evidencia de forma particularmente clara na ênfase atribuída pela Enron à utilização prioritária do gás na geração de energia elétrica. Um projeto dessa natureza só se mostra consistente se amparado por uma base macroeconômica credora de confiança, tendo em vista os elevados dispêndios em moeda forte envolvidos na instalação das termoeletricas a gás, cujos componentes importados, como se verá no Capítulo 4, são da ordem de 70%.

Em segundo lugar, a capacidade demonstrada pelo governo brasileiro — nas áreas diplomática, energética e econômica — de tomar as medidas necessárias à superação das dificuldades surgidas na fase de negociação do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. Isso se evidenciou em questões particularmente sensíveis, como, por exemplo, na definição do traçado; na remoção das dificuldades para a obtenção do financiamento junto ao Banco Mundial; na solução encontrada para o financiamento da construção do duto em território boliviano; e na condução de delicadas tratativas diplomáticas com La Paz.

Sob este último aspecto, valeria registrar a observação feita pelo embaixador Marco César Meira Naslausky, em entrevista ao autor, no sentido de que a ação diplomática brasileira fez com que, em momentos cruciais da negociação do projeto do gasoduto, La Paz situasse as relações com o Brasil num plano que “precede e transcende” suas vinculações com as sócias internacionais.

Além dos requisitos ligados à estabilidade política e macroeconômica internas, o êxito do processo de integração gasífera com o Cone Sul dependerá em grande medida, nos próximos anos, da capacidade da ação diplomática brasileira de situar as relações bilaterais com os países fornecedores numa perspectiva que “preceda e transcenda” as vinculações que esses países mantêm com suas sócias internacionais. Sem prescindir da solidez econômica dos projetos que venham a ser implementados, esse enfoque político se mostra indispensável no estabelecimento de relações de cumplicidade entre, de um lado, o processo mais amplo de integração gasífera

no Cone Sul, e, de outro, os três atores diretamente envolvidos nesse processo — o Brasil, na condição de principal país importador; a Bolívia, Argentina e Peru, exportadores do insumo; e as grandes empresas energéticas, enquanto provedoras de poupança e tecnologia. Isso se tornará particularmente palpável à medida que a consolidação do processo de integração gasífera for colocando inevitavelmente sobre a mesa questões ainda novas e sobre as quais seremos chamados a nos posicionar de forma clara, como a avaliação da necessidade, ou não, de negociação de uma normativa sub-regional aplicável — tema explorado no próximo capítulo.

Capítulo 4

A integração gasífera com a Bolívia e a Argentina à luz da política brasileira de integração regional

Considerações gerais

Este capítulo investiga como a integração gasífera no Cone Sul se insere na política brasileira de integração regional. Com esse objetivo, procura traçar as características que particularizam a integração gasífera na sub-região *vis-à-vis* ao processo mais amplo de integração regional em que se insere; identificar possíveis antagonismos e sinergias entre esses dois eixos; e avaliar a conveniência de se aprofundarem, ou não, os entendimentos já iniciados, em torno de uma normativa aplicável à integração gasífera no Cone Sul.

A exemplo dos capítulos anteriores, a ênfase recai sobre ótica brasileira da integração gasífera no Cone Sul, com especial atenção para os aspectos que poderiam ser levados em consideração pelo governo federal, na definição de uma estratégia oficial sobre o tema.

A premissa deste capítulo é a de que a política brasileira de integração gasífera no Cone Sul visa as seguintes metas principais:

1. Contribuir para a garantia do abastecimento do mercado energético brasileiro;
2. Criar condições para que esse abastecimento seja feito em benefício do consumidor e em consonância com os objetivos domésticos de desenvolvimento;
3. Estimular a atração de capitais privados para o setor gasífero, de modo que, na medida do possível, os escassos recursos governamentais possam ser aplicados em atividades inerentes à atividade do Estado, como saúde, educação e saneamento básico;
4. Compatibilizar o uso do gás com os objetivos de promoção da eficiência energética e de preservação do meio ambiente; e

5. Colocar o processo de integração gasífera no Cone Sul a serviço da política brasileira de integração regional na América do Sul e, por extensão, de uma inserção mais competitiva do país na economia internacional.

Afora a apresentação e conclusão, o capítulo se estrutura em cinco seções principais, dedicadas:

1. Ao estudo das características que distinguem um processo de integração gasífera de outras modalidades de intercâmbio na área energética;
2. À identificação dos requisitos básicos para a condução de um processo de integração gasífera no Cone Sul;
3. À análise das implicações da integração gasífera no Cone Sul, do ponto de vista da capacitação tecnológica e industrial brasileira;
4. À investigação dos principais aspectos ligados ao abastecimento no “perímetro gasífero da América do Sul” e, em especial, no Cone Sul; e
5. À avaliação da necessidade de negociar-se uma eventual normativa multilateral aplicável à integração gasífera no Cone Sul.

Este capítulo final recolhe grande número de informações e idéias lançadas nos anteriores e as interpreta à luz da política brasileira de integração regional na América do Sul. Dentro da estrutura geral do trabalho, é o que apresenta uma visão mais prospectiva, o que parece justificável pelo fato de que, embora a integração gasífera no Cone Sul seja um processo em curso e com resultados já palpáveis — como evidenciado pela entrada em funcionamento do gasoduto Brasil-Bolívia, em fevereiro de 1999 — sua consolidação e posterior expansão nos próximos anos não poderá prescindir do acompanhamento sistemático do governo, seja no monitoramento do funcionamento do mercado e introdução dos eventuais ajustes que nele se façam necessários, seja na condução de uma agenda gasífera com os países da região consistente com os objetivos de política brasileira de integração regional.

Características da integração gasífera

A integração energética constitui um estágio avançado de um processo de integração³⁶, subseqüente a um período inicial de expansão sustentada dos fluxos de comércio e investimento. Isso se deve, sobretudo, aos vultosos investimentos incorridos na criação da infra-estrutura de apoio à condução de um processo de integração energética, seja na área de petróleo, gás natural, GNL ou de outro insumo. A mobilização de recursos dessa magnitude pressupõe, do ponto de vista econômico, uma base geradora de renda e investimento, necessariamente lastreada por uma cadeia suficientemente sólida — já existente, ou potencial — de relações econômicas e comerciais entre as partes envolvidas.

A dimensão integracionista do intercâmbio na área energética implica a realização de fornecimentos regulares, numa perspectiva de longo prazo, de modo a favorecer, na maior extensão possível, o direcionamento dos recursos gerados por esse intercâmbio na área energética para a criação de renda e investimento entre vendedor e comprador. Distingue-se, portanto, das relações esporádicas de fornecimento conduzidas exclusiva ou majoritariamente nos mercados *spot*, nas quais o elo fornecedor-consumidor praticamente se esgota na conclusão de cada operação comercial.

A decisão de conferir uma dimensão integracionista na área energética requer, tanto da parte do fornecedor, quanto do consumidor, uma avaliação custo-benefício da conveniência de concentrar entre si, de forma regular, parcela importante de suas respectivas oferta e demanda, num horizonte de longo prazo. Do ponto de vista do mercado consumidor brasileiro, as situações da Bolívia e de Trinidad e Tobago são particularmente ilustrativas.

Trinidad e Tobago dispõe de reservas gasíferas expressivas, com uma relação reservas-produção superior a 60 anos, e está localizada a uma distância econômica relativamente reduzida de uma variedade de mercados importantes — como o dos EUA, da Europa Ocidental e, em menor grandeza,

³⁶A referência a “processo de integração” se aplica tanto àqueles ditos “espontâneos”, como a integração econômico-comercial em curso entre o Canadá e os EUA antes mesmo da assinatura de acordos de livre comércio entre os dois países, quanto àqueles ditos “formais”, ou seja, apoiados sobre a base jurídica de acordos específicos, como o Acordo de Livre Comércio Canadá-EUA, que entrou em vigor em 1989; o Tratado de Assunção; o Acordo de Livre Comércio Mercosul-Bolívia; ou o Tratado de Maastricht.

do Nordeste do Brasil. Esse conjunto de características motivou grandes empresas energéticas internacionais a financiar e instalar no país o primeiro terminal de exportação de GNL na América Latina, em operação desde o primeiro semestre de 1999.

Em função dessas características, a inserção de Trinidad e Tobago no mercado gasífero internacional se dará prioritariamente por meio de exportações via mercado *spot* para a América do Norte e Europa Ocidental. A exemplo do que ocorre com os exportadores de petróleo do Oriente Médio, as receitas auferidas por Trinidad e Tobago deverão provavelmente ser direcionadas sobretudo para os EUA e países europeus, devido à tradição que têm como fornecedores; à circunstância de que lá estão sediadas as matrizes das empresas que financiaram o projeto de exportação de GNL; e à inexistência de vínculos econômico-comerciais mais estreitos entre Trinidad e Tobago e os demais países da América do Sul e do Caribe.

A situação boliviana é substancialmente distinta. Após a auto-suficiência adquirida pela Argentina na produção de gás natural, a Bolívia encontrou no Brasil a única opção expressiva de curto prazo para a venda do insumo. As demais oportunidades são de médio-longo prazo. Tanto no curto, quanto no médio-longo prazo, o transporte será feito por meio de dutos - modalidade que, sem inviabilizar a existência de um mercado *spot*, estabelece uma relação mais estreita entre fornecedor e consumidor.

Fora do âmbito regional, não se vislumbra a possibilidade de a Bolívia — nem a Argentina — se tornar um importante fornecedor gasífero. Como se viu no Capítulo 2, isso se deve tanto à dimensão relativamente reduzida das suas reservas (comparativamente àquelas de competidores como Argélia, Nigéria, Venezuela e Trinidad e Tobago), quanto à maior distância econômica que separa a Bolívia dos mercados gasíferos da América do Norte e Europa Ocidental, relativamente aos concorrentes.

Por outro lado, o fato de a Bolívia ser membro associado do Mercosul — com o qual concentra cerca de 50% dos seus fluxos de comércio exterior — contribuirá poderosamente para que o reforço do poder de compra derivado das exportações gasíferas bolivianas se traduza de forma potencial numa maior demanda boliviana por bens e serviços do grupamento, ao contrário do que ocorre com Trinidad e Tobago.

Do ponto de vista de política de integração, o confronto entre as características dos fornecimentos da Bolívia e de Trinidad e Tobago revela que a escolha do fornecedor pode levar a resultados distintos do ponto de vista das condições de abastecimento e dos efeitos gerados sobre a renda e o investimento. Dada a condição de membros do Mercosul, a Argentina e a Bolívia são os países cujos fornecimentos gasíferos, desde que competitivos em relação a outras fontes, apresentam maior potencial de geração de renda e investimento no intercâmbio com o Brasil. No entanto, dada a dimensão do seu mercado e sua configuração territorial, o Brasil terá de valer-se, no médio prazo, de fornecimentos gasíferos de outras fontes, sobretudo para a região Nordeste, onde o GNL de Trinidad e Tobago provavelmente disporá de uma vantagem comparativa sobre o gás natural boliviano. Ademais, caberia não desconsiderar a hipótese, ainda que para fins meramente de análise, de que, num cenário de ruptura de fornecimentos do Cone Sul, o Brasil tenha de recorrer emergencialmente a suprimentos gasíferos de outras origens para equilibrar seu abastecimento. Essas considerações atestam que a prioridade que se deveria atribuir aos fornecimentos do Cone Sul não é excludente em relação a outras opções de abastecimento, sobretudo à peruana e àquelas situadas na vertente setentrional (Trinidad e Tobago e, eventualmente, Venezuela) do perímetro gasífero sul-americano, o que aconselharia, na medida do possível, o estabelecimento de uma relação de complementaridade entre elas.

Requisitos básicos da integração gasífera no Cone Sul

A análise comparada de diferentes experiências internacionais revela que a integração na área energética pode prescindir da estrutura jurídica de um mecanismo de integração – como o Mercosul, ou a União Européia – mas não pode prescindir de três requisitos básicos: a opção por políticas energéticas nacionais não-autarquizantes – sem prejuízo, no entanto, da garantia do abastecimento; a estabilidade política regional; e a manutenção da estabilidade macroeconômica dos países participantes, necessária para lastrear o crescimento sustentado nos fluxos de comércio e investimento.

A integração gasífera entre o Canadá e os EUA evidencia o papel chave dos requisitos acima mencionados. Desde 1952 – muito antes, portanto, da entrada em vigor do Acordo de Livre Comércio da América do Norte (Nafta) – o Canadá e os EUA mantêm um intercâmbio gasífero importante.

No final da década de 1950, conforme apontado nos capítulos iniciais, o gás natural canadense já abastecia a quase totalidade dos estados norte-americanos (Winberg, p. 70). A entrada em vigor do Acordo de Livre Comércio Canadá-EUA, em 1989, e poucos anos depois do Nafta, apenas reforçou um processo de integração gasífera que já tinha seus fundamentos estabelecidos e dinâmica própria.³⁷

Os primórdios da atual União Européia, por sua vez, ilustram a insuficiência de um marco jurídico para alavancar um processo de integração energética. As duas iniciativas pioneiras de integração energética na região — a Comunidade Econômica do Carvão e do Aço (CECA) e a Comunidade Européia de Energia Atômica (Euratom), criadas respectivamente em 1951 e 1957, embora emblemáticas do ponto de vista político da integração européia, não geraram desenvolvimentos significativos de alcance regional na área energética, devido à prioridade atribuída pelos países membros à condução de políticas energéticas autônomas, com forte ênfase na garantia de abastecimento e uma preocupação secundária com a criação de sinergias com os demais países do grupamento. Segundo Estrada *et alli*,

... The intention of the European Coal and Steel Community, drafted during a period when coal was in short supply, was to form a common market for coal, based on free market principles. However, the Treaty was never enforced either to allocate supplies between member countries, remove import barriers or reduce the subsidies received by the coal industry. The European Atomic Energy Community (Euratom) was aimed at developing a powerful nuclear industry in the Continent ... In reality, the fear of a potential situation with limited uranium supplies never materialized. Thus, there was no need to apply the Treaty's dispositions on the EC's control of uranium resources. In short, EC countries never really cooperated to create an integrated market for the nuclear industry ... (p. 70)

No contexto europeu, as iniciativas na área energética só começaram a adquirir uma dimensão regional a partir da década de 1980, com o lançamento das bases do mercado interno comum, e o conseqüente

³⁷Segundo o IEO de abril de 1999, "trade among North American countries, especially between the United States and Canada, is projected to increase considerably ... natural gas imports from Canada (are projected) to increase between 1996 and 2020, rising from 2.9 to 5.9 trillion cubic feet. Imports from Canada have until recently been constrained by pipeline capacity, and the expected increase in imports between 1996 and 2001 - over 20% - is made possible by considerable capacity coming on line during the period..."

deslocamento da ênfase antes atribuída ao funcionamento dos mercados nacionais isoladamente para a progressiva criação de mecanismos em nível comunitário. Recorrendo uma vez mais a Estrada *et alli*,

... In the policy area, a key external element exerting pressure to transform the regulatory framework of national gas markets has been the integration of the European Union. The completion of the Internal Market, as provided in the Single European Act of 1986, and the efforts to further the integration of the Community, as laid down in the Maastricht Treaty in 1992, have radically changed the perspective from which European energy issues should be contemplated. The integration process has compelled governments in member States to find common denominators as a starting point from which to bargain and agree on the measures to form an Internal Market for Energy. However, underlying the debates, governments have it made clear that such a common energy market must not fail to provide a satisfactory answer to national priorities such as safeguarding the capacity of the energy sector to fulfil its public service obligations and to secure the availability of supplies (50 % of the energy consumed in the EU is imported from other regions). (p.58)

Apesar das dificuldades por que têm passado as economias do Mercosul desde a crise financeira da Ásia, em 1997, e em particular após a crise russa, de agosto de 1998 — num quadro que evoluiu para a desvalorização da moeda brasileira no início de 1999 e para a desaceleração do crescimento das economias do grupamento — ocorreram em 99 significativos investimentos estrangeiros no setor energético no Cone Sul, tais como a compra da Comgas pelo consórcio British Gas-Shell, com um ágio superior a 100% sobre o preço mínimo; o êxito do leilão de blocos de petróleo e gás nas bacias sedimentares brasileiras em junho, do qual resultaram compromissos de investimento da ordem de US\$ 1,2 bilhão nos próximos anos; e a aquisição pela Repsol da parcela das ações da YPF ainda em mãos do governo argentino.³⁸ É também significativo que essa ofensiva das grandes companhias energéticas internacionais tenha ocorrido num momento em que suas decisões investimentos estão submetidas a critérios particularmente estritos de rentabilidade, tal como evidenciado pela recente fusão entre a British Petroleum e a Amoco e a intrincada rede de parcerias

³⁸Segundo a *Gazeta Mercantil Latino-Americana* n° 160, da semana de 17 a 23 de maio, “os números referentes à negociação, de fato, impressionam. A Repsol, empresa que registrou receita líquida operacional de US\$ 20,5 bilhões em 1998, desembolsou US\$ 13 bilhões - mais da metade de seu faturamento, portanto, para assumir o controle total da YPF”.

e participações cruzadas (pela qual a escolha de um sócio para um determinado empreendimento tem como contrapartida a presença do parceiro em um terceiro, controlado por aquele sócio) que tem pautado a atuação desses conglomerados em grande número de projetos, como forma de minimizar riscos e maximizar lucros.

No Cone Sul, a integração gasífera se desenvolveu sobre quatro bases principais: o progressivo distanciamento do matiz autarquizante que marcou a condução das políticas energéticas nacionais na sub-região até o início dos anos 80; os efeitos expansivos gerados pelo Mercosul sobre os fluxos de comércio e investimentos na sub-região; a estabilidade macroeconômica; e a situação de normalidade política, reforçada pela afirmação do processo de integração regional. O Brasil desempenhou papel central nesse processo, dada sua condição de maior economia do grupamento; a confiança internacional conquistada pela condução de sua política econômica; a maturidade assumida pelas suas instituições política internas; e a continuidade que pauta sua ação diplomática, tanto no plano regional, quanto extra-regional.

Em artigo publicado na edição de 17 de maio de 1999 (“O plano estratégico da Petrobras”), a *Folha de São Paulo* mencionava que

A queda do preço do petróleo no ano passado descapitalizou empresas que operavam no setor e obrigou-as a promover fusões, reduzir custos operacionais e tornou desinteressante o investimento em exploração e produção. Pesquisa feita pela empresa de consultoria inglesa Robertson com 140 empresas, fora dos Estados Unidos, apurou que 74% delas reduziram seus projetos de exploração. Deixarão o petróleo debaixo da terra ou do mar e não pretendem investir em novos projetos para descobrir óleo e aumentar o volume de reservas. Nesse panorama, há duas boas notícias que aliviam, mas não chegam a entusiasmar. A primeira é que a pesquisa da Robertson mostrou que o Brasil é hoje o país que mais atrai o investidor estrangeiro interessado em petróleo. A segunda é que a recuperação da situação do nosso país trouxe de volta o investimento produtivo, que andava arredio depois das crises da Ásia e da Rússia. O Brasil abre seu mercado exatamente nessa conjuntura difícil e precisa saber como lidar com ela.

Apesar dos avanços já registrados, a integração gasífera no Cone Sul é ainda um processo nascente, que envolverá investimentos em toda a cadeia produtiva (do *upstream* ao *downstream*), numa escala que supera a

capacidade de comprometimento de recursos do setor estatal. Muito embora não tenham a volatilidade das aplicações no mercado financeiro, os investimentos na área energética podem ser interrompidos ou restringidos por uma ampla gama de fatores, com prejuízos seja para o desenvolvimento de uma atividade ainda nascente — como é o caso da integração gasífera no Cone Sul — seja para sua posterior expansão. Por todas essas razões, a manutenção da atratividade do Cone Sul à absorção de novos investimentos na área energética continuará a depender essencialmente dos requisitos anteriores: natureza não-autárquica das políticas energéticas nacionais e estabilidade política e macroeconômicas regionais.

Aspectos ligados à garantia do abastecimento gasífero no Cone Sul

A utilização do gás natural como fator de integração regional tem como premissa básica a garantia de abastecimentos estáveis, em condições competitivas em relação a fontes alternativas. Esse requisito é essencial na modalidade de comércio gasífero por meio de dutos, prevalecente no Cone Sul, na qual a vinculação entre produtores e consumidores é muito mais estreita do que no intercâmbio de GNL — cujos fornecimentos podem ser mais facilmente redirecionados, tanto do lado da oferta, quanto da procura.

Do ponto de vista brasileiro, a questão da garantia dos abastecimentos gasíferos procedentes do Cone Sul envolve quatro aspectos principais. Em primeiro lugar, a avaliação do potencial das reservas da sub-região, *vis-à-vis* a magnitude da demanda brasileira. Em segundo, a maneira como as reservas de Camisea se inserirão dentro da infra-estrutura gasífera do Cone Sul. Em terceiro, a possibilidade de utilização do potencial de fornecimento da vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano, como fator de concorrência entre os fornecedores e de estabilização das condições de abastecimento do mercado consumidor brasileiro. E, em quarto lugar, o comportamento do setor privado, a quem caberá papel preponderante na disponibilização dos investimentos necessários ao desenvolvimento do potencial produtivo do Cone Sul.

A avaliação do potencial das reservas *vis-à-vis* a demanda brasileira apresenta um aspecto particularmente promissor e outro de cautela.

O aspecto promissor diz respeito à notável expansão das reservas certificadas bolivianas, as quais, conforme visto no Capítulo 2, se elevaram de 142 bilhões de metros cúbicos em 1996 para 500 bilhões de metros cúbicos em 1999, o que habilita a Bolívia atender confortavelmente aos compromissos de fornecimento com o Brasil nos próximos 20 anos. Desse volume total, a Petrobras detém, nos campos de San Alberto e San Antonio, direitos de exploração de reservas certificadas bolivianas da ordem de 275 bilhões de metros cúbicos.

Do ponto de vista brasileiro, a elevação do potencial de abastecimento boliviano é de importância vital para a consolidação do processo de integração gasífera no Cone Sul, seja em razão do efeito dinamizador que exerce sobre as correntes de comércio e investimento na Bolívia – o que reforça o poder de compra do país, em benefício da produção brasileira e regional – seja pela segurança econômica que proporciona à implementação do projeto do gasoduto, que constitui a coluna vertebral do sistema gasífero brasileiro.

O aspecto de cautela se refere à situação das reservas argentinas, que embora de magnitude equivalente às bolivianas, apresentam uma relação reservas-produção de cerca de 18 anos, a qual pode ser considerado desconfortável, à luz da dimensão da economia argentina e de sua pretendida condição de exportador do insumo. Essas circunstâncias são agravadas pela política argentina de substituir gradualmente seu consumo doméstico de petróleo — cuja relação reservas-produção gira em torno de apenas oito anos — por gás natural. Em conseqüência, na ausência de investimentos expressivos que viabilizem uma elevação substancial do seu potencial petrolífero e gasífero, e caso seu consumo doméstico cresça de forma consistente nos próximos anos, a Argentina corre o risco, a partir de 2010, de passar de exportadora a importadora de petróleo e, possivelmente, num horizonte temporal um pouco mais longo, também de gás natural (Fantine, p. 6).

Do ponto de vista do processo de integração do Mercosul, o ideal seria que as reservas argentinas de petróleo e gás registrassem no futuro avanços significativos nos respectivos volumes, o que permitiria projetar num horizonte temporal mais amplo os efeitos dinâmicos que a integração energética pode potencialmente exercer sobre as economias da região.

Caso, no entanto, prevaleça um cenário pessimista em relação às suas reservas de petróleo e gás natural, a Argentina disporá como opção

mais imediata de abastecimento o gás boliviano - valendo-se, para tanto, da infra-estrutura de dutos existente entre os dois países desde 1972, e ampliada nos anos seguintes. A segunda opção, menos imediata do que a anterior, seria possivelmente o gás de Camisea, na hipótese de sua eventual conexão com a infra-estrutura do gasoduto Brasil-Bolívia. Tanto num caso, quanto no outro, o enfraquecimento ou eventual esgotamento das reservas argentinas reduziria a oferta gasífera do Cone Sul e poderia provocar, na ausência de outras opções de abastecimento, uma pressão sobre os preços do insumo na sub-região.

No cenário pessimista de vida útil das reservas gasíferas argentinas, e na hipótese da ligação de Camisea com a infra-estrutura do gasoduto com o Brasil, a Bolívia materializaria sua pretensão de se tornar o grande centro distribuidor de gás do Cone Sul. O gás de Camisea, por sua vez, assumiria importante papel estabilizador nos fornecimentos da sub-região.

Uma eventual posição central da Bolívia no transporte de gás para o Cone Sul suscita dúvidas a respeito de sua condição de fornecedor estável de um insumo energético de larga penetração na matriz energética brasileira. Conforme mencionado no Capítulo 2, estima-se que pelo gasoduto Brasil-Bolívia transitarão volumes gasíferos equivalentes a cerca de 5% da matriz energética brasileira, o que por si só evidencia sua importância para o abastecimento interno.

Por um lado, a julgar pelo histórico de sua relação gasífera com a Argentina, a Bolívia pode ser considerada um parceiro pontual e confiável. Essa constatação é reforçada por quatro fatores adicionais. Em primeiro lugar, pela maior autonomia política que a Bolívia poderá adquirir, graças à entrada em operação do gasoduto. Além dos fluxos de investimento produtivo que atrairá e das significativas receitas de exportação a serem geradas, o projeto criará as condições necessárias para que a Bolívia exerça sua vocação econômica de exportador de hidrocarbonetos e assuma sua maioria política, na medida em que passará a depender do seu próprio potencial produtivo – e não mais de programas de ajuda externa – para gerir suas contas externas. Em segundo, pelo pesado golpe econômico que representaria para a economia boliviana uma eventual interrupção nas suas receitas de exportação gasífera. Em terceiro, pela circunstância de que as reservas gasíferas bolivianas parecem ter remotas possibilidades de penetração em mercados extra-regionais – devido à sua dimensão

relativamente reduzida e à localização geográfica desfavorável em relação a fornecedores concorrentes, como Trinidad e Tobago, Nigéria e Argélia. E em quarto lugar pelo fato de que as grandes empresas energéticas, conforme se viu antes, orientam atualmente suas estratégias de mercado com base no estabelecimento de participações cruzadas. Em conseqüência, num contexto de integração energética regional, como é o caso da integração gasífera no Cone Sul, as empresas de certa forma se tornam cúmplices do próprio processo de integração, na medida em que os resultados de seus investimentos estão vinculados a uma numerosa teia de projetos e parcerias com diversas companhias e em diversos países.

Por outro, não se pode ignorar o fato de que os benefícios que a integração gasífera no Cone Sul propiciará à Bolívia, do ponto de vista político e econômico, se produzirão ao longo de um certo horizonte temporal, e não de forma abrupta. Em conseqüência, a Bolívia poderá ainda padecer durante algum tempo de certa falta de autonomia nas suas relações com as grandes empresas da área energética que controlam o setor de transporte de gás no país. Esse risco era, a propósito, acrescido pela circunstância de que a Shell, parceira da Enron na empresa de transporte boliviana, liderava os entendimentos mantidos com o governo peruano, em torno da exploração das reservas de Camisea. Muito embora essas tratativas estejam momentaneamente em compasso de espera, há quem considere que a Shell poderia voltar a participar da exploração de Camisea, devido à sua tradição no mercado energético peruano e ao seu profundo conhecimento do mapa geológico do país. Na hipótese, portanto, de uma ligação das reservas de Camisea com a infraestrutura do gasoduto Brasil-Bolívia, com a hipotética participação da Shell, esta teria grandes chances de controlar os fornecimentos peruanos e, ao lado da Enron, sua sócia na empresa de transporte do lado boliviano, controlar igualmente o escoamento do gás até a fronteira com o Brasil.

Do ponto de vista do abastecimento brasileiro, o possível enfraquecimento, ou mesmo o eventual esgotamento, da capacidade argentina de exportação de gás natural — com a redução da oferta gasífera do Cone Sul daí resultante — poderia ser contrabalançada pela incorporação das reservas de Camisea; pelo aumento da produção doméstica; pelas possibilidades de importação de GNL procedente da vertente setentrional do perímetro gasífero sul-americano; ou ainda pela importação de GNL procedente da Nigéria ou de outras fontes extra-regionais. Ressalta uma vez mais, portanto, a relação não-excludente entre a integração gasífera no Cone Sul e outras

oportunidades de intercâmbio existentes, sobretudo com a Venezuela e Trinidad e Tobago — sempre com a ressalva de que, embora importantes como fator de estabilização do abastecimento doméstico brasileiro, sobretudo na região Nordeste, a opção do GNL tenderia a exercer menor efeito dinamizador sobre a criação de renda e investimento no plano regional do que o gás conduzido por dutos, pelas razões já mencionadas.

Implicações da integração gasífera no Cone Sul do ponto de vista da capacitação tecnológica e industrial brasileira

Diversamente da modalidade da geração hidroelétrica, de tecnologia relativamente simples e cuja disseminação no país levou à formação de um extenso e bem formado corpo de engenheiros e de uma eficiente base industrial doméstica, a geração termoelétrica a gás envolve a utilização de tecnologia não dominada pelo Brasil nem pelos demais sócios do Mercosul e a importação de dispendiosos equipamentos. Por esse motivo, a participação de técnicos brasileiros na instalação das usinas termoelétricas tem-se praticamente limitado até o momento à montagem dos equipamentos, sem abranger a fase mais nobre de elaboração de projeto. Igualmente modesta tem sido a contribuição da indústria brasileira e dos demais países do Mercosul nesse processo.

Em certos círculos governamentais, existe o receio de que essas características econômicas da termoeletricidade a gás natural gerem distorções de natureza variada. Em troca de correspondência com o autor, a respeito da utilização do gás natural sob a ótica da política brasileira de integração regional, o Dr. Kouji Ogura, chefe da Divisão de Planos e Estudos Energéticos da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia observou que

... estima-se que 70% das instalações termoelétricas sejam importadas em tecnologia de ponta, enquanto a região precisa agregar valor, emprego, conhecimento, cooperação, associação, parceria, competitividade, qualidade, produtividade, racionalização, mercado. Sem esses atributos, qualquer integração é duvidosa, pois, na contramão, gera-se déficit comercial, dívida externa, concentração de renda, dependência financeira, privilégios, injustiças sociais. Na minha percepção, seria interessante que o SGT-9 do Mercosul ampliasse o campo de exame dos conceitos de integração aplicados ao setor energético ... O gás natural, um energético moderno, deve ser o veículo da agregação de valor na região e não o concentrador de renda ...

Discorrendo a respeito de possíveis elos, do ponto de vista de política industrial, entre o setor energético e o processo de integração regional, o professor Sérgio Valdir Bajay, da Unicamp, ressaltou em exposição perante o II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (no trabalho intitulado “Assimetrias e competitividade no setor energético brasileiro”, que figura dos anais do referido evento) que

As perspectivas de comércio internacional entre os países da América Latina são brilhantes para equipamentos produtores ou grande consumidores de energia, assim como para dispositivos e plantas de abate de poluição. Um mercado latino-americano, como, por exemplo, se vislumbra no âmbito do Mercosul, poderia propiciar maiores escalas de produção, com menores custos. Os seguintes itens poderiam ser particularmente atrativos para este mercado: turbinas hidráulicas a vapor e a gás; componentes para reatores nucleares; equipamentos eletrodomésticos eficientes e menos poluentes, como, por exemplo, combustores em leito fluidizado e plantas de dessulfurização para plantas energo-intensivas; conversores catalíticos e injeção eletrônica para veículos; carros populares eficientes e veículos elétricos. Os países latino-americanos também poderiam estabelecer alguma legislação em comum na área ambiental, principalmente no que diz respeito às áreas fronteiriças, à poluição causada por veículos e ao controle de emissões de CO₂. Também poder-se-ia fixar impostos comuns sobre combustíveis poluentes ou sobre poluição causada por eles. Talvez no futuro também haja espaço na América Latina para um mercado de títulos de “direito de poluir”, dependendo, entre outros fatores, do êxito da atual experiência americana. Finalmente, empresas latino-americanas poderiam firmar joint-ventures entre si e com companhias dos países desenvolvidos, para difundir amplamente “tecnologias limpas” no continente.

A título de ilustração, valeria registrar que, graças aos incentivos governamentais para a utilização de fontes renováveis na produção de energia elétrica, o setor eólico é hoje responsável pela geração de cerca de 25.000 empregos na Alemanha (*Il Sole 24 Ore*, 10 de abril de 2000, p. 2).

Muito embora fuja ao escopo deste trabalho uma avaliação mais detida a respeito dos aspectos de política industrial da integração gasífera no Cone Sul, caberia chamar a atenção para a necessidade de um esforço coordenado por parte de representantes governamentais, acadêmicos e do setor privado brasileiro, com vistas a avaliar possíveis fórmulas para aumentar

o componente de valor agregado brasileiro e regional no processo de introdução do gás natural a matriz energética brasileira, sobretudo, mas não exclusivamente, nos aspectos ligados à instalação das termoeletricas a gás.

É significativo, a propósito, que, dentre os setores mencionados pelo Professor Bajay como prioritários do ponto de vista de um esforço produtivo regional na área energética, figuram segmentos com grande potencial de expansão – como aqueles ligados ao controle ambiental na área energética, que tenderão a crescer de importância, à medida que o “espírito de Quioto” for se materializando do ponto de vista de política industrial – e outros já plenamente consolidados e de grande importância para o Brasil, como o setor automobilístico.

No que concerne à geração termoeletrica, seria importante ter presente que, embora se trate de um processo ainda nascente, o qual teve seu ritmo momentaneamente desacelerado pela revisão das projeções de crescimento da economia brasileira e pela desvalorização do real no início de 1999, sua implementação deverá necessariamente se intensificar nos próximos anos, em razão do déficit brasileiro de abastecimento energético.

Talvez a principal mensagem que se possa extrair dessas observações seja a necessidade de conferir um *upgrading* ao tratamento da temática energética — e, dentro dela, da questão gasífera — dentro da agenda do processo de integração do Mercosul. Esse redimensionamento se justifica em razão da interface progressivamente maior que a questão energética terá com o conjunto do processo de integração do Mercosul, em aspectos sensíveis como a formação de custos industriais, a criação de fluxos de comércio regional e a atração de investimentos produtivos.

Avaliação da necessidade, ou não, de uma normativa gasífera do Cone Sul

Aspectos gerais

O avanço do processo de integração gasífera no Cone Sul suscita a avaliação da conveniência, ou não, do ponto de vista brasileiro, de aprofundar os entendimentos já em curso, em torno da negociação de uma normativa do Cone Sul sobre o tema.

Como ponto de partida, ressaltam dois pontos — um favorável, outro desfavorável — a respeito do eventual interesse brasileiro sobre o tema.

Uma normativa do Cone Sul poderia ser útil, na medida em que assegurasse ao Brasil condições estáveis e competitivas de suprimento gasífero, em consonância com os objetivos de promoção do desenvolvimento doméstico, de reforço da competitividade brasileira nos mercados externos e de preservação do meio ambiente. A importância desses fatores é reforçada pela condição brasileira de principal mercado para o gás natural do Cone Sul e pelo peso expressivo que o insumo sub-regional deverá ter dentro da matriz energética brasileira. Não custa recordar, a propósito, a previsão de que o gasoduto Brasil-Bolívia poderá se tornar brevemente o conduto de fornecimentos energéticos equivalentes a cerca de 5% do abastecimento brasileiro, com participação significativa na geração de energia elétrica das regiões Sudeste e Sul, onde se concentra a maior parte do produto nacional. Além disso, a evolução da legislação brasileira, descrita no capítulo 3, já evidencia a preocupação de criar, domesticamente, os meios necessários à promoção da concorrência, via mecanismos como a liberdade de acesso à capacidade ociosa de transporte dos dutos existentes no país; a liberdade de realizar operações de exportação e importação de gás natural e GNL, com a prévia autorização da ANP; e a prerrogativa de certos agentes econômicos de participarem do mercado atacadista de energia elétrica (o que favorece indiretamente o setor gasífero, pela participação crescente do insumo na geração de energia elétrica). Em princípio, uma eventual normativa regional não deveria discrepar de forma substancial do espírito da legislação brasileira já existente.

Por outro lado, uma normativa gasífera do Cone Sul seria desaconselhável, na medida em que limitasse a margem de manobra de que deve dispor o Brasil — devido à sua condição de “âncora” de consumo e de investimentos do setor gasífero sub-regional — para colocar a integração gasífera a serviço dos seus objetivos de desenvolvimento doméstico e de política de integração regional. A integração gasífera no Cone Sul não pode ser vista como um laboratório para experimentos de liberalização econômica no campo energético, mas como um processo que visa a atender a necessidades domésticas de desenvolvimento. Em outras palavras, o estímulo ao livre funcionamento do mercado — conforme o discurso tão em voga

atualmente — deve necessariamente ser submetido aos interesses brasileiros na matéria.

Antes de investigar aspectos específicos da questão normativa, valeria fazer uma breve menção às duas experiências internacionais mais importantes na área, nos EUA na Europa Ocidental.

A experiência norte-americana

A experiência norte-americana é relevante, devido à dimensão do mercado consumidor do país e ao seu impacto sobre o mercado gasífero canadense.

O mercado de gás natural dos EUA compõe-se de dezenas de milhares de produtores; conta com 23 redes interestaduais de dutos; e com uma rede de distribuição de mais de 1.600 companhias distribuidoras. A regulação é feita em dois níveis: pelo Federal Energy Regulatory Commission (FERC), que se ocupa de questões em nível interestadual e de comércio exterior; e pela Public Utility Commissions (PUC's), que acompanha o mercado de cada um dos estados. O funcionamento do mercado se dá em condições distintas nas diferentes regiões, em questões importantes como a remuneração dos produtores e a fixação das tarifas de transporte e distribuição.

Filosofica e operacionalmente, houve uma drástica mudança de rota na condução do mercado gasífero norte-americano, que evoluiu de uma estrutura altamente regulada, criada nos anos 50, para uma abrangente desregulação, a partir do *National Policy Act* de 1978. A justificativa foi a de criar condições de concorrência, que permitissem melhores condições de abastecimento do mercado. Dentro desse espírito, foram liberalizados os preços dos produtores e as tarifas de transporte. Essas alterações causaram traumas profundos a muitos agentes de mercado, sobretudo àqueles que, nos anos 70, à época da crise do petróleo, haviam celebrado contratos de longo prazo, com cláusulas do tipo *take or pay* (pelas quais o comprador se compromete a pagar por um volume previamente estipulado, independente de conseguir, ou não, comercializar o insumo). Segundo Stern (1992, p. 38-9),

The clear losers from the deregulation process have been gas producers. Many smaller independent producers have been bankrupted

and forced to sell (usually) to major oil companies ... The impact of the deregulation era on pipeline companies has overall been somewhat negative, but not to the extent of producers ... Consumers have been the big winners from deregulation. Local gas distribution companies, industrial users and power generators have achieved both choice in the actors which they choose to serve them and the services which they may choose to purchase (or not to purchase) ...

No Canadá, as fontes de produção estão localizadas na região Oeste, nas províncias de British Columbia, Saskatchewan e Alberta. O transporte é executado por duas categorias de firmas: por um lado, a Trans-Canadian Pipelines (TCPL), que constitui a única companhia transportadora de gás para as províncias atlânticas, além de escoar a maior parte da produção para as demais províncias das regiões central e oriental do país; por outro, um conjunto de cerca de trinta empresas, em grande parte envolvidas com as exportações para os EUA, embora realizem também — subsidiariamente à TCPL — o transporte para as províncias não-produtoras.

Administrativamente, a estrutura regulatória segue as mesmas linhas da norte-americana, com uma entidade responsável pelas relações interprovinciais e pelo comércio exterior (National Energy Board - NEB); e outra pelas relações intraprovinciais.

Historicamente, a evolução do sistema gasífero canadense acompanhou, em linhas gerais, a do norte-americano, o que se explica pelo fato de os EUA haverem absorvido nos últimos anos parcela não inferior a 30% da produção total do Canadá (Stern, 1992, p. 42). A principal diferença entre as duas trajetórias foi na maneira como foi conduzido o processo de desregulamentação. Contrariamente à experiência norte-americana, a questão dos contratos de *take or pay* foi encaminhada no Canadá por meio da criação de um mecanismo financeiro, apoiado pela NEB, com o objetivo — que foi alcançado — de minimizar o impacto da desregulamentação sobre as empresas, em especial sobre a TCPL.

A experiência da União Européia

Conforme mencionado na Seção “Requisitos básicos da integração gasífera do Cone Sul” do Capítulo 4, a experiência da UE na área de integração gasífera só assumiu maior sistematicidade e abrangência a partir dos anos 80, após a entrada em vigor do *Single European Act*, de 1986. O

principal instrumento de referência é a Diretiva nº 98/30/CE, de 22 de junho de 1998, a qual se baseia nos princípios da subsidiariedade das decisões, gradualidade da abertura dos mercados e salvaguarda do interesse comum. São os seguintes os pontos principais:

- a) A liberdade de acesso à rede de dutos será feita de forma gradual, iniciando-se com um percentual entre 20% e 30% da capacidade ociosa no ano 2000, e evoluindo para níveis entre 28% e 38% até 2003; e entre 33% e 43% em 2008 (ou seja, respectivamente dois, cinco e dez anos após a entrada em vigor da Diretiva);
- b) Os clientes elegíveis são todos os produtores de eletricidade, as companhias de distribuição e os clientes cujo consumo se situe entre 25 milhões de metros cúbicos em 2003 e 5 milhões de metros cúbicos em 2008;
- c) A Diretiva prevê, no entanto, a possibilidade de recusa ao acesso de terceiros, nos casos de insuficiência de capacidade; se esse acesso implicar um risco ao cumprimento da obrigação de serviço público; ou, ainda, por razões de natureza econômica ou financeira associadas à execução das cláusulas *take or pay*;
- d) A Diretiva prevê também a prerrogativa dos Estados membros de impor às companhias que atuam no mercado a obrigação do abastecimento a determinadas áreas, a preços regulados;
- e) As companhias integradas verticalmente são obrigadas a uma contabilidade separada por funções.

Os aspectos da normativa europeia acima mencionados evidenciam a grande preocupação de dosar a liberalização do mercado, de modo a não ferir interesses supervenientes dos Estados partes, nem provocar traumatismos nos agentes de mercado. Um antecedente importante do exercício da subsidiariedade foi a determinação do Monopolies and Merger Commission (responsável pela defesa da concorrência no Reino Unido), em 18 de junho de 1997, de que a British Gas passasse a separar os demonstrativos contábeis das atividades de

transporte e armazenamento de gás, de modo a conferir maior transparência às suas operações e coibir práticas abusivas de preço.³⁹

A experiência do Cone Sul

A discussão em torno das questões normativas da integração gasífera no Cone Sul pode ser vista através de duas perspectivas principais: por um lado, aquela das estratégias que as grandes empresas da área energética têm adotado sobre o tema; por outro, a da evolução das legislações e iniciativas no campo normativo, conduzidas no âmbito doméstico dos países da região; em nível bilateral; ou do Subgrupo 9, de temas energéticos do Mercosul.

A perspectiva das empresas

O *Diário Gestión*, de Lima, em sua edição de 19 de agosto de 1996, transcreveu em espanhol o seguinte trecho de artigo publicado no *Wall Street Journal* (a referência à transcrição foi obtida de Campadonico, p. 26):

Las multinacionales de la energía de Estados Unidos están librando una dura batalla por el dominio del lucrativo mercado de gas en el Cono Sur de América Latina. El objetivo de las compañías es controlar la mayor parte posible de la red de gasoductos que en un futuro conectarán los yacimientos latinoamericanos con las principales ciudades del subcontinente. En un plazo de veinte años, la red de gasoductos conectará los yacimientos de la Patagonia argentina y las selvas de Bolivia y Peru con las ciudades de Buenos Aires, São Paulo, Rio de Janeiro y Santiago de Chile. Para Rebecca Mark, Gerente de ENRON, el conjunto de gasoductos será muy similar al existente en Estados Unidos en la actualidad. El gran potencial del mercado ha desatado una dura pugna por descubrir y explotar las reservas de gas de esa zona.

³⁹O documento "A indústria do gás natural no Brasil: tendências recentes", elaborado pela Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia em 1998, faz o seguinte registro a respeito da determinação feita pela Monopolies and Merger Commission em relação à British Gas: "... o exemplo do processo de privatização da British Gas na Inglaterra ilustra bem os perigos da manutenção de uma estrutura verticalizada após a venda dos ativos para o setor privado. Apesar da existência de legislação implementando o livre acesso aos gasodutos, não se verifica, no período pós-privatização, um aumento significativo do número de agentes no mercado. Suspeitas de abuso do poder econômico por parte da empresa acabaram fomentando um processo antitruste, que conduziu a uma nova estrutura industrial. As parcelas da British Gas responsáveis pela comercialização e produção foram separadas do setor de transporte de gás natural, originando assim duas empresas juridicamente distintas" (p. 15).

As declarações da executiva da Enron em relação ao Cone Sul aplicam-se a um fenômeno mais amplo observado em todo o “perímetro gasífero sul-americano”, qual seja, a estratégia de grandes empresas energéticas mundiais – e não só norte-americanas – de expandir sua presença no maior número possível dos mercados nacionais, segundo diferentes graus de verticalização.

Apenas a título indicativo, valeria registrar que a British Gas, por exemplo está presente nos mercados gasíferos de Trinidad e Tobago (exportação de GNL), Venezuela; Colômbia (onde controla as ricas reservas de Cusiana/Cupiagua); no gasoduto Brasil-Bolívia, via participações acionárias nas empresas de transporte dos lados brasileiro e boliviano e em atividades de produção nos dois países; e nos setores de distribuição das duas principais capitais do Cone Sul (São Paulo e Buenos Aires). A Shell participa de projetos na Venezuela (é um dos sócios do megaprojeto de exportação de GNL Cristovão Colombo, o qual, como se viu no Capítulo 2, teve sua implementação retardada); no Peru (era até poucos meses atrás a responsável pelos trabalhos de exploração de Camisea); na Bolívia (é sócia da Enron no consórcio boliviano, com participação nos trechos boliviano e brasileiro do gasoduto com o Brasil); no Brasil, em atividades de produção e distribuição (é sócia da Bristish Gas na Comgas); e na Argentina, em atividades de produção. A Enron tem interesses em Trinidad e Tobago e Venezuela (produção); Colômbia (transporte); Bolívia (é a principal controladora da empresa boliviana de transporte do gasoduto com o Brasil, e participa também acionariamente da TGB, a companhia de transporte do lado brasileiro); Brasil (via participação em uma termoeletrica em Cuiabá, alimentada por uma conexão do gasoduto Brasil-Bolívia⁴⁰; na Elektro, empresa distribuidora de energia elétrica do Oeste de São Paulo; e na RioGas, distribuidora de gás do estado do Rio de Janeiro); e Argentina, onde é proprietária da Transportadora Gas del Sur, responsável pelo transporte do insumo entre a

⁴⁰A edição de 23 de junho da *Carta Capital* fez o seguinte registro a respeito da estratégia de verticalização da Enron no Brasil: “[A Enron] está construindo em Cuiabá uma usina termoeletrica, com capacidade de 480 mw, junto com um gasoduto de 626 quilômetros, para trazer gás do Gasbol (gasoduto Brasil-Bolívia), na Bolívia. Um investimento, para ela, pequeno, de US\$ 500 milhões. Tem 68% na planta e 40% no gasoduto. Nome da dona do Gasbol? Enron. Dona do gás, do gasoduto, dona da usina, conseguiu a verticalização completa ... Olhando o mapa da região Oeste, um observador interessado no assunto faria a pergunta: será casual o fato de Cuiabá ser equidistante dos mercados de Brasília, Goiânia e Campo Grande?”. Embora um investimento de US\$ 500 milhões esteja longe de ser pequeno, e levando-se também em conta que a Enron precisará do gás produzido pela Petrobras na Bolívia para alimentar as termoeletricas do Centro Oeste, a análise da *Carta Capital* parece correta, ao ressaltar a estratégia de verticalização da companhia norte-americana e sua iniciativa de ocupar um mercado ainda nascente no Brasil.

Patagônia e a província de Buenos Aires. A espanhola Repsol, ao adquirir em maio de 1999, a parcela acionária da YPF ainda em mãos do governo argentino, expandiu consideravelmente sua participação em grande número de projetos em todo o perímetro gasífero sul-americano, como por exemplo, no controle acionário da CEG e RioGas, além de haver ganho em 26 de fevereiro de 2000 a licitação para a concessão da distribuição de gás na região Sul do estado de São Paulo. A Petrobras, por sua vez, além da presença dominante nos setores de produção e transporte gasífero no Brasil, tem atuação importante em empreendimentos direta ou indiretamente ligados ao gás natural na Venezuela, Colômbia, Bolívia e Argentina. A lista poderia ser aprofundada (em termos de áreas de atuação das empresas citadas) e ampliada (incluindo outras companhias de grande expressão internacional, como a Exxon, Amoco, ENI e TransCanadá).

A principal mensagem que se pode extrair dessa listagem indicativa é a de que as grandes empresas energéticas internacionais têm uma visão de conjunto perfeitamente clara das oportunidades existentes no “perímetro gasífero sul-americano” e que, na medida do possível, procurarão controlar vários elos da cadeia econômica gasífera.

Do ponto de vista dos países do “perímetro gasífero sul-americano”, uma estratégia dessa natureza pode ser positiva, na medida em que se traduza em níveis mais elevados de investimento e de transferência de tecnologia. Suscita cautela, no entanto, a possibilidade de que a presença protagônica das empresas da área energética em vários elos da cadeia gasífera gere distorções nas condições de funcionamento do mercado, a exemplo do que ocorreu com a British Gas no Reino Unido.

A perspectiva normativa

a) Legislações nacionais

Muito embora as normativas nacionais tendam, no mundo contemporâneo em globalização, a apresentar certa convergência (*vide* Seção “A transição dos anos 80” no Capítulo 1), persistem sempre diferenças, mais, ou menos, profundas, devido a razões de natureza diversa, como a dotação doméstica de insumos, o grau de dependência em relação a fornecimentos externos, o tipo de relação mantido com as empresas energéticas investidoras, etc. Essas diferenças são também observadas nos

países do “perímetro gasífero sul-americano”, e, em particular, no Cone Sul.

A normativa doméstica chilena é talvez a mais liberalizante. No outro extremo, a Lei de Hidrocarbonetos da Venezuela, de 1975, nacionalizou praticamente todas as etapas da cadeia econômica, embora tenha deixado um espaço aberto no seu Artigo 5 para contratos de operação e associações estratégicas com a Petroleos de Venezuela (PDVESA), por meio do qual se dá a participação do capital internacional.

Nos demais países do Cone Sul, as respectivas legislações domésticas podem, de uma maneira geral, ser consideradas favoráveis à entrada de capitais estrangeiros, porém com matizes importantes.

A legislação brasileira evoluiu de forma sistemática nos últimos anos na direção de uma abertura aos capitais e investimentos externos, através de medidas como a eliminação do monopólio estatal; a abertura do mercado às exportações e importações, desde que com a prévia anuência da ANP; o direito de terceiros de utilização da capacidade ociosa dos dutos, nas condições estabelecidas; e a criação do mercado atacadista de energia elétrica. Embora não proíba expressamente a verticalização, o Brasil é o país do Cone Sul, e talvez de todo o “perímetro gasífero sul-americano”, no qual os mecanismos de defesa da concorrência assumiram maior maturidade. Nesse aspecto, merece registro a disputa envolvendo as tarifas aplicadas pela Enron no mercado de distribuição de gás no estado do Rio de Janeiro. Conforme mencionado no Capítulo 3, por determinação do Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) — a qual contrariou decisão tomada previamente pelo agência reguladora estadual, a ASEP-Rio — a Repsol-Enron foi obrigada a retomar fornecimentos que haviam sido por ela unilateralmente suspensos e, posteriormente, renegociou o preço do serviço com seus clientes.

A legislação argentina prevê a liberdade de acesso à capacidade ociosa de transporte dos dutos e condiciona expressamente a realização de exportações — as quais são sujeitas à autorização prévia da Secretaria de Energia — ao atendimento da demanda doméstica. No que se refere à verticalização, estabelece que nenhum produtor, distribuidor ou consumidor poderá ter o controle de uma empresa de transporte gasífero. O preço do gás natural na boca do poço resulta do livre jogo das forças de mercado. No entanto, as tarifas de transporte e distribuição estão sujeitas a controle da

entidade reguladora estatal, que leva em conta uma margem de retorno ao investimento considerada compatível com a natureza do empreendimento.

A Lei de Hidrocarburos boliviana, de 1996, reflete em grande parte a legislação argentina. Prevê alto grau de liberdade na negociação do preço do gás na boca do poço, para as empresas exploradoras que têm contrato de parceria com a YPF. Contempla a liberdade de acesso para as capacidades não utilizadas dos dutos e condiciona as exportações ao atendimento do mercado doméstico e ao cumprimento de contratos preexistentes. Embora a verticalização (entendida como o controle de várias cadeias por uma mesma empresa) seja formalmente proibida, a legislação prevê derrogações em casos específicos, considerados de interesse para o desenvolvimento do país.

O quadro normativo peruano encontra-se em estágio ainda embrionário, devido ao impasse nas negociações entre o governo e o consórcio Shell-Mobil em torno de Camisea. Afora razões de natureza econômica ligadas à concepção do projeto (como a extensão, ou não, do traçado ao Brasil), contribuiu também para a paralisação dos entendimentos a condição fixada pelas autoridades peruanas de que o consórcio Shell-Mobil não pudesse exercer o controle sobre toda a cadeia gasífera, como era o desejo daquelas companhias.

b) Instrumentos bilaterais

Em outubro de 1997, o Brasil e o Peru assinaram *Memorandum de Entendimento* relativo à cooperação energética. O instrumento prevê a constituição de um grupo técnico bilateral, com o mandato para preparar estudos com vistas à identificação de projetos específicos. Os entendimentos têm, no entanto, sido prejudicados pelo impasse nas negociações entre o governo peruano e as empresas responsáveis pela exploração de Camisea.

Ainda no plano bilateral, o Brasil firmou em 9 de abril de 1996 Protocolo de Intenções com a Argentina relativo à “cooperação e interconexões elétricas”, cujo Artigo 1 menciona o compromisso de, em conformidade com as respectivas legislações nacionais,

estabelecer condições que permitam transações de energia elétrica e de gás natural livremente contratadas entre empresas dos dois países ...

comprometendo-se igualmente a outorgar as autorizações, licenças ou concessões de operação e exploração de gasodutos e redes de transporte de energia elétrica necessárias para as atividades de exportação e importação, evitando-se práticas discriminatórias.

Indiretamente ligados à temática gasífera, o Brasil negociou também acordos bilaterais relativos ao intercâmbio na área de energia elétrica com vários outros países da região.⁴¹

Dentre os demais instrumentos bilaterais sobre a matéria, ressalta o Acordo de Alcance Parcial de Promoção de Integração Energética, celebrado entre os chanceleres da Argentina e da Bolívia, sob o marco jurídico da Associação Latino-Americana de Integração, em 16 de fevereiro de 1998. Respeitadas as respectivas legislações domésticas aplicáveis, o Acordo prevê o compromisso de não impor restrições às operações de importação e exportação de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, nem de aplicar subsídios. Contempla também o objetivo de “promover o desenvolvimento da infraestrutura, por meio da conexão entre os sistemas elétricos, gasíferos e petrolíferos, conducente à criação de uma rede regional de interconexão elétrica ...”.

c) Iniciativas de âmbito regional

As tratativas em torno da integração gasífera no Cone Sul têm sido conduzidas no âmbito do Subgrupo de Energia (SGT-9) do Mercosul. O documento inicial de referência é o Diretrizes de Políticas Energéticas do Mercosul, adotado pela Resolução nº 57/93 do Grupo Mercado Comum (GMC), e posteriormente objeto de aprovação no âmbito da Comissão de Comércio. Além de priorizar o objetivo do abastecimento dos mercados nacionais e respaldar o princípio da subsidiariedade, as Diretrizes identificam como “elementos básicos” da cooperação a liberdade de compra e venda de energia e o livre trânsito dos insumos energéticos; a fixação de preços que reflitam os custos econômicos dos insumos; a harmonização das políticas fiscais e ambientais ligadas ao setor energético; a definição de critérios que permitam o acesso das empresas energéticas aos mercados de capitais dos

⁴¹Na América do Sul, o Brasil firmou instrumentos bilaterais relativos às interconexões elétricas com a Venezuela (29.01.97), Uruguai (6.05.97), Argentina (13.08.97) e Peru (23.10.97). A intenção básica desses mecanismos, segundo a Eletrobras, consiste em “padronizar a abordagem desse tipo de relacionamento no âmbito do Mercado Comum do Sul”.

países membros; e a necessidade de levar-se em conta, na cooperação energética, “a diversidade de fatores socioeconômicos e políticos que interferiram na organização dos sistemas energéticos”.

Os demais instrumentos se enquadram no mesmo espírito liberalizante das Diretrizes. Na Cúpula de Fortaleza, de dezembro de 1996, foi aprovado pela Resolução GMC nº 150 o documento *Propostas de Pautas Negociadoras do Subgrupo 9 de Energia do Mercosul*, o qual propõe “a adoção de medidas que possibilitem o funcionamento efetivo de um mercado energético integrado, partindo das realidades nacionais e dos objetivos do Tratado de Assunção”, com a finalidade de “propiciar acordos energéticos binacionais ou multinacionais dentro ou fora da região”. Prevê também o estabelecimento de “critérios para a determinação dos custos econômicos de abastecimento de energia elétrica e de gás por redes, a fim de obter referenciais para a determinação de tarifas para o consumidor final”, assim como a adoção de “mecanismos de utilização do tratamento tributário na área de energia, como instrumentos de políticas energéticas coordenadas”, sob a justificativa de eliminar “aquelas assimetrias que afetem, de forma distorcida, a concorrência entre os setores produtivos”.

Em 23 de julho de 1998, durante a Cúpula de Buenos Aires, foi adotada a Decisão nº 10/98, que aprova o *Memorandum de Entendimento Relativo aos Intercâmbios Elétricos e à Integração Elétrica no Mercosul*. Respeitado o princípio da subsidiariedade, o documento estipula os compromissos de

assegurar condições competitivas no mercado de geração de eletricidade, sem a imposição de subsídios ...; permitir a distribuidores, comercializadores e grandes demandantes de energia elétrica contratar livremente suas fontes de provisão ...; não-discriminação aos produtores e consumidores ...; e respeitar o livre acesso à capacidade remanescente das instalações de transporte e distribuição ...

No momento em que este trabalho estava sendo concluído, encontrava-se em discussão no SGT-9, por iniciativa argentina, o *Memorandum de Entendimento Relativo aos Intercâmbios Gasíferos e Integração Gasífera entre os Países do Mercosul*. Além de reiterar o princípio da subsidiariedade, o documento aprofunda muitos dos elementos básicos das Diretrizes, ao prever ações conjuntas no sentido: da não-aplicação de

subsídios diretos ou indiretos que possam afetar o livre comércio; da liberdade de contratação das fontes de abastecimento e de uso da capacidade ociosa dos dutos; da realização de estudos conjuntos, com vistas à operação conjunta dos sistemas de transporte de gás natural entre os países signatários.

Comparativamente às Diretrizes, a proposta argentina omite a referência à necessidade de levar-se em conta a diversidade de fatores de ordem socioeconômica e política que interferem na questão gasífera. Agrega, no entanto, menção à proteção “do direito dos usuários de gás natural contra práticas mono ou oligopólicas, contra o abuso de posição dominante e contra a baixa qualidade dos serviços pelos Estados”.

Tomando-se o conjunto dos documentos negociados ou em negociação no âmbito do SGT-9, observa-se que a tônica de todos eles recai sobre a coordenação de políticas energéticas nacionais, através de uma ótica liberalizante, como passo intermediário à eventual consecução de um mercado energético regional. Muito embora todos os documentos mencionados estejam submetidos ao princípio da subsidiariedade, três aspectos em particular chamam a atenção.

Em primeiro lugar, o fato de esses compromissos estarem sendo assumidos antes da plena integração dos mercados gasíferos nacionais do Cone Sul. A formulação de critérios para reger o funcionamento do mercado gasífero sub-regional, antes do teste da realidade da existência propriamente dita do mercado, suscita certa preocupação e recomendaria, salvo melhor juízo, uma atitude de maior cautela nos próximos passos que venham a ser dados.

Em segundo, os riscos de conferir um tratamento uniforme a países com interesses muito diferenciados. Esse aspecto é particularmente relevante para o Brasil, que, dentre todos os países do “perímetro gasífero sul-americano”, é o único que apresenta, simultaneamente, uma dimensão platina e amazônica. É uma circunstância que cria oportunidades e desafios. Oportunidades na medida em que oferece maiores possibilidades de sinergias tanto com países do Mercosul, quanto do Grupo Andino. Desafios, pela necessidade de prover o abastecimento de regiões ainda dotadas de sérias carências em infra-estrutura, como aquelas situadas ao longo das fronteiras com o Peru, Colômbia e Venezuela. Em vista disso, pareceria desaconselhável

abrir mão da possibilidade de utilizar temporária e seletivamente instrumentos como o estabelecimento de tarifas diferenciadas de transporte de gás como instrumento de política doméstica de desenvolvimento regional, como, por exemplo, num eventual projeto de escoamento do gás Camisea via estado do Acre.

Em terceiro, a composição da pauta negociadora, que não tem dedicado a atenção devida a questões importantes como a defesa da concorrência e à avaliação dos efeitos da integração gasífera sobre os níveis de eficiência energética e sobre os setores produtivos do Cone Sul.

Conclusão

A integração gasífera no Cone Sul apresenta características próprias que a distinguem dentro do processo mais amplo de integração do Mercosul e que recomendam a adoção de medidas concretas em nível doméstico e em conjunto com os demais membros do grupamento. Isso se justifica pelo interesse em potencializar o papel da integração gasífera como vetor de geração de renda e investimento para os países do Mercosul, e não apenas como instrumento de suprimento energético.

O Brasil ocupa uma posição diferenciada dentro da integração gasífera no Cone Sul. Além de ser a maior economia latino-americana e o principal mercado para o insumo na região, somos o único país ao mesmo tempo platino e amazônico. Essas circunstâncias econômicas e geográficas geram importantes conseqüências do ponto de vista da integração gasífera, na medida em que: i) habilitam o Brasil a exercer, no plano sub-regional, um peso compatível com sua expressão política e econômica; e ii) induzem-nos — mais do que aos demais sócios do Mercosul — a uma maior aproximação com os países da Comunidade Andina.

Em vista do exposto, o processo de integração gasífera conduzido pelo Brasil no Cone Sul poderia ser balizado pelos seguintes critérios principais:

Competitividade do insumo

A integração gasífera com o Cone Sul deve, antes de tudo, propiciar um meio econômico — vale dizer, competitivo em relação a outros insumos

– e ecologicamente limpo de atendimento da demanda energética nacional. Esse objetivo é favorecido pela existência no Cone Sul de reservas que, embora expressivas do ponto de vista da sub-região, têm, aparentemente, pouca possibilidade de penetração em terceiros mercados.

O inibidor mais imediato da capacidade de abastecimento gasífero do Cone Sul são os elevados custos de infra-estrutura e de construção de termoeletricas. Dois fatores podem contribuir para superar essa dificuldade.

Em primeiro lugar, a continuidade e aprofundamento do processo de integração do Mercosul. Dentro desse contexto, ressalta a importância da estabilidade macroeconômica e política, essencial à geração de renda e investimento. Por si só, a estabilidade macroeconômica e política exerce peso decisivo para reforçar a atratividade do grupamento como destino para investimentos em infra-estrutura e na expansão da capacidade de geração termoeletrica a gás natural (cujo elevado nível de componente importado, da ordem de 70%, a torna altamente sensível a oscilações cambiais). É particularmente animadora, nesse sentido, a decisão tomada na reunião de ministros da Fazenda e dirigentes dos bancos centrais do Mercosul, à margem da Cúpula de Assunção, em junho de 1999, de criar uma mesma base estatística para mensurar variáveis macroeconômicas, no que poderá se constituir no primeiro passo mais efetivo para uma coordenação de políticas macroeconômicas.

O segundo fator, talvez ainda insuficientemente explorado intra-Mercosul, diz respeito à capacidade do grupamento de prover parte dos recursos necessários à execução dos projetos de infra-estrutura – dentre os quais a integração gasífera – a partir de mecanismos institucionais próprios. Embora fuja ao escopo deste trabalho a análise detida dessa questão, não deixa de chamar a atenção o fato de a Comunidade Andina, de expressão econômica mais modesta do que o Mercosul, dispor de um poderoso instrumento de financiamento de obras de infra-estrutura, a Comunidade Andina de Fomento (CAF), a qual, inclusive, realizou importante aporte de recursos no gasoduto Brasil-Bolívia. A eventual criação, no âmbito do Mercosul, de um mecanismo dotado das mesmas características, solidez financeira e raio de ação da CAF certamente contribuiria para o aprimoramento da infra-estrutura dos países membros, com efeitos palpáveis sobre a integração gasífera e sobre as correntes de comércio entre os países do grupamento.

Confronto entre as condições de fornecimento gasífero do Cone Sul e das demais áreas produtoras do “perímetro gasífero sul-americano”

A integração gasífera com o Cone Sul deveria ser visualizada dentro do quadro mais amplo do “perímetro gasífero sul-americano”. Do ponto de vista brasileiro, isso significa confrontar as condições de suprimento gasífero do Cone Sul com aquelas do Peru e da vertente setentrional (Trinidad e Tobago e Venezuela). Essa visão comparativa e integrada permite identificar os antagonismos e complementariedades entre as diferentes opções de abastecimento existentes. Ao que tudo indica, as grandes empresas energéticas que atuam no setor gasífero do “perímetro sul-americano” já têm esse quadro muito claro, conforme evidenciado pela sua presença e planos de expansão, em diferentes graus de verticalização, nos mercados dos principais países produtores e consumidores.

O gás de Camisea é relevante tanto através da ótica do abastecimento, quanto do ponto de vista político, na medida em que poderá se constituir em importante fator de equilíbrio para o suprimento gasífero do Cone Sul e reforçar a vertente amazônica da política brasileira de integração regional. Nesse sentido, pareceria oportuna a realização de estudos em nível governamental brasileiro, envolvendo funcionários de diferentes áreas (diplomática, energética, política econômica, política industrial e tecnológica, meio ambiente, etc.), com o objetivo de avaliar, com base em critérios econômicos, o papel que a introdução do gás de Camisea diretamente na região de fronteira entre o Brasil e o Peru — sem prejuízo de uma eventual entrada adicional via gasoduto Brasil-Bolívia — poderia exercer, no desenvolvimento de áreas da Amazônia Ocidental brasileira ainda carentes de infra-estrutura de energia. Além de reduzir nossa dependência em relação ao corredor boliviano de transporte gasífero, um estudo dessa natureza poderia contribuir para dinamizar uma área do território brasileiro ainda pouco integrada com o restante do sistema produtivo nacional.

A importância da vertente setentrional deriva, sobretudo, de sua grande capacidade de abastecimento. Seu cliente pioneiro em potencial é a região Nordeste, que deverá contar num futuro não muito distante com a primeira usina de regaseificação de GNL. Numa fase posterior, poderá também suprir os mercados da região Sudeste e Sul do país, seja para complementar os fornecimentos do Cone Sul, seja mesmo — o que parece, em princípio, menos provável — deslocando o insumo procedente desta

última sub-região, caso a opção do GNL se mostre competitiva em relação ao gás transportado por duto.

Aproveitamento das oportunidades que a integração gasífera pode oferecer, do ponto de vista de política industrial

A utilização do gás natural na geração de energia envolve a construção de dispendiosas termoelétricas, cuja parcela de componentes importados, como apontado antes, se eleva a cerca de 70%.

Além disso, a introdução do gás em alta escala na matriz energética brasileira e dos demais países do Mercosul abre uma série de oportunidades em vários setores industriais, em aspectos ligados ao aprimoramento dos níveis de intensidade energética e à preservação do meio ambiente.

No setor automobilístico, por exemplo, é significativo o fato de que os táxis da cidade de Buenos Aires são hoje na sua quase totalidade movidos a gás natural, e que a Colômbia esteja incentivando o uso do insumo nos transportes coletivos.

Muito embora escape ao objetivo central deste trabalho a investigação dos aspectos de política industrial ligados à integração gasífera no Cone Sul, não se deveriam desconsiderar seus potenciais efeitos sobre a criação de renda e investimentos para o Brasil e demais países do Mercosul. O quanto antes realizarmos uma reflexão mais aprofundada sobre o tema, mais bem preparados estaremos para nos beneficiar de oportunidades que presentemente podem estar sendo perdidas. Essa reflexão poderia ser conduzida inicialmente em nível doméstico, valendo-se das contribuições que podem ser prestadas por centros de alta capacitação acadêmica, como a Unicamp, e em seguida no âmbito do Mercosul.

Dosagem dos passos dados na direção de uma normativa-Mercosul/ Cone Sul no setor gasífero

As discussões havidas até o momento no SGT-9 do Mercosul em torno da integração gasífera têm sido limitadas a poucos pontos, como o estabelecimento de compromissos de eliminação de subsídios.

Em contrapartida, não se tem registro de discussões em torno dos aspectos de política industrial envolvidos na integração gasífera – nas linhas do item anterior – nem de uma análise mais sistemática das questões ligadas à defesa da concorrência.

Essas dificuldades poderiam possivelmente ser corrigidas mediante um tratamento mais integrado da temática gasífera com a agenda mais ampla do processo de integração do Mercosul, de modo a estimular a criação de sinergias entre um eixo e outro.

Seria também oportuno atrair a Bolívia e, futuramente, o Peru, para esse tipo de exercício, de modo a acentuar a dimensão-Mercosul da integração gasífera no Cone Sul.

Considerações Finais

Na matriz energética mundial contemporânea, o gás natural é o insumo que registra a maior taxa de crescimento relativo. Suas características ambientais e econômicas fizeram dele o insumo de transição por excelência da era fóssil para a pós-fóssil.

Para o Brasil, a opção do gás natural do Cone Sul é a que melhor permite conciliar objetivos de suprimento doméstico com a criação de renda e investimento na sub-região. Dentre outros fatores, isso se deve, em primeiro lugar, à magnitude das reservas da sub-região, suficientes para atender à demanda durante um horizonte superior a vinte anos. Em segundo, à virtual inexistência de um mercado *spot* para o insumo, o que cria uma relação muito mais estreita entre produtor e consumidor. Em terceiro, às múltiplas modalidades de utilização do gás natural, com destaque, mas não exclusivamente, para a geração de energia elétrica (aspecto particularmente relevante, em razão do esgotamento de parcela ponderável do potencial hidroelétrico das regiões Sudeste e Sul). Em quarto, às suas características ambientais (é o menos poluente dentre todos os combustíveis fósseis), o que o torna seu uso compatível com o “espírito de Quioto” e abre importantes possibilidades de cooperação no campo da política industrial. E, em quinto lugar, à existência de opções adicionais de abastecimento gasífero no Peru e na vertente setentrional do “perímetro sul-americano”, as quais ensejam :

1. O estabelecimento de relações de complementaridade com as fontes de suprimento do Cone Sul;
2. O reforço da vertente amazônica da política brasileira de integração regional; e
3. O aprimoramento da infra-estrutura energética de áreas da Amazônia Ocidental brasileira ainda pouco articuladas com o restante do sistema produtivo nacional.

A consecução desses objetivos requer, no entanto, a superação de uma série de obstáculos. Nessa linha, ressalta, em primeiro lugar, a manutenção da estabilidade macroeconômica no Brasil e na Argentina, tendo como pano de fundo a estabilidade política que tem marcado a evolução das

relações entre os países do Cone Sul nos últimos anos. Em segundo, a elevação do grau de componentes regionais associados à integração gasífera, com ênfase, no curto prazo, àqueles ligados à instalação de usinas termoelétricas. Em terceiro, a necessidade de maior articulação entre a integração gasífera no Cone Sul (e no “perímetro sul-americano”) e a agenda geral de integração do Mercosul. E em quarto a conciliação dos interesses dos três principais atores envolvidos no processo: o Brasil, principal mercado; a Bolívia, Argentina e Peru, principais produtores do insumo; e as grandes empresas energéticas, provedoras de poupança e tecnologia. Do ponto de vista da ação diplomática brasileira, essa conciliação passa necessariamente pelo estabelecimento, com os países produtores, de relações que “precedam e transcendam” aquelas que mantêm com as grandes empresas energéticas que atuam no setor gasífero regional.

O Brasil deve exercer na integração gasífera no Cone Sul uma influência compatível com o peso de sua economia, a maturidade assumida por suas instituições políticas e a consistência de sua ação externa. É um desafio e uma oportunidade que valem a pena.

Siglas

AIOC *Azerbaijan International Oil Consortium*

Aneel *Agência Nacional de Energia Elétrica*

ANP *Agência Nacional do Petróleo*

BNDES *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*

BP Amoco *Consórcio British Petroleum-Amoco*

BBPP *Consórcio integrado pela British Gas, Broken Hill e El Paso, sócios da Petrobras, na TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil).*

BTU *British Thermal Unit. Unidade térmica definida como a quantidade de calor necessária para elevar de 1 grau F. a temperatura de 1 libra de água.*

CAN *Comunidade Andina*

CE *Conglomerados Econômicos com preponderância de capital argentino*

DOE *Department of Energy, do governo dos Estados Unidos da América*

EUA *Estados Unidos da América*

Gasbol *GasTransboliviana (GTB) empresa transportadora de gás em território boliviano no âmbito do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia*

Iiasa *International Institute of Applied Systems Analysis*

Mercosul *Mercado Comum do Sul*

MIT *Massachusetts Institute of Technology*

Nafta *North American Free Trade Agreement*

OCDE *Organização para Cooperação e o Desenvolvimento Econômico*

Olade *Organização Latino-Americana de Energia*

Opep *Organização dos Países Exportadores de Petróleo*

Petrobras *Petróleo Brasileiro S. A.*

PNB *Produto Nacional Bruto*

TBG *Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, que transporta o gás em território brasileiro no âmbito do projeto do gasoduto Brasil-Bolívia. controlada atualmente pela Petrobras.*

WEC *World Energy Council*

YPF *Yacimientos Petrolíferos Fiscales*

YPFB *Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia*

Bibliografia

*Livros, impressos e jornais**

- Arthur Andersen Petroleum Services Group. Brazil upstream: a review. Mimeo, Londres, janeiro de 1999.
- Azambuja, Marcos. O Brasil e a conjuntura internacional. IV Seminário Regional sobre Formulação e Análise de Política Exterior, Instituto Rio Branco, 27 de novembro de 1980.
- Bajay, Sérgio Valdir. Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia. *Revista Brasileira de Energia*, v. 1, nº 1, 1989, p. 45-53.
- _____. Assimetria e competitividade no setor energético brasileiro. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994a.
- _____. Reestruturação institucional do setor elétrico em diversos países: elementos de reflexão para o caso brasileiro. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994b.
- Bajay, Sérgio Valdir, Assad, Luiz Sérgio e Galvão, Clóvis Badaró. Proposta de padrões de qualidade para o serviço de distribuição de gás canalizado no estado de São Paulo. Mimeo, 1998.
- Bajay, Sérgio Valdir; Carvalho, Eliane Bezerra de; Jannuzzi, Gilberto de Martino; Correia, Paulo de Barros; Walter, Arnaldo César da Silva; Ferreira, André Luiz e Almeida, Marcos de. Planejamento integrado de recursos: barreiras usualmente encontradas na sua implantação e instituições que devem ser convidadas a participar da sua implantação no setor elétrico brasileiro. Mimeo, 1996.
- Bajay, Sérgio Valdir e Ferreira, André Luís. A internalização dos custos ambientais e sociais da geração de energia elétrica: experiência internacional e perspectivas para o Brasil. Mimeo, 1996.
- Bajay, Sérgio Valdir e Rodrigues, Manoel Gonçalves. Diagnóstico e perspectivas do setor de gás natural no Brasil. Mimeo, 1996.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Gás natural: reservas,

- produção e consumo. *Cadernos de Infra-Estrutura*, nº 4, Rio de Janeiro, setembro de 1997.
- Banco Mundial. Brazil natural gas pricing and regulatory study. Relatório nº 12.772-BR, 25 de outubro de 1996.
- Banks, Ferdinand E. Banks on energy. *PetroMin Magazine*, Report "Economists and oil", abril de 1999.
- _____. Another side of European natural gas (de)regulation. *Hydrocarbon Asia*, Report "Natural gas markets", maio-junho de 1999.
- Batista da Silva, Eliezer. *Infra-estrutura para o desenvolvimento sustentado e integração da América do Sul*. Editora Expressão e Cultura, 1997.
- Benedini, Luiz Fernando. Itaipu: das origens do entendimento entre o Brasil e o Paraguai à assinatura do tratado para a construção da hidrelétrica. Tese, VII Curso de Altos Estudos, 1983.
- Bergmann, Burckhard. Natural gas in the United Germany. Oslo, 15 de maio de 1991.
- British petroleum review of world energy*. Versão disponível na Internet.
- Campadonico, Humberto. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina. *Série Médio Ambiente y Desarrollo*, Comissão Econômica para a América Latina e Caribe (Cepal), Santiago do Chile, 1998.
- Cardoso, Fernando Henrique. *O presidente e o sociólogo*. Entrevistas concedidas ao jornalista Roberto Pompeu de Toledo, Companhia das Letras, 1996.
- _____. Conseqüências sociais da globalização. Palestra, India International Center, Nova Deli, 27 de janeiro de 1996.
- Carraro, Benedito. A importância do gás natural no futuro da geração de energia elétrica e o impacto sobre a demanda para gás no Brasil. Mimeo, janeiro de 1997.
- Child, Jack. *Geopolitics and conflict in South America*. Hoover Instituto Press/Stanford University, 1985.
- Costa, Paulo Roberto (gerente de Gás da Petrobras). O futuro do gás natural no Brasil. Palestra.
- _____. Política de preços para o gás natural. Gerência de Gás, Petrobras.

- CS First Boston. Preliminary information memorandum – Bolivia-Brazil gas pipeline project, novembro de 1996.
- Dalmazzone, Mauro e Forli, Carlo. Gas demand and supply trends in Western Europe. *New equilibria in the energy markets: the role of new regions and areas*. 22ª Conferência Internacional do International Association for Energy Economics, Roma, junho de 1999, p. 204-14.
- Departamento de Energia dos Estados Unidos da América. *International energy outlook*. Versão disponível na Internet, abril de 1999.
- De Paula, Ericson. *A view of energy integration for Latin America*. São Paulo: Gráfica e Editora Bartira, 1997.
- Dolcino, Marco. The forthcoming liberalised Italian gas market: opportunities, constraints and prospects. *New equilibria in the energy markets: the role of new regions and areas*. 22ª Conferência Internacional do International Association for Energy Economics, Roma, junho de 1999, p. 191-203.
- Di Tella, Guido. Discurso de encerramento. Russel, Roberto (org.). *La política exterior argentina en el nuevo orden mundial*. Buenos Aires: Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso), 1992.
- Doré, Julia e De Bauw, Roberto. The Energy Charter Treaty: origins, aims and prospects. *Energy and Environment Programme Series*, The Royal Institute of International Affairs (RIIA), Londres, 1995.
- Dossiê gasoduto Bolívia-Brasil. *Gazeta Mercantil*, 9 de fevereiro de 1999.
- Dossiê petróleo e gás. *Gazeta Mercantil*, 24 de novembro de 1998.
- Drowning in oil. *The Economist*, 6-12 de março de 1999, p. 21-3.
- Encarnação Júnior, Genseric (secretário-executivo da Câmara Estadual de Energia, Agência de Desenvolvimento em Rede do Espírito Santo). O gás natural no Espírito Santo. Palestra.
- Energy, the new convergence. *The Economist*, 29 de maio - 4 de junho de 1999, p. 69-70.
- Escudé, Carlos. Cultura política y política exterior: el salto cualitativo de la política exterior argentina inaugurada en 1989. Russel, Roberto (org.). *La política exterior argentina en el nuevo orden mundial*. Buenos Aires: Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso), 1992.

- Espírito Santo, Geoberto. Desenvolvimento energético sustentável. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Estrada, Javier; Moe, Arild e Dahl Martinsen, Kare. *The development of European gas markets*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 1995.
- Fantine, José. Petróleo e petroquímica: cooperação e integração entre Brasil e Argentina. Seminário Brasil-Argentina, IPRI, 10-11 de junho de 1999.
- Financial Times survey – world energy*. *Financial Times*, 6 de novembro de 1998.
- Financial Times survey - world energy*. *Financial Times*, 15 de abril de 1999.
- Gadano, Nicolás. Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina. *Série Reformas Económicas*, Comissão Econômica para a América Latina e Caribe (Cepal), 1998.
- Gangar, Finbar (ministro de Energia e Indústrias Energéticas de Trinidad e Tobago). Trinidad and Tobago: the market for gas. South America Gas and Oil Conference, Londres, 17-19 de maio de 1999.
- Gas e eletricidade - a conquista do Brasil. *Carta Capital*, 23 de junho de 1999, p. 28-36.
- Goldemberg, José. The changing politics of international energy investment. Conferência Anual de Energia, Royal Institute of International Affairs, Londres, 4-5 de dezembro de 1996.
- Gomes, Iêda Correia. Preços de gás natural boliviano: a ótica do mercado. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Greiner, Peter. Brazil deepwater: the role of producer and major consumer. Palestra, Canning House, Londres, 17-18 de maio de 1999.
- Kang, Wu e Obadía, Cynthia. Latin American energy sector study: current situation and outlook to 2000. *American/Caribbean Oil and Gas Report Series*, nº 4, Program on Resources East-West Center, Honolulu, Havaí, junho de 1993.
- Kozulj, Roberto; Bravo, Víctor e Di Sbroiavacca, Nicolás. La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos. *Revista Brasileira de Energia*, v. 3, nº 1, 1993, p. 106-29.
- Kurtz, David. *Natural gas in Latin America: development and privatisation*.

- Financial Times Energy Publishing, 1997.
- Lafer, Celso. Comércio internacional, multilateralismo e regionalismo: temas emergentes e novas direções. *Política Externa*, v. 5, nº 3, dezembro de 1996.
- Lampreia, Luiz Felipe. O Brasil e o mundo no século XXI: uma visão do Itamaraty. *Política Externa*, v. 5, nº 3, dezembro de 1996.
- Latin America Gas*, Zeus Development Corporation, nº 1, março de 1998.
- Mancini Scheleder, Eugênio Miguel. O gás natural como vetor de eficiência, redução de custos e melhoria ambiental. Conferência "Os avanços do gás natural em 1998", São Paulo, 21 de abril de 1998.
- Marcovitch, Jacques. Integração energética na América Latina. *Série Assuntos Internacionais*, Universidade de São Paulo, agosto de 1991.
- McGowan, Francis. The single energy market and energy policy: conflicting agendas? *Energy Policy*, dezembro de 1989.
- Mitchell, John; Beck, Peter e Grubb, Michael. *The new geopolitics of energy*. Londres: The Royal Institute of International Affairs (RIIA), 1996.
- Ministério de Minas e Energia. Balanço energético nacional - 1998.
- Moneta, Carlos. El factor energético en las relaciones internacionales de América Latina. *Transnacionalización y desarrollo nacional en America Latina*. Buenos Aires: Grupo Editor Latinoamericano, 1984, p. 207-42.
- National Energy Board. Reasons for decision: TransCanada PipeLines Limited. Documento GH-5-89, v. 3 - Facilities, gas exports and Section 71 applications, Ministério do Abastecimento e Serviços do Canadá, Ottawa, abril de 1991.
- Nogueira, Luiz Augusto Horta e Santos, Afonso Henrique Moreira. Cogeração no setor terciário: possibilidades, vantagens e limitações. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994
- Oliveira, Amaury Porto de. *O gás natural: uma energia civilizante?* Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão, 1988.
- Organização Latino-Americana de Energia (Olade). Study on the integration of the gas markets in Latin America and the Caribbean. Versão preliminar, abril de 1997.

- Panelli Cesar, Luis Fernando. Brasil-Argentina: a construção de uma aliança estratégica: condicionantes, singularidades e parâmetros para sua sustentabilidade. Tese, XXXV Curso de Altos Estudos, janeiro de 1998.
- Paik, Keun-Wook; Nebojsa, Nakicenovic e Grubler, Arnulf. Gas and oil in Northeast Asia. *Energy and Environment Programme Series*, The Royal Institute of International Affairs (RIIA), Londres, 1995.
- Peredo, Hugo (vice-presidente Negociaciones Internacionales da Yacimiento Petrolífero Fiscale Boliviano - YFPB). Bolívia: emergente fonte de gás e centro de distribuição. Palestra.
- Pereira, Newton Muller. O modelo competitivo de ESI e a integração energética européia. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Peres, Wilson (coord.). *Grandes empresas y grupos industriales latinoamericanos*. Cidade do México/Madrid: Comissão Econômica para a América Latina (Cepal)/ Siglo Veintiuno Editores, 1998.
- Petrobras. Bolivia-Brazil gas pipeline: more energy. *Petrobras Magazine*, abril-maio-junho de 1999.
- _____. Gás natural. Superintendência de Abastecimento e Marketing e Comercialização e Gerência de Gás, 1998.
- _____. Gerência de gás. Superintendência de Abastecimento e Marketing.
- _____. Integration. *Petrobras Magazine*, abril-maio-junho de 1997.
- _____. Perspectivas e desafios da indústria do petróleo e gás natural no Brasil. novembro de 1995.
- _____. Planejamento tributário para construção do gasoduto Bolívia-Brasil. abril de 1996.
- _____. Projeto de gás natural Brasil-Bolívia. *Revista Petro&Gás*, outubro de 1994.
- Petrobras, OPP Petroquímica S. A. (Organização Odebrecht). Projeto Camisea: proposta complementar incluindo exportação dos excedentes de líquidos do gás natural ao Brasil. Resumo executivo, agosto de 1997.
- Pinto Jr., Helder Queiroz. As novas diretrizes do Banco Mundial para o setor de

- energia. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Power Projects INC. Presentation: 3,750 MW electric project for the use of Camisea's dry gas. Impreso, Lima, agosto de 1998.
- Power to the people: a survey of energy. *The Economist*, 18-24 de junho de 1994.
- Razavi, Hossein; Tipee, Bob e Smock, Bob. Gas and power in the developing world: a systematic look at countries and their investments needs. Mimeo.
- Reche, Ana Lúcia da Silva e Jannuzzi, Gilberto de Martino. Estudo comparativo entre a situação energética brasileira e japonesa. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Rodrigues, Adriano Pires. Políticas alternativas: gás natural. Instituto Liberal, novembro de 1995.
- Russel, Roberto (org.). *La política exterior argentina en el nuevo orden mundial*. Grupo Editor Latinoamericano, Argentina, 1992.
- Santos, Edmilson Moutinho dos e Mai, Luiz Antônio. The role of new regions and areas in the global energy markets: what can be learnt from the South American experience? *New equilibria in the energy markets: the role of new regions and areas*. 22ª Conferência Internacional do International Association for Energy Economics, Roma, junho de 1999, p. 123-32.
- Scheleder, Eugênio Miguel Mancini (diretor do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético – DNDE/MME). A política energética e o programa brasileiro de gás natural. Palestra.
- Seminário “O futuro do gás natural no Brasil”, IBC, 14-15 de outubro de 1997.
- Silveira, José Luz; Walter, Arnaldo Cesar da Silva e Luengo, Carlos A. Cogeração disseminada para pequenos usuários: estudo de casos para o setor terciário. Planejando o Século XXI – II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Universidade de Campinas, dezembro de 1994.
- Stern, Jonathan P. *European gas markets*. Londres: The Royal Institute of International Affairs, 1990.
- _____. Third part access in European gas industries: regulation-driven or market-led? *Energy and Environmental Programme Series*, The Royal

Institute of International Affairs (RIIA), Londres, 1992.

Termelétricas, a saída para produzir energia. *Gazeta Mercantil*, 9 de setembro de 1997.

Testing fuel cars. *The Economist*, 24-31 de maio de 1999, p. 91.

The Economist Intelligence Unit. Country reports: Argentina - 1998-99.

_____. Country reports: Argentina - primeiro quadrimestre 1999.

_____. Country reports: Bolívia - 1998-99.

Universidade de Campinas (Unicamp). *Anais do Congresso Planejando o Século XXI: II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. Unicamp, 1994.

Vice-Ministério de Energia e Hidrocarbonetos. *El gasoducto Bolivia-Brasil*. La Paz, Bolívia, 1998.

Viotti, Maria Luíza Ribeiro. O gás nas relações Brasil-Bolívia. Tese, XXX Curso de Altos Estudos, 1995.

Wallace, David. Environmental policy and industrial innovation. *Energy and Environment Programme Series*, The Royal Institute of International Affairs (RIIA), Londres, 1995.

Warn, Ken. Future promises a barrel of laughs. World energy survey, *Financial Times*, 6 de novembro de 1998.

Winberg, Alan R. Managing risk and uncertainty in international trade: Canada's natural gas exports. Westview Press/Boulder and London, 1987.

World Energy Council - International Institute For Applied Systems Analysis. *Global energy perspectives*. Cambridge: Cambridge University Press, 1998.

Zylbersztajn, David. Argentina, Brasil e México: os impactos de política energética face às crises da década de 1970. *Revista Brasileira de Energia*, v. 1, nº 1, 1989.

Legislação brasileira consultada

- Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997; relativa á quebra do monopólio da Petrobras na importação de hidrocarbonetos.

- Portaria nº 44, Agência Nacional de Petróleo (ANP), 15 de abril de 1998; relativa às facilidades à construção e operação de dutos no país.

- Decreto nº 2.655, 2 de julho de 1998; que regulamentou a criação do “mercado atacadista de energia elétrica”, complementado pela Resolução nº 249 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), 11 de agosto de 1998.

- Portaria nº 169, ANP, 26 de novembro de 1998, DOU, 27 de novembro de 1998; relativa à regulamentação do uso por terceiros de instalações de transporte ou transferência de gás natural.

Documentos

- Reexame da Matriz Energética Nacional. Relatório da comissão constituída através do Decreto nº 99.503, 2 de setembro de 1990, com a finalidade de reexaminar a matriz energética nacional, inclusive o papel do álcool combustível.

- Comissão do Gás Natural. Relatório da comissão constituída através do Decreto de 18 de julho de 1991; para viabilização do aproveitamento do gás natural.

- A Indústria do Gás Natural no Brasil. Documento interno, Secretaria de Energia do Ministério da Minas e Energia, 1998.

- Analisis comparativo de marcos regulatórios de transporte y distribución de gas natural en los países de la región. Documento interno, Secretaria de Energia da Argentina, 1998.

Contratos firmados pela Petrobras

- Contrato de Compra e Venda de Gás Natural. Petrobras e YPFB, Cochabamba, Bolívia, 17 de fevereiro de 1993.

- Contrato de Pagamento Antecipado. Petrobras e YPFB, Rio de Janeiro, Brasil, 18 de julho de 1996.

- Contrato de Compra e Venda de Gás Natural. Petrobras e YPFB, Rio de Janeiro, Brasil, 16 de agosto de 1996.

- Acordo de Compra e Venda de Gás Natural. Petrobras e YPF S. A., 1996.

- Memorando de Entendimento. Petrobras; YPF S. A.; Total Global Gas Ventures e União Transitória de Empresas, 1998.

Legislação comunitária consultada

- Risoluzione sul Libro Bianco della Commissione su "Una politica energetica per l'Unione Europea", COM(95)0682 - C4-0018/96, 14 de novembro de 1996.

- Libro Bianco, Una politica energetica per L'Unione Europea, COM(95)0682, Comissão da Comunidade Européia, Bruxelas, 13 de dezembro de 1995.

- Diretiva 98/30/CE de Parlamento Europeo e del Consiglio, 22 de junho de 1998; relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale. *Gazzetta Ufficiale*, Comunidade Européia, 21 de julho de 1998.

- Libro Bianco, Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili, COM (95) 599, Bruxelas, 26 de novembro de 1997.

Legislação argentina consultada

- Resolução nº SE 299, Secretaria de Energia de Argentina, 14 de julho de 1998.

(*) Estão citados na bibliografia os artigos de jornal que faziam parte de relatórios ou cadernos especiais. Os demais são citados no corpo do trabalho.

Anexo 1 - Lista de entrevistas realizadas

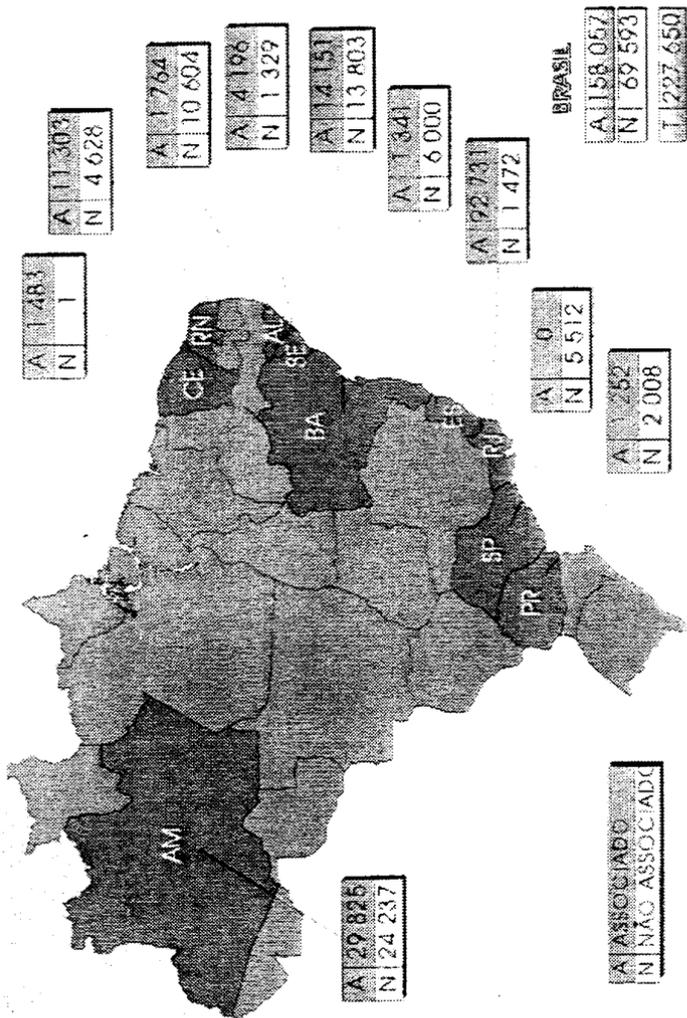
1. Embaixador Paulo Tarso Flecha de Lima
2. Embaixador Marco Cesar Meira Naslausky
3. Doutor Kouji Ogura, da Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia
4. Doutor Benedito Carraro, diretor de Planejamento da Eletrobras
5. Engenheiros Antônio Menezes e Antônio Sérgio Cajueiro, da Gaspetro
6. Engenheiro Roberto Prisco Paraíso Ramos, da Odebrecht International
7. Senhor Richard Souchard, da British Gas
8. Professor Sérgio Valdir Bajay, da Unicamp
9. Professor Ericson de Paula, da Universidade de São Paulo
10. Professora Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares, catedrática da Unidade de Estratégia e Inovação Industrial da Universidade do Porto, em Portugal

O autor também registra e agradece os comentários feitos durante diferentes estágios de realização do trabalho por parte do embaixador Rubens Antônio Barbosa; do embaixador Renato Luís Rodrigues Marques; do ministro Sérgio Moreira Lima; e do primeiro secretário Silas Leite da Silva.

Reservas de Gás Natural no Brasil

Dez/1997

Milhões de m³/Provdas

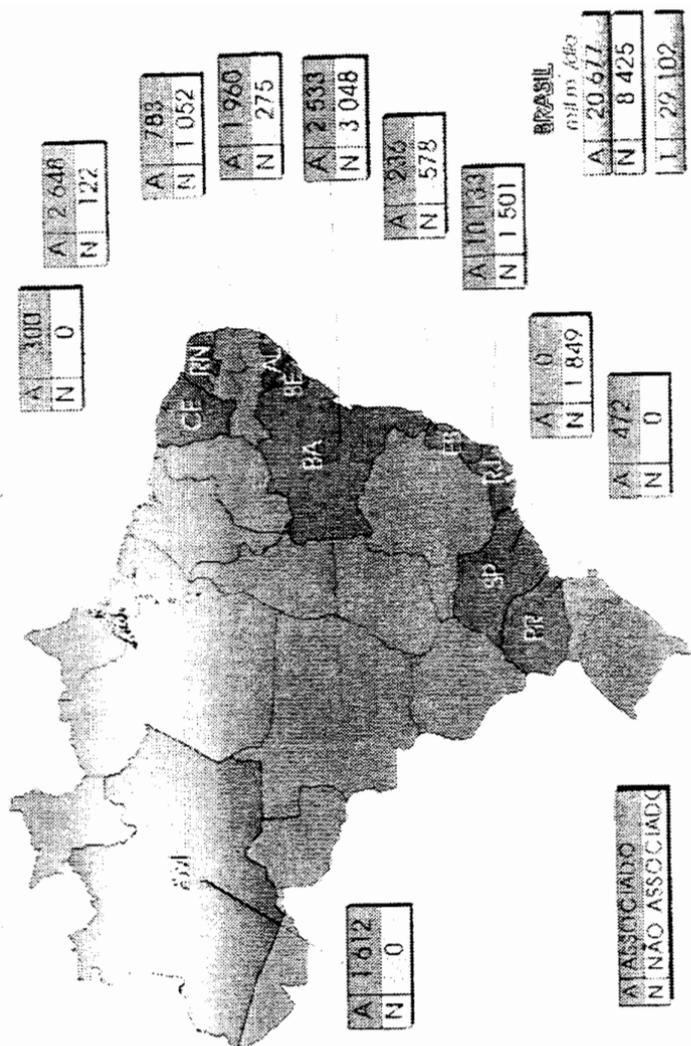


OPTIS

ABRIL 1998 (32)

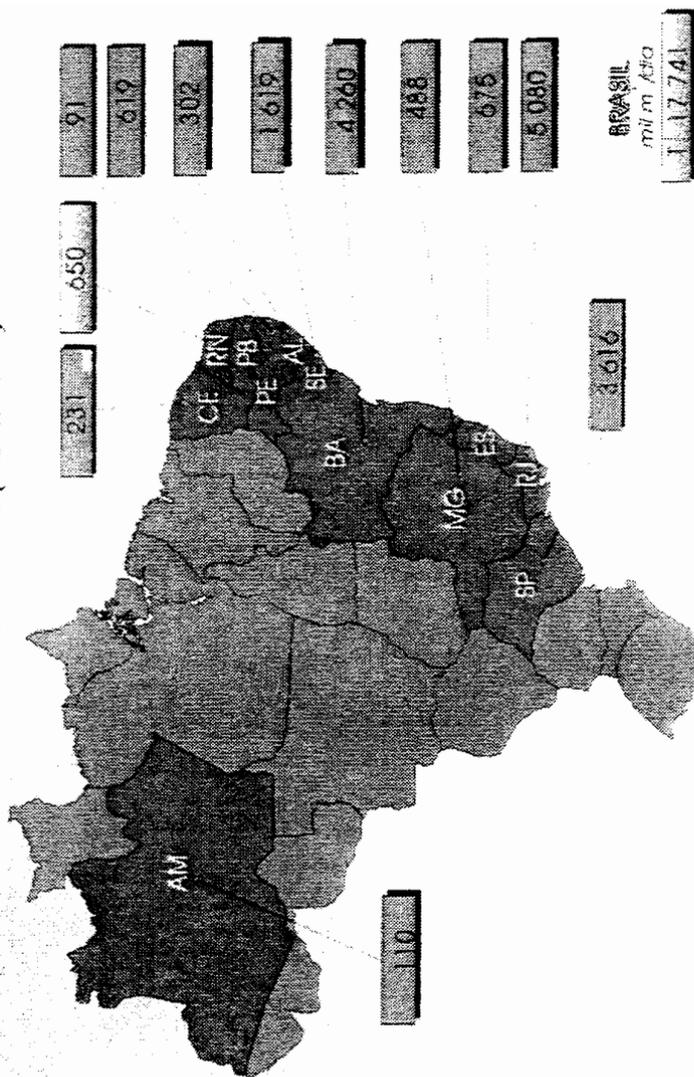
Produção de Gás Natural no Brasil

Mil m³/dia (Abril/1998)

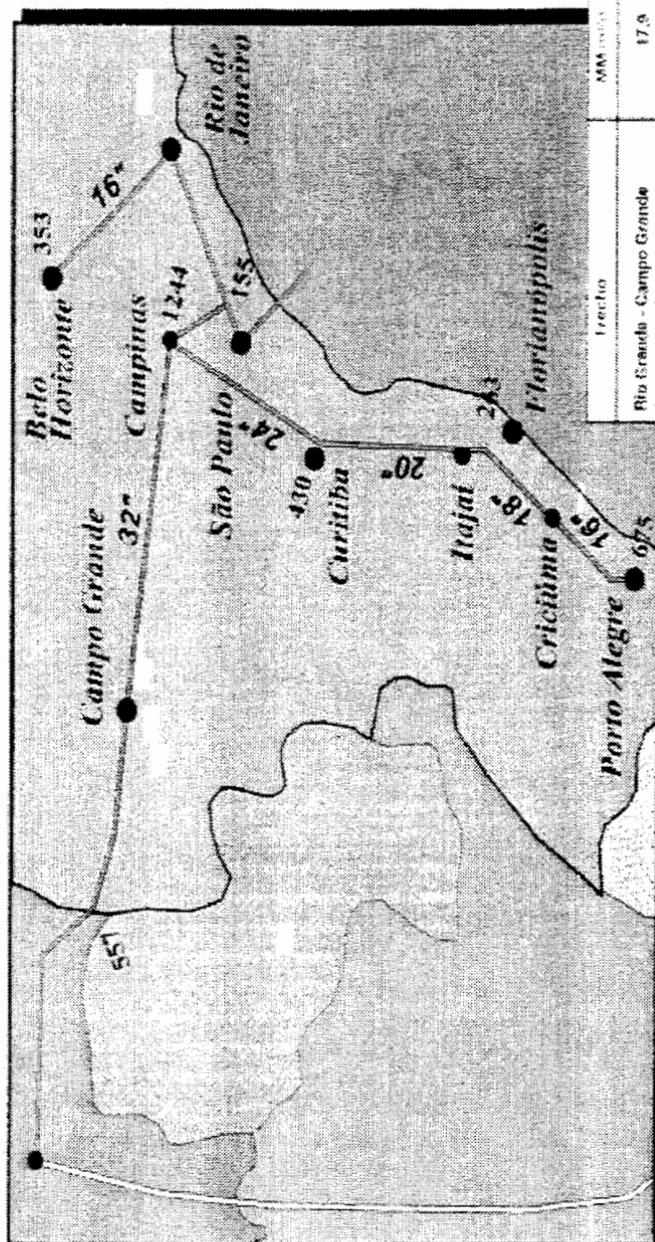


Consumo do Gás Natural no Brasil

Mil m³/dia (Abril/1998)



Dutos

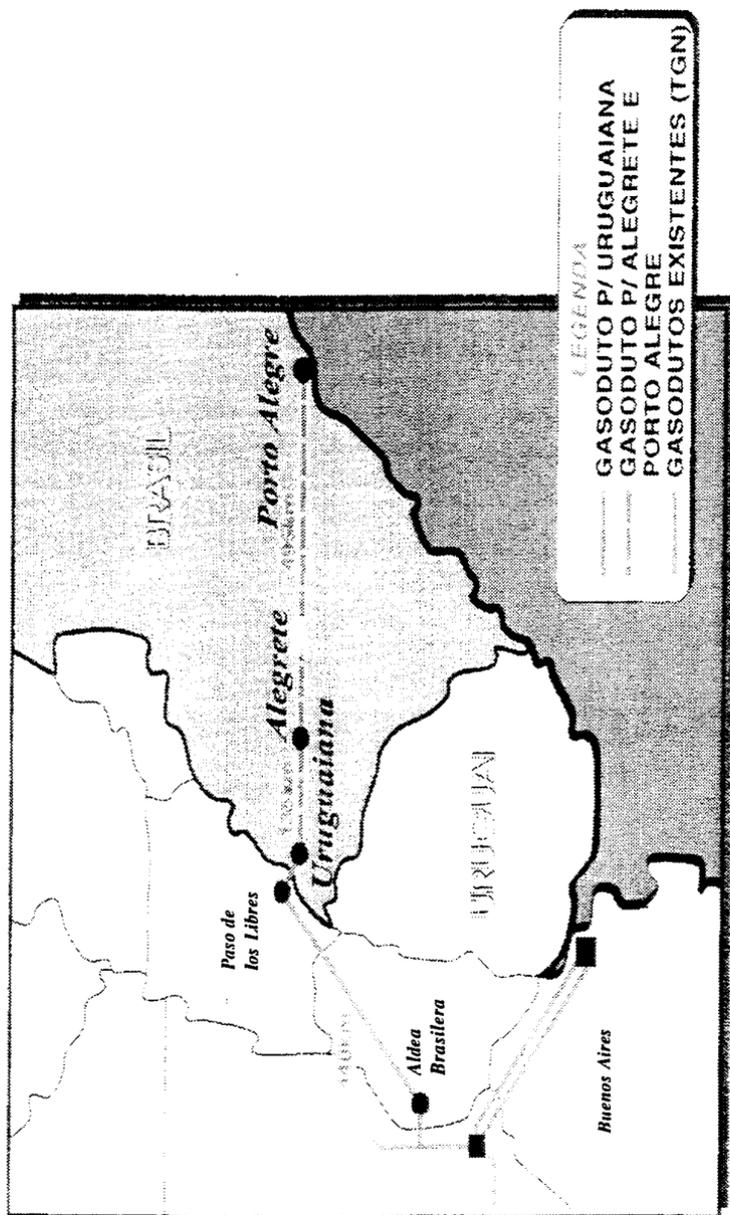


Gasoduto Bolívia-Brasil
 Gasoduto Bolívia-Argentina
 Gasodutos Existentes

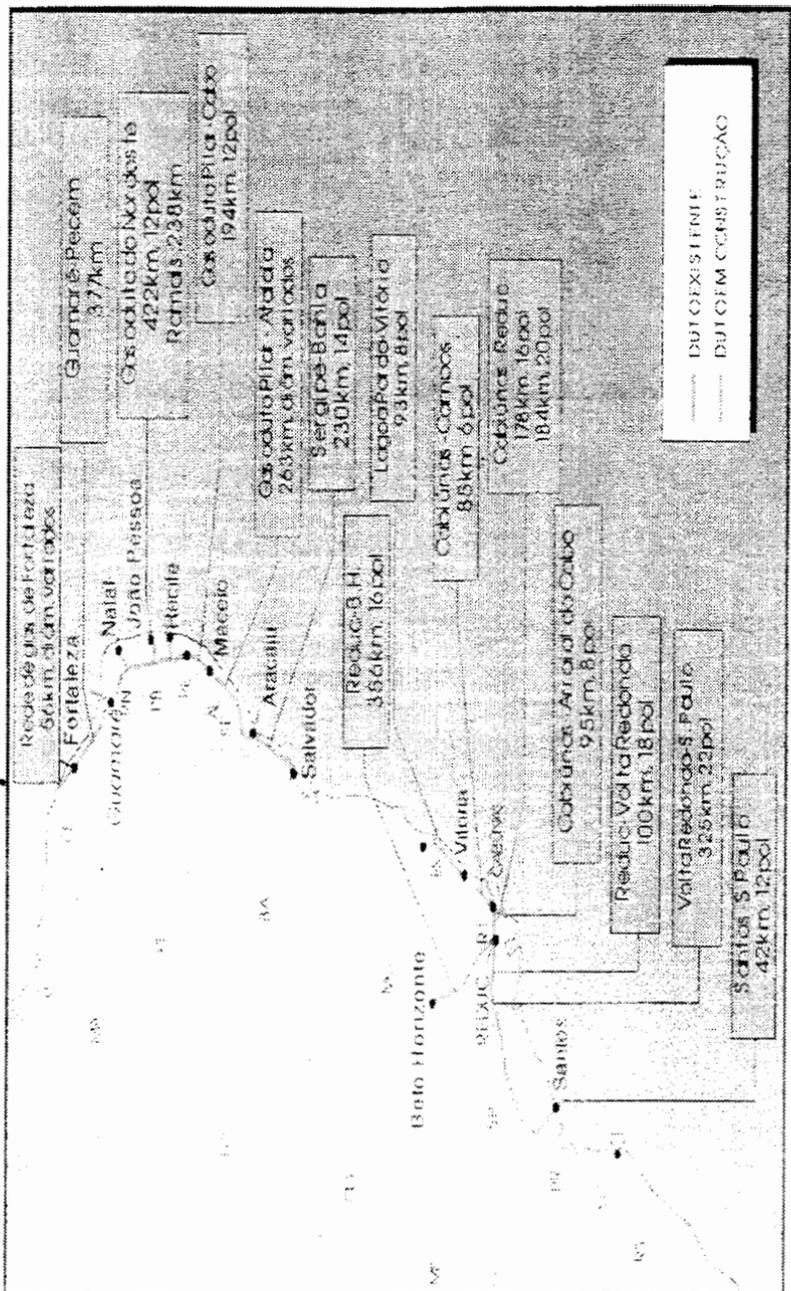
Tronco	MM TUBOS
Rio Grande - Campo Grande	17,9
Campo Grande - Campinas	15,8
Campinas - Guaracema	5,5
Campinas - Curitiba	6,5
Curitiba - Criciúma	3,1
Criciúma - Porto Alegre	1,5

ABAST. MICROFILAS

Gasoduto Uruguaiana



Principais Gasodutos Terrestres



COB-802

ABASTECIMENTO DE GÁS

Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG)

Ministério das Relações Exteriores
Esplanada dos Ministérios, Bloco H
Anexo II, Térreo
70170-900 Brasília, DF
Telefones: xx 61- 411 6033 / 6034 / 6847
Fax: 322 2931 / 2188
www.funag.gov.br
publicacoes@funag.gov.br

Palácio Itamaraty
Avenida Marechal Floriano, 196 Centro
20080-002 Rio de Janeiro - RJ
Telefax: xx 21- 233 2318/2079

Instituto Rio Branco (IRBr)

Setor de Administração Federal Sul
Quadra 5, Lote 2/3
70170-900 Brasília, DF
Telefones: xx 61 – 325 7000 /5/6
Fax: 322 8355
www.mre.gov.br/irbr
irbr@mre.gov.br

Centro de Estudos Estratégicos (CEE)

Setor Policial, Área 5, Quadra 3, Bloco A
70610-200 Brasília, DF
Telefones: xx 61 – 411 5100 / 5114

<i>Título</i>	O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira
<i>Autor</i>	Francisco Mauro Brasil de Holanda
<i>Coordenação Editorial</i>	Ednete Moraes Lessa
<i>Revisão e Edição Técnica</i>	Ana Teresa Perez Costa
<i>Edição Eletrônica</i>	Isnaldo Martins de Souza Maria da Gloria Mazareth Miriam Valesca Ferreira
<i>Formato</i>	140mm x 210mm
<i>Mancha Gráfica</i>	111mm x 164mm
<i>Tipologia</i>	Times New Roman 11/13,2
<i>Papel</i>	cartão supremo 250g/m ² , plastificação fosca (capa), cor 2/0 laser 75g/m ² (miolo), cor 1/1
<i>Número de páginas</i>	177
<i>Tiragem</i>	500 exemplares
<i>Impressão e Acabamento</i>	Seção de Reprografia do Ministério da Ciência e Tecnologia